

**ČESKÉ VYSOKÉ  
UČENÍ TECHNICKÉ  
V PRAZE**

**FAKULTA  
STROJNÍ**



**DIPLOMOVÁ  
PRÁCE**

**2021**

**MICHAL  
KASAN**



## I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Kasan** Jméno: **Michal** Osobní číslo: **465386**  
Fakulta/ústav: **Fakulta strojní**  
Zadávací katedra/ústav: **Ústav energetiky**  
Studijní program: **Energetika a procesní inženýrství**  
Specializace: **Energetika**

## II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

**Systém vodíkové akumulace elektřiny z FVE**

Název diplomové práce anglicky:

**Hydrogen energy storage from PV power plant**

Pokyny pro vypracování:

Navrhněte systém vodíkové akumulace elektřiny z FVE a následné využití vodíku spálením v PPC a vyhodnotte jeho výhodnost

1. Zpracujte rešerši na téma vodíkových technologií a spalování vodíku v plynových turbínách
2. Navrhněte systém vodíkové akumulace energie z fotovoltaické elektrárny a následné využití vodíku v paroplynové elektrárně
3. Vytvořte ekonomický model navrženého systému
4. Určete optimální velikost systému vzhledem k tržním cenám elektrické energie, zemního plynu a CO<sub>2</sub> povolenek
5. Analyzujte ekonomickou výhodnost systému při změně vybraných provozně-ekonomických parametrů

Seznam doporučené literatury:

webové zdroje

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

**doc. Ing. Tomáš Dlouhý, CSc., ústav energetiky FS**

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

Datum zadání diplomové práce: **23.04.2021**

Termín odevzdání diplomové práce: **04.06.2021**

Platnost zadání diplomové práce: **31.12.2022**

doc. Ing. Tomáš Dlouhý, CSc.  
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Ing. Michael Valášek, DrSc.  
podpis děkana(ky)

## III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

\_\_\_\_\_  
Datum převzetí zadání

\_\_\_\_\_  
Podpis studenta



## **Čestné prohlášení**

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

V Praze dne 31. 5. 2021

.....

Michal Kasan

## **Anotační list**

Jméno autora: Michal Kasan

Název DP: Systém vodíkové akumulace elektřiny z FVE

Anglický název: Hydrogen energy storage from PV power plant

Rok: 2021

Studijní program: Energetika a procesní inženýrství

Obor studia: Energetika

Ústav: Ústav energetiky

Vedoucí DP: doc. Ing. Tomáš Dlouhý, CSc.

Bibliografické údaje: počet stran:  
počet obrázků:  
počet tabulek:  
počet příloh:

Klíčová slova: vodík, úložiště energie, paroplynový cyklus, fotovoltaika, elektrolyza, spoluspalování vodíku, Power-to-Gas, Power-to-Hydrogen

Key words: hydrogen, energy storage, combined cycle power plant, photovoltaics, electrolysis, hydrogen co-combustion, Power-to-Gas, Power-to-Hydrogen

## **Anotace**

Tato práce pojednává o návrhu vodíkového úložiště elektrické energie z fotovoltaické elektrárny o výkonu 100 MWp. Vyrobený vodík se spaluje se zemním plynem v paroplynové elektrárně. Hlavním cílem práce bylo navrhnout systém vodíkové akumulace. Pro navržený systém měl být následně vytvořit provozní model založený na datech o solárním záření a cenách elektřiny, zemního plynu a CO<sub>2</sub> povolenek z roku 2019, vyhodnotit potřebnou výši investice na vodíkový systém a provést ekonomické hodnocení pomocí kritéria NPV. V rámci citlivostních analýz je zkoumána citlivost systému na změnu hlavních vstupních parametrů – cena elektřiny, zemního plynu, CO<sub>2</sub> povolenek. Cílem je stanovit, za jakých podmínek se vodíková akumulace vyplatí postavit a provozovat.

## **Abstract**

This thesis deals with the topic of hydrogen energy storage design for 100 MWp Solar power plant. Produced hydrogen is being co-combusted with natural gas in Combined cycle power plant. Main aim was to design hydrogen storage system. Second goal was to create operational model of such system based on solar irradiance data, electricity cost, natural gas cost and CO<sub>2</sub> allowance cost from 2019, assess the required investment costs for hydrogen storage system and do the economic evaluation of the project by NPV criteria. Part of the thesis is sensitivity analysis, which studies the influence of main input parameters – electricity cost, natural gas cost, CO<sub>2</sub> allowance cost. Target is to determine, under which conditions could hydrogen system be effective solution for such application.

## **Poděkování**

Rád bych poděkoval zejména panu Ing. Jakobovi Krempaskému za jeho ochotu a pomoc při vytváření této práce. Stejně tak bych chtěl poděkovat jeho kolegům z ČEZu, kterými byli pánové Ing. Martin Borovský a Ing. Petr Krejčí, PhD. Jim vděčím za připomínky a doporučení. Díky náleží i mému vedoucímu, panu doc. Ing. Tomášovi Dlouhému, CSc., za jeho zpětnou vazbu a rady.

Rodičům chci poděkovat za podporu po celou dobu studia.



## Obsah

1. Seznam použitých zkratk a veličin .....	1
2. Úvod.....	3
3. Možnosti akumulace elektřiny.....	5
3.1 Přehled Power-to-X technologií.....	6
3.2 Power-to-Hydrogen.....	7
3.2.1 Elektrolýza.....	9
3.3 Power-to-Methane.....	14
3.3.1 Výroba metanu - metanizace.....	15
3.3.2 Metody získávání CO <sub>2</sub> .....	17
3.3.3 Požadavky na čistotu plynů pro výrobu metanu .....	19
4. Spalování vodíku v turbínách.....	21
4.1 Výzvy a výzkum v oblasti spalování vodíku .....	23
4.1.1 Emise NO <sub>x</sub> .....	24
4.1.2 Flashback.....	25
4.1.3 Fluktuace spalovacího tlaku a termoakustika.....	27
4.2 Přehled technologií nabízených výrobci .....	28
4.2.1 Ansaldo Energia .....	28
4.2.2 General Electric.....	30
4.2.3 Mitsubishi Hitachi Power Systems.....	30
4.2.4 Siemens.....	31
4.2.5 Shrnutí.....	32
5. Návrh systému s vodíkovou akumulací .....	34
5.1 Návrh a popis systému vodíkové akumulace.....	35
5.2 Přehled vybraných komponent.....	39
5.2.1 Fotovoltaické panely.....	39
5.2.2 MPPT regulátory .....	40
5.2.3 Elektrolyzér .....	41
5.2.4 Akumulační nádrž pro vodík .....	41
5.2.5 PPC Počerady .....	42
6. Referenční výpočtový model .....	44
6.1 Termodynamický výpočet .....	44

6.2	Investiční model systému.....	46
6.3	Provozní model Akumulačního systému.....	47
6.4	Ekonomické hodnocení.....	54
7.	Optimalizace Akumulačního systému.....	57
7.1	Postup a výsledky optimalizace.....	57
8.	Citlivostní analýzy.....	60
8.1	Popis zjednodušeného modelu.....	60
8.1.1	Průměrný výkon elektrolyzéro.....	62
8.1.2	Velikost akumulace.....	63
8.1.3	Zvolený přístup k citlivostním analýzám.....	64
8.2	Závislost ceny vodíku na provozních hodinách ELY.....	65
8.3	Makroekonomické scénáře.....	66
8.3.1	Scénář 2030.....	67
8.3.2	Scénář 2040.....	70
8.4	Grafické znázornění výsledků scénáře 2040.....	74
8.5	Zhodnocení výsledků.....	76
9.	Závěr.....	79
10.	Seznam použitých zdrojů.....	81
11.	Seznam obrázků.....	86
12.	Seznam tabulek.....	87
13.	Seznam příloh.....	88

# 1. Seznam použitých zkratek a veličin

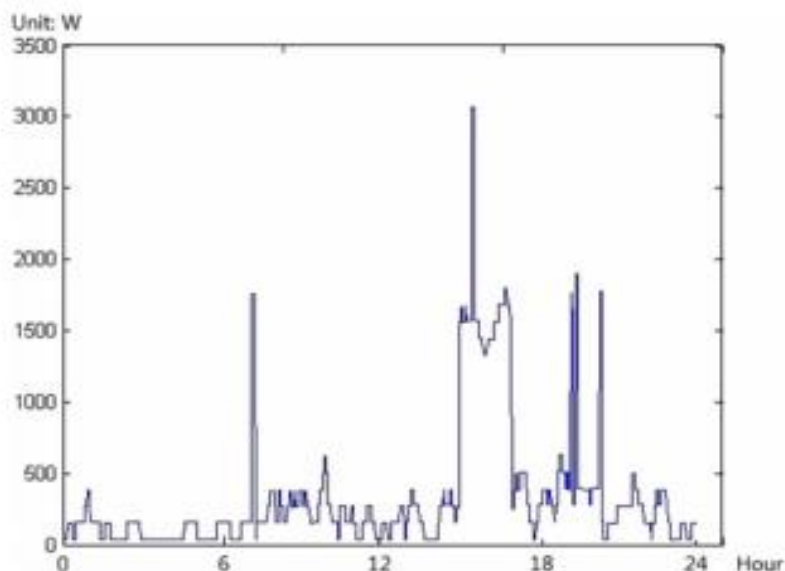
Označení	Jednotka	Popis
AKU		akumulace
$C_{CO_2}$	<i>EUR/t CO<sub>2</sub></i>	cena emisní povolenky
$C_{el}$	<i>EUR/MWh</i>	cena elektřiny
$C_{H_2O}$	<i>Kč/m<sup>3</sup></i>	cena demivody
$C_{RK}$	<i>EUR/MWh</i>	cena rezervované kapacity zemního plynu
$C_P$	<i>EUR/MWh</i>	cena přepravy zemního plynu
$C_{ZP}$	<i>EUR/MWh</i>	cena zemního plynu
CF	<i>Kč</i>	cash flow
CS Spread		clean spark spread
DCF	<i>Kč</i>	diskontovaný cash flow
$\Delta H_r^0$	<i>kJ/mol</i>	Standartní slučovací entalpie reakce
DLN		dry low NO <sub>x</sub>
DLE		dry low emissions
$d_v$	-	relativní hustota
$EF_{CO_2}$	<i>t CO<sub>2</sub>/MWh</i>	emisní faktor zemního plynu
ELY		elektrolyzér
$\varepsilon_{H_2}$	%	čistota vodíku
$\eta$	%	účinnost
F	<i>C/mol</i>	Faradayova konstanta
FTF		flame transfer function
FVE		fotovoltaická elektrárna
FN	<i>Kč/rok</i>	fixní provozní náklady
$\Phi_{H_2}$	%	objemový podíl spalovaného vodíku
G	<i>kJ</i>	Gibbsova energie
H	<i>kJ</i>	entalpie
h	<i>kJ/kg</i>	měrná entalpie
HV	<i>Kč/rok</i>	hospodářský výsledek
I	<i>Kč</i>	investiční náklady
$k_{ELY}$	-	koeficient průměrné výroby vodíku z ELY
$k_{AKU}$	-	koeficient velikosti vodíkové akumulční nádrže
$\dot{m}$	<i>kg/s</i>	hmotnostní tok
$N_{CO_2}$	<i>Kč</i>	náklady na emisní povolenky
$N_{H_2O}$	<i>Kč</i>	náklady na výrobu demivody
$N_{H_2}$	<i>Kč</i>	náklady na výrobu vodíku
$N_{ZP}$	<i>Kč</i>	náklady na zemní plyn
N	<i>Kč/rok</i>	provozní náklady
NPV	<i>Kč</i>	čistá současná hodnota
PPC		paroplynový cyklus
p	<i>bar</i>	tlak
$P_{ELY}$	<i>kWh/Nm<sup>3</sup></i>	měrná spotřeba elektrolyzéro
P	<i>MW</i>	výkon
P2G		Power to Gas
$P_{FVE\emptyset}$	<i>MW</i>	průměrný výkon fotovoltaické elektrárny

$Q_i$	$MJ/m^3$	výhřevnost
$\dot{Q}$	$kW$	tepelný výkon
$\rho$	$kg/m^3$	hustota
$S$	$kJ/K$	entropie
$s$	$kJ/(kg \cdot K)$	měrná entropie
$S_{el}$	$MWh$	množství spotřebované elektřiny
$S_{H_2}$	$Nm^3$	množství vyrobeného vodíku
$S_{H_2O}$	$Nm^3$	množství spotřebované demivody
$S_{ZP}$	$MWh$	množství spotřebovaného zemního plynu
TRL		technology readiness level
$t$	$^{\circ}C$	teplota
$T_P$	rok	doba porovnání
$U$	$V$	napětí
$U_{cell}$	$V$	reverzní napětí článku
$U_{act}$	$V$	aktivační přepětí elektrody
$U_{ohm}$	$V$	
$U_{con}$	$V$	
$V$	$Kč/rok$	provozní výnosy
$V_{AKU}$	$kg$	velikost akumulční nádrže
$V_{el}$	$Kč$	výnosy z prodané elektřiny
$\dot{V}$	$m^3/s$	objemový tok
$w_{H_2}$	$kJ/kg$	měrná práce kompresoru
WLE		wet low emissions
$W_i$	$Mj/m^3$	Wobbeho index
$z$	-	počet vyloučených elektronů na elektrodě

## 2. Úvod

Většina elektřiny, která se na celém světě vyrobí, pochází převážně z fosilních elektráren. S rostoucím tlakem na snižování emisí CO<sub>2</sub> ale narůstá podíl obnovitelných zdrojů. V Evropě je tento trend globálně nejsilnější, neboť se státy Evropské Unie zavázaly k uhlíkové neutralitě do roku 2050. V případě dvou hlavních zástupců, tedy větrných a solárních elektráren, je hlavní problém zvyšování podílu obnovitelných zdrojů zřejmý. Tyto výroby elektřiny jsou časově nestálé a produkci elektřiny z takových zdrojů nelze nijak regulovat. Pokud budou vhodné povětrnostní podmínky, větrné elektrárny mohou zničehonic začít produkovat velké množství elektřiny. Tato elektřina se buď musí někde spotřebovat, nebo se musí snížit výkon jiného zdroje, aby byla v distribuční síti rovnováha. Zároveň dochází k větším výkyvům ceny elektřiny na trhu.

Z hlediska fosilních zdrojů by ideální byla rovnoměrná spotřeba po celý den. Pak by bylo dimenzování zdrojů jednoduché, zařízení by pracovala na jmenovitých parametrech při maximálních účinnostech a nebylo by téměř třeba řešit regulaci výkonu. Pro ilustraci uvádím na Obr. 1 průběh spotřeby elektřiny v třípokojovém bytě.



Obr. 1 Denní diagram spotřeby elektřiny [1]

Spotřeba ani zdaleka rovnoměrná není. A neregulovatelné obnovitelné zdroje mohou ještě zvýšit rozdíl mezi výrobou a spotřebou. V zimě je světlo jen pár hodin denně a

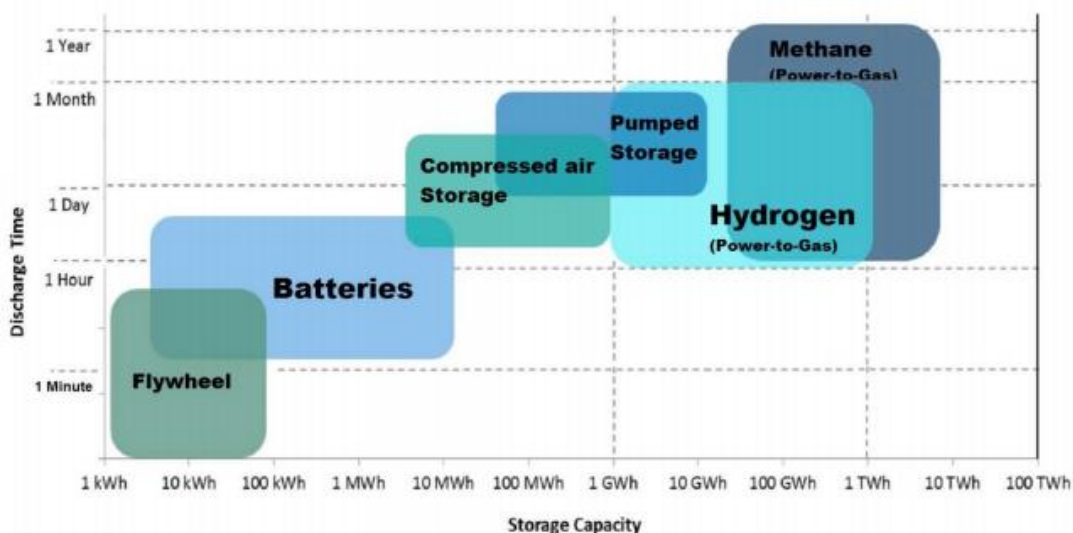
často bývá oblačno, takže výroba elektřiny ze solárních elektráren je mizivá. Z hlediska rovnováhy se proto nabízí například efektivní řízení výroby a spotřeby, o což se snaží tzv. agregátoři flexibility.

Další možností je elektřinu akumulovat. Ve své práci se budu přímo zabývat návrhem vodíkové akumulace využívající elektřinu z fotovoltaické elektrárny o výkonu 100 MWp. Pro vyrobený vodík uvažuji jeho využití ke spalování se zemním plynem v paroplynové elektrárně Počerady. Vzhledem ke stavbě velkých solárních a větrných parků po Evropě je vodíková akumulace výborným nástrojem, neboť dokáže akumulovat dlouhodobě velké množství elektřiny. To bude právě s rozvojem obnovitelných zdrojů energie více a více potřeba, neboť vlivem nerovnoměrné výroby elektřiny budou v síti často její přebytky či nedostatky a akumulace poskytuje efektivní nástroj jak řídit rovnováhu v elektrické síti. Vodík lze z hlediska energetiky využít jako palivo v turbínách, motorech, anebo pro výrobu metanu, případně dalších syntetických paliv. Postupně dochází i k rozvoji vodíkové mobility a narůstajícímu využívání vodíku v palivových článcích. O zásadním postavení vodíku svědčí například plány Evropské Unie na podporu vodíkových projektů v rámci European Green Deal [4]. Doslova se uvádí, že mezi prioritní oblasti patří čistý vodík, palivové články a další alternativní paliva, skladování energie a zachycování, ukládání a využívání CO<sub>2</sub>. Jeho obrovská výhoda je, že při spalování nedojde k produkci žádných emisí CO<sub>2</sub>. Využívání vodíku ve velkém měřítku je tak základní krok k dosažení klimatických cílů Evropské Unie.

Než přejdu ale k návrhu vodíkového systému, rád bych představil současné možnosti akumulace elektřiny.

### 3. Možnosti akumulace elektřiny

Jak jsem již zmínil v úvodu, akumulace elektřiny bude hrát do budoucna zásadní roli, neboť vlivem odklonu od uhlí, a v určité míře i od jaderných zdrojů, bude stále více narůstat nerovnoměrnost výroby elektřiny v průběhu dne. Akumulace představuje efektivní způsob jak se vyrovnat se špičkami výroby z obnovitelných zdrojů a nedostatkem elektřiny v noci. Zároveň ale představuje poměrně velkou výzvu, neboť je problém jí skladovat ve velkém množství a dlouhodobě. Vzhledem k nástrojům a technologiím, které má lidstvo k dispozici, se jedná pravděpodobně o nutnou daň pro dosažení uhlíkové neutrality. Proto bych rád v několika následujících odstavcích představil hlavní současné možnosti skladování elektřiny, které jsou k vidění na Obr. 2.



Obr. 2 Porovnání různých druhů úložišť [2]

Rozvoj elektromobility má jako vedlejší efekt velké inovace v oblasti bateriových úložišť. Ta jsou ale vhodná spíše pro krátkodobou akumulaci menších výkonů. Z hlediska přenosové soustavy tedy mohou poskytovat například služby výkonové rovnováhy. Široká veřejnost však vnímá převážně negativa spojená s energetickou náročností jejich výroby a recyklací.

Jeden způsob akumulace energie se využívá již dlouho, a to akumulace v přečerpávacích elektrárnách. Ty mají reverzní turbínu, která může fungovat i jako čerpadlo a v případě přebytku elektřiny přečerpá vodu z dolní nádrže do horní, v případě nedostatku elektřiny naopak vodu vypouští přes turbínu z horní nádrže do dolní. Výhoda je, že se dá takto akumulovaná elektřina ukládat dlouhodobě, ale

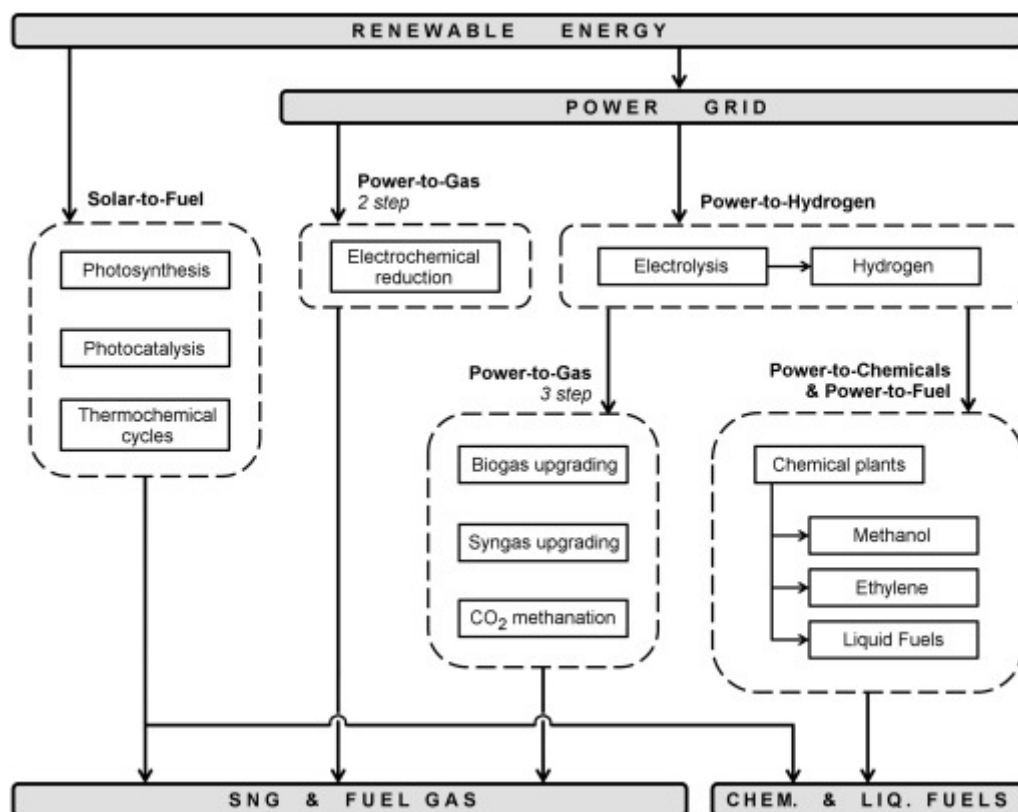
v podmínkách České republiky se nejedná o moc perspektivní variantu, neboť vhodná místa k výstavbě přečerpávacích elektráren se na našem území nevyskytují, případně se nacházejí v chráněných oblastech. Existují sice projekty, které plánují vybudování přečerpávacích elektráren na vytěžených uhelných dolech v Ústeckém kraji, ale je otázka, jak tyto projekty pro svou náročnost dopadnou.

Pro dlouhodobou akumulaci se tak nabízí využití technologie Power-to-X. Jedná se o technologii, která ukládá elektrickou energii do jiné formy energie, například do tepelné energie, nebo do chemické energie. Velké popularitě se těší zejména technologie Power-to-Hydrogen, při které se z elektřiny vyrábí vodík. Tato varianta se dá navíc posunout na další úroveň, neboť z vodíku lze vyrábět další paliva, kupříkladu metan a metanol. Výhodou je, že se dá takto vyrobit takřka neomezené množství paliva, pokud je k dispozici dostatek elektřiny. Následující kapitoly tak věnují právě těmto technologiím, zejména technologii Power-to-Hydrogen.

### **3.1 Přehled Power-to-X technologií**

Základním principem Power-to-X technologií je konverze elektrické energie do jiné formy energie. Nejčastěji se uvádí konverze do tepelné nebo chemické energie (do paliva). Elektřina pak může pocházet buď přímo ze zdroje elektřiny, například solárního parku, nebo v případě přebytku může dojít k odběru z distribuční soustavy. Pokud se zaměřím pouze na konverzi do paliv, má tato technologie několik zajímavých vlastností. Těmi hlavními je možnost ukládat velké výkony a možnost jejich ukládání po dlouhou dobu bez úbytku skladovaného výkonu. Další pozitivní vlastností této technologie, ovšem už ne ve vztahu ke skladování elektrické energie, je možnost konverze do různých chemických látek. Pro chemický průmysl to ale může být i zajímavý zdroj potřebných surovin (například vodík pro výrobu amoniaku). Továrna může být doplněna o solární elektrárnu, která bude vyrábět elektřinu pro technologii a část elektřiny může být použita pro výrobu vodíku, který se použije při výrobě amoniaku. Přehled možných variant technologie Power-to-X je na Obr. 3.

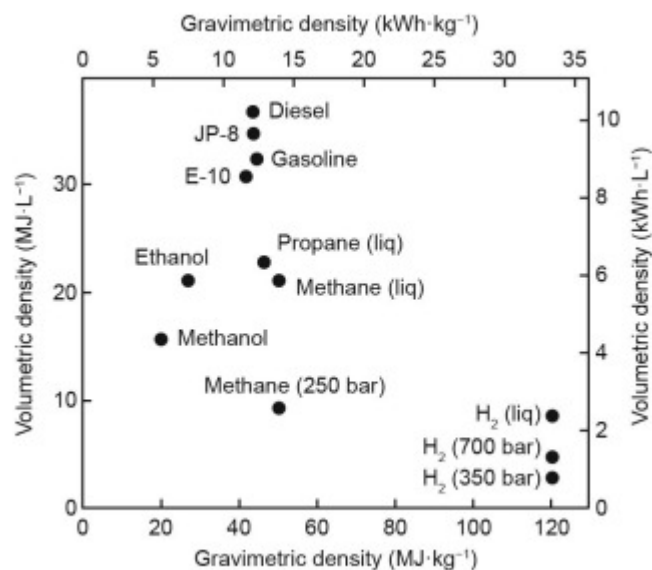




Obr. 3 Přehled možných Power-to-X technologií využívajících konverzi do paliv [3]

## 3.2 Power-to-Hydrogen

Srdcem technologie je výroba vodíku. Ostatní paliva se vyrábí až následnou chemickou reakcí vodíku s dalšími surovinami. Vodík je ale použitelný jako palivo sám o sobě. Zajímavé vlastnosti má i z hlediska skladování, mezi používanými palivy má nejvyšší hmotnostní výhřevnost  $120 \text{ MJ/kg}$ . Kvůli své nízké hustotě má ale nízkou objemovou výhřevnost, což vede k nutnosti jej skladovat na velmi vysokých tlacích. Pro použití v dopravě se jedná o tlak  $700 \text{ bar}$  pro osobní vozy a  $350 \text{ bar}$  pro nákladní vozy a autobusy – rozdílný tlak je dán čistě dostupným prostorem pro nádrž. Srovnání i s dalšími palivy nabízí Obr. 4. [5]



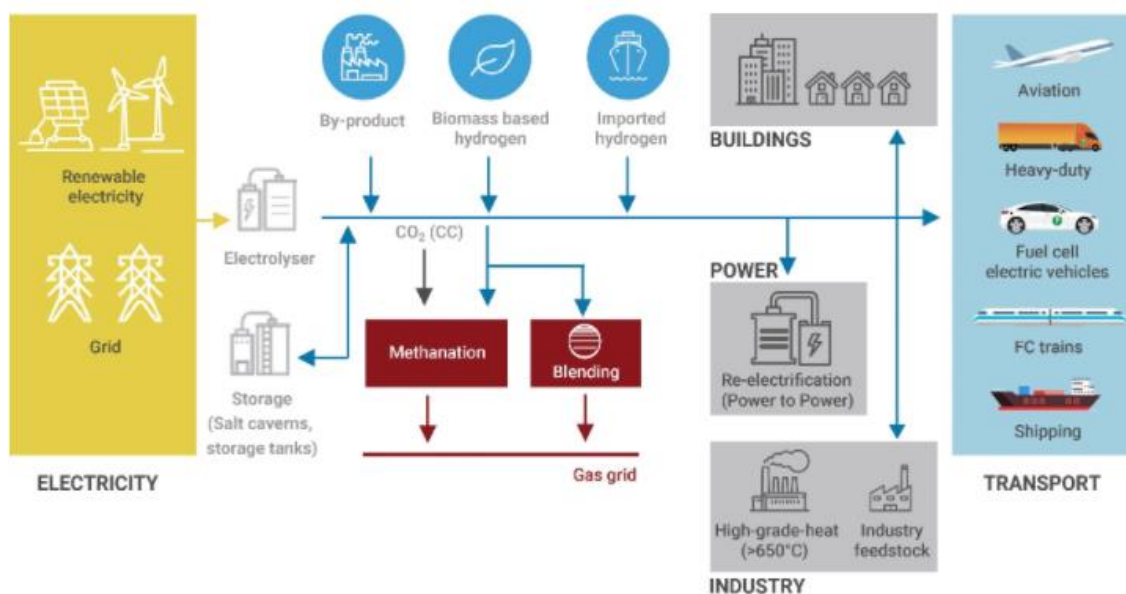
Obr. 4 Srovnání výhřevností vztažených na hmotnost a objem pro různá paliva [5]

Tabulka 1 shrnuje některé základní vlastnosti vodíku jako prvku.

Tabulka 1 Základní vlastnosti vodíku [6]

Vlastnost	Hodnota
Vzhled	Bezbarvý plyn
Molární hmotnost	1,00794 g/mol
Hustota	0,0899 kg/m <sup>3</sup>
Tepelná vodivost	0,1815 W/(m·K)
Výhřevnost na m <sup>3</sup>	10,782 MJ/m <sup>3</sup>
Výhřevnost na kg	119,55 MJ/kg
Kritická teplota	-239,9 °C
Kritický tlak	1 307 kPa

Vodík se v přírodě vyskytuje hlavně ve sloučeninách (ve vodě, či ve fosilních palivech). Výskyt elementárního vodíku je vzácnější, ovšem z hlediska využití jako paliva je potřeba právě elementární vodík. Ten lze získat třeba i z různých sloučenin vodíku, ovšem takové reakce nejsou samovolné - je potřeba do reakce dodat energii. K této reakci dochází například při elektrolýze vody.[8] Ta je základním procesem technologie Power-to-Hydrogen a budu se jí věnovat hned v další kapitole 3.2.1, nejprve však uvedu schéma celého procesu Power-to-Hydrogen (Obr. 5).

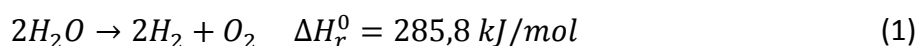


Obr. 5 Schéma technologie Power-to-Hydrogen [7]

### 3.2.1 Elektrolýza

Elektrolýza vody je proces, při kterém dochází k rozdělení vody na vodík a kyslík přívodem napětí na elektrody. Celý děj probíhá v elektrolyzáru, což je zařízení složené z anody a katody, které jsou připojeny ke zdroji stejnosměrného napětí. Obě elektrody pak od sebe odděluje elektrolyt. Jednotlivé elektrolyzáry se od sebe liší právě typem elektrolytu. Popisu jednotlivých typů se věnuji v kapitolách 3.2.1.1, 3.2.1.2 a 3.2.1.3.

Celková reakce je:



Reakce na katodě:



Reakce na anodě:



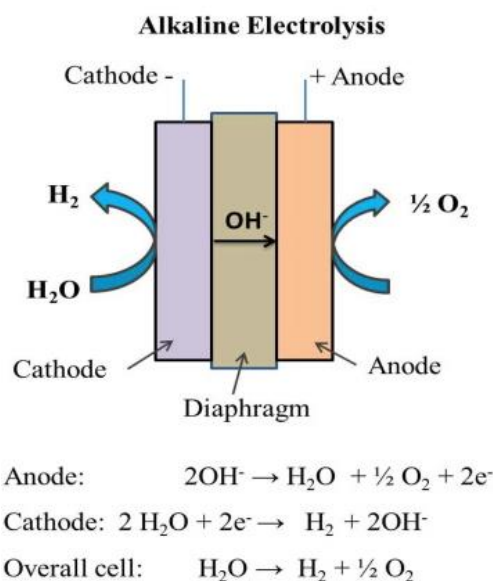
[8] [9] [10]

#### 3.2.1.1 Alkalický elektrolyzátor

Výroba vodíku v alkalickém elektrolyzáru je historicky nejvíce zavedená metoda výroby vodíku pomocí elektrolýzy vody. Používá se alkalický elektrolyt – například hydroxid draselný (KOH), který je rozpuštěný v destilované vodě v hmotnostní koncentraci 20 až 30 %. Jeho výhodou je vysoká vodivost. Materiálem elektrod je nejčastěji nikl nebo

ocel. Součástí elektrolyzáru je také membrána sloužící k oddělení plynných produktů -  $H_2$  a  $O_2$ . Membrána je například z azbestu, různých kompozitních, polymerních nebo keramických materiálů.

Nejprve dojde na katodové straně k redukci 2 molekul  $H_2O$  na jednu molekulu  $H_2$  a 2 ionty hydroxidu  $OH^-$ . Vodík vyloučený na povrchu katody odchází v plynném stavu a ionty hydroxidu prochází vlivem elektrického napětí mezi elektrodami přes porézní membránu na anodu, kde vytvoří  $\frac{1}{2}$  molekuly  $O_2$  a jednu molekulu  $H_2O$ .



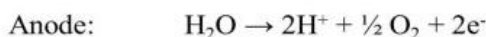
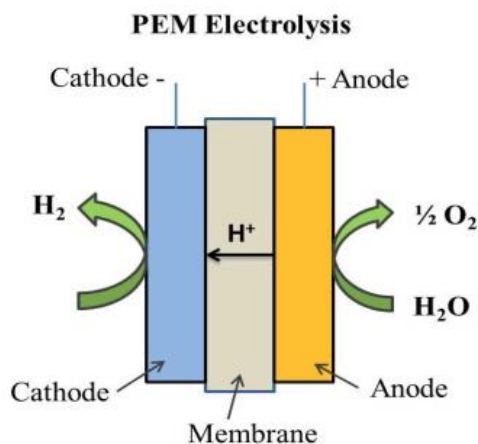
Obr. 6 Schéma alkalické elektrolýzy [11]

Alkalické elektrolyzáry pracují za poměrně nízkých teplot (30 až 80 °C). Jejich nevýhodou je nízká proudová hustota, což vede k nižší účinnosti. Tlak výstupních plynů je celkem nízký (1 až 30 bar). Vodík se vyrábí o čistotě až 99,8 %. Účinnost tohoto typu elektrolyzáru se pohybuje nejvýše okolo 60 % a odvíjí se od tlaku a teploty. [8] [9] [11] [12] [13]

### 3.2.1.2 PEM elektrolyzáru

PEM elektrolyzáru využívá tzv. protonovou výměnnou membránu (Proton Exchange Membrane) jako pevný elektrolyt. Tyto membrány jsou z polymerního materiálu. To je výhoda PEM elektrolyzáru oproti alkalickým elektrolyzáru, protože odpadá nebezpečí koroze od kapalného elektrolytu. Tato membrána má také malou propustnost pro plyny (nehrozí smíšení  $O_2$  a  $H_2$ ), dále vysokou protonovou vodivost a malou tloušťku. Elektrolyzáru funguje následujícím způsobem. K anodě se přivádí voda, která se na

anodě rozdělí na  $O_2$ ,  $H^+$  a  $e^-$ . Vodíkové ionty jsou membránou propuštěny ke katodě, kde přijímají volné elektrony (které prochází vnějším obvodem) a na katodě tak vzniká  $H_2$ .



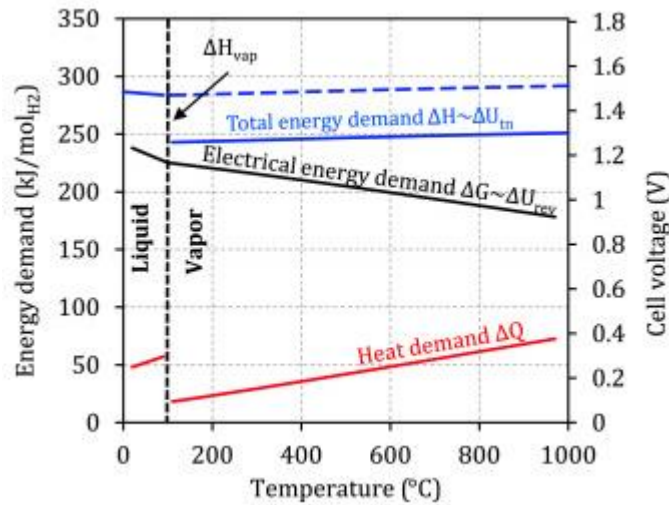
Obr. 7 Schéma elektrolyzérů s protonovou membránou [11]

Elektrody jsou většinou tvořeny tenkou vrstvou platinového katalyzátoru připevněného k membráně. PEM elektrolyzéry vyrábí velmi čistý vodík (99,99%). Pracovní teploty jsou nízké (20 až 80°C), tlak bývá do 40 bar. Výhodou této technologie jsou kompaktní rozměry a flexibilita, díky které je možné elektrolyzér provozovat i při nižších výkonech, než je nominální výkon elektrolyzéro. Proto se PEM elektrolyzéry hodí k využívání elektrické energie z obnovitelných zdrojů, jejichž výkon se v čase značně mění. Zatím je však tento typ elektrolyzéro dost nákladný (CAPEX 1000 EUR/kW), vysoká cena je způsobena hlavně nutností používat ušlechtilé kovy (platina) jako katalyzátor, který zajišťuje stabilitu vytvořeného vodíku. Do budoucna (rok 2030) se očekává pokles ceny vlivem sériové výroby a zvýšené účinnosti až na úroveň 500 EUR/kW. [8] [9] [11] [12] [13]

### 3.2.1.3 SOEC elektrolyzér

SOEC, neboli Solid Oxid Electrolysis Cell (vysokoteplotní elektrolyzér), je elektrolyzér pracující za vysokých teplot a tlaků. Ty způsobují nižší spotřebu elektrické energie. Část energie se totiž přivádí ve formě tepla. Jako katoda se používá cermet (kompozitní materiál z niklu a keramiky). Materiálem anody je například manganistan lanthanu dopovaný stronciem (LSM). Jako elektrolyt se používá kupříkladu YSZ (yttrium

stabilizovaný oxid zirkoničitý) – elektrolyt je propustný pro ionty kyslíku (také proto je potřeba vysokých teplot – pro správnou propustnost elektrolytu).



Obr. 8 Závislost potřebné přivedené energie na teplotě [14]

Obr. 8 dobře ilustruje změnu v potřebě přiváděné energie v elektřině oproti alkalické a PEM elektrolýze (800 °C pro SOEC oproti 70 °C u alkalických a PEM). Celková přivedená energie je dána součtem elektrické (Gibbsova energie) energie a tepelné energie podle rovnice (4).

$$\Delta H = \Delta G + T \cdot \Delta S \quad (4)$$

Pomocí Gibbsovy energie lze určit tzv. reverzní napětí článku (reversible cell voltage), tedy minimálně teoretické napětí nutné pro průběh reakce.

$$U_{rev} = \frac{\Delta G}{z \cdot F} = \frac{237,2 \text{ kJ/mol}}{2 \cdot 96\,485 \text{ C/mol}} = 1,23 \text{ V} \quad (5)$$

$F$  je Faradayova konstanta,  $z$  je počet vyloučených elektronů na elektrodě a  $\Delta G$  je Gibbsova energie určená ze standardní slučovací entalpie reakce (1) při standardní teplotě  $T$ . Toto napětí je potřeba ve skutečnosti navýšit kvůli ztrátám. Ty jsou dány ohmickým odporem  $U_{ohm}$ , aktivačním přepětím elektrody  $U_{act}$  a transportem hmoty  $U_{con}$ . Celkové potřebné napětí  $U$  pak je:

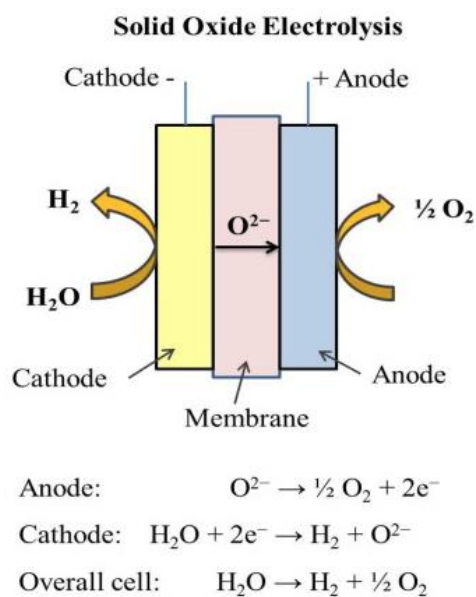
$$U = U_{rev} + U_{ohm} + U_{act} + U_{con} \quad (6)$$

Hodnota Gibbsovy energie pak přímo určuje potřebný výkon pro výrobu 1 Nm<sup>3</sup> vodíku. Z předpokladu, že 1 mol ideálního plynu má objem 0,0224 m<sup>3</sup>, získám hodnotu:

$$P_{ELY} = \frac{\Delta G}{V_{ideal}} \cdot \frac{1}{3600} = \frac{237,2}{0,0224} \cdot \frac{1}{3600} = 2,94 \text{ kWh/Nm}^3 \text{ vodíku} \quad (7)$$

Toto je však pouze minimální teoretická potřebná energie, PEM elektrolyzéry obvykle potřebují 4,5 až 5 kWh/Nm<sup>3</sup>.

Teplo se do elektrolyzéro (na katodu) přivádí v podobě páry (namísto vody jako u 2 předchozích typů elektrolyzéro). Jinak funguje zařízení podobně jako PEM elektrolyzér. Pevnou membránou mohou procházet jen kyslíkové ionty O<sup>2-</sup> (od katody k anodě). Na anodě pak z kyslíkových iontů vzniká molekula O<sub>2</sub> a přebytečné elektrony prochází vnějším obvodem na katodu. Tam reagují s přiváděnou párou a vzniká molekula H<sub>2</sub> a již zmíněný iont O<sup>2-</sup>. Keramický elektrolyt pak zabraňuje promíchávání vznikajících plynů.



Obr. 9 Schéma vysokoteplotního elektrolyzéro [11]

Vysoká pracovní teplota (nejběžněji 700 až 900 °C) a tlak jsou příčinou vysoké celkové účinnosti elektrolyzéro (více než 90 %). Díky vysoké teplotě a tlaku není také nutné používat platinu jako katalyzátor (jako ten funguje nikl v cermetu). Nevýhodou celého systému je jeho velikost, malá čistota vodíku (cca 90 %, zbytek je vodní pára – potřeba separace). Zároveň je celý systém náchylný na změny teploty, což je důsledkem použití keramiky. Ze všech zmíněných metod se jedná o tu nejméně rozvinutou a v současnosti jsou v provozu spíše laboratorní jednotky. SOEC elektrolyzéro mohou mít do budoucna zajímavé využití například v jaderné energetice, kde by mohly efektivně využívat teplo štěpných reakcí. Kvůli vysokým teplotám jsou navíc z provozu hlášeny problémy s rychlou degradací materiálů elektrod – v této oblasti probíhá vývoj nových materiálů na bázi perovskitů, které nabízejí i zajímavé využití v solárních článcích (společnost

Meyer Burger). Právě materiálový výzkum stojí za vysokými investičními náklady SOEC elektrolyzérů. [8] [9] [11] [12] [13] [14] [15]

Tabulka 2 pak obsahuje krátké porovnání zmíněných typů elektrolýzy z hlediska výhod a nevýhod.

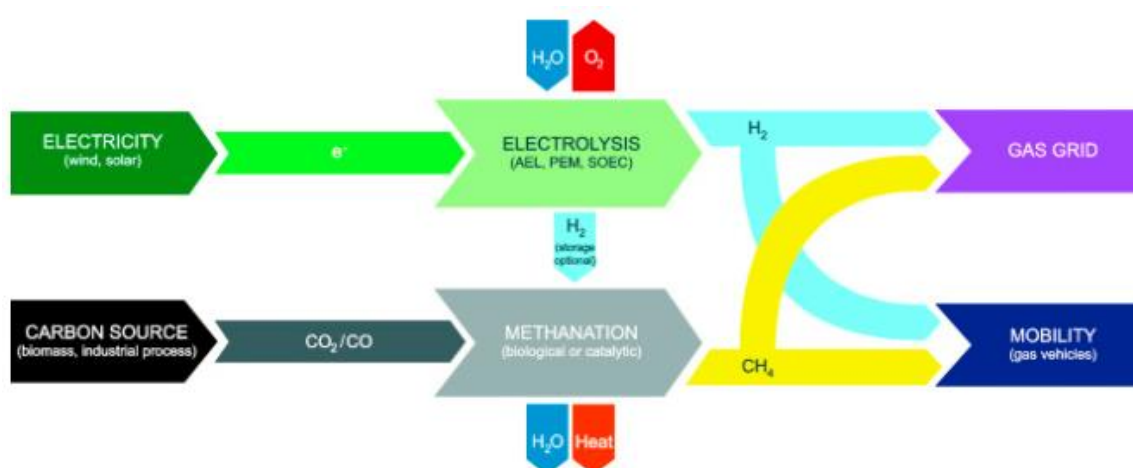
Tabulka 2 Porovnání jednotlivých druhů elektrolýzy

Elektrolýza	Výhody	Nevýhody
Alkalická	zavedená technologie, oproti ostatním technologiím levnější	malá proudová hustota, nehodí se pro aplikace na OZE (horší provoz při nenominálních hodnotách)
PEM	vysoká účinnost, dobrý provoz při nenominálních výkonu, velmi čistý vodík, dnes nejvíce dominantní	stále drahé (investičně i provozně), oproti alkalickým poloviční životnost zařízení
SOEC	vysoká účinnost, potřebuje méně elektrické energie – může využít tepelnou	zatím hlavně výzkumná zařízení, velké rozměry, teplotní šoky, drahé

### 3.3 Power-to-Methane

Alternativou k technologii Power-to-Hydrogen může být Power-to-Methane technologie. Z pohledu energetiky je metan velice zajímavé palivo, protože zemní plyn obsahuje okolo 90 vol. % metanu. Technicky by tedy na rozdíl od vodíku neměl být žádný problém vyrobený metan vtlačet do plynové distribuční soustavy. U vodíku je jako bezpečná udávána hodnota 2 vol. % vodíku přidaných do distribuční soustavy [16]. V České republice přidávání vodíku do plynové distribuce není legislativně možné, nicméně do 2 vol. % vodíku by neměl nastat žádný problém. [47] Při vyšším podílu vodíku už by muselo dojít například k výměnám armatur, distributor by musel garantovat konstantní podíl vodíku a spotřebitelé by nejspíše potřebovali úpravu hořáků. Technologie Power-to-Methane je vidět na Obr. 10.





Obr. 10 Schéma technologie Power-to-Methane [9]

S technologií Power-to-Hydrogen má společnou výrobu vodíku. Je ale rozšířena o další zařízení – metanizační reaktor a případně ještě o technologii na záchyt CO<sub>2</sub> (dalo by se uvažovat i s nákupem CO<sub>2</sub> a dopravou do místa technologie). V současné době jsou ale technologie záchytu CO<sub>2</sub> velmi málo rozšířené a zachycený CO<sub>2</sub> bývá pro další použití příliš znečištěný. [9] [53]

Tabulka 3 shrnuje základní vlastnosti metanu.

Tabulka 3 Základní vlastnosti metanu [17]

Vlastnost	Hodnota
Vzhled	Bezbarvý plyn
Molární hmotnost	16,043 g/mol
Hustota	0,717 kg/m <sup>3</sup>
Tepelná vodivost	0,03044 W/(m*K)
Výhřevnost na m <sup>3</sup>	35,816 MJ/m <sup>3</sup>
Výhřevnost na kg	50,01 MJ/kg
Kritická teplota	-82,59 °C
Kritický tlak	4 599,2 kPa

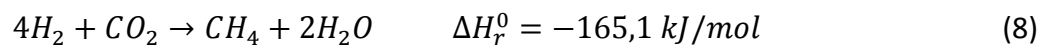
### 3.3.1 Výroba metanu - metanizace

#### 3.3.1.1 Katalytická metanizace

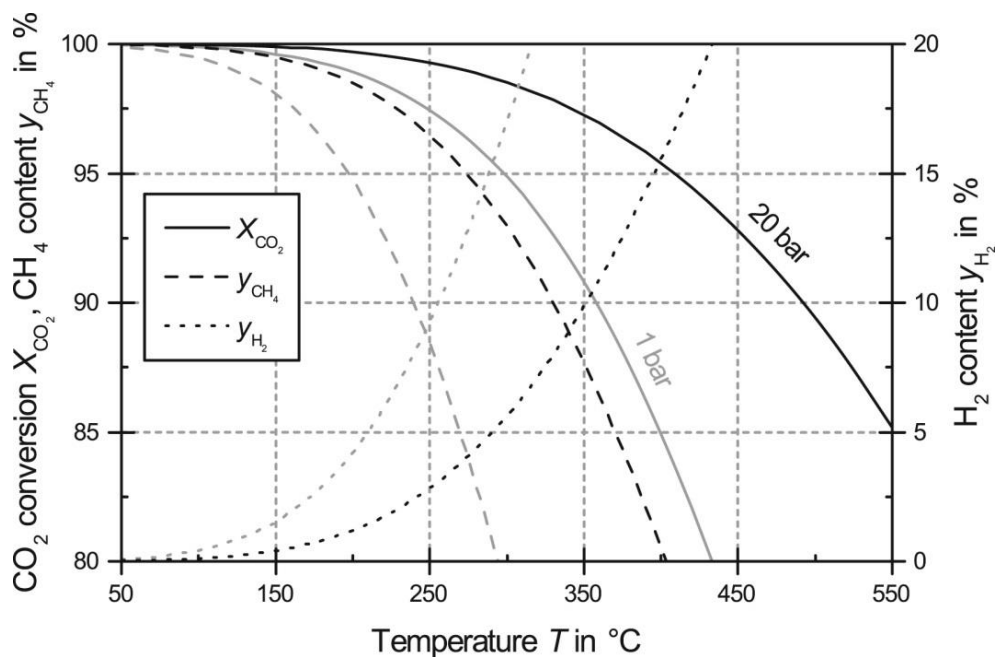
Katalytická výroba metanu probíhá v reaktorech k tomu určených. Asi nejpoužívanějším typem těchto reaktorů jsou reaktor s pevným ložem (Fixed-Bed), existují ale i jiné typy jako reaktory s fluidním ložem (Fluidized-Bed). Většinou jsou tyto reaktory konstruovány pro vysoké výkony a proto je možné, že pro nižší výkony u

lokálních aplikací (například právě technologie P2G), nebudou tyto reaktory nejvyužívanější. Katalytická metanizace většinou probíhá mezi teplotami 200 až 550 °C, přičemž tlak se pohybuje od 1 do 100 bar. Jako katalyzátor se využívají různé kovy (nikl, rhodium, kobalt). Jako neoptimálnější se jeví použití niklu, který je levnější než ostatní používané materiály, má dobrou aktivitu (nejvyšší má ruthenium, které je ale více než 100x dražší než nikl), ale na druhou stranu musí mít použité plyny (H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>) vysokou čistotu – viz kapitola 3.3.3. Výroba metanu je vysoce exotermickou reakcí, takže je potřeba mít vhodně navržený odvod tepla. Zároveň dochází k velkému úbytku objemu látek na výstupu oproti vstupu (úbytek až o 40 %).

Metanizace CO<sub>2</sub> probíhá podle následující rovnice:



Jak jsem již zmínil, metanizace probíhá při teplotách 200 až 550 °C. Konverze vstupujících plynů je dána teplotou celého procesu. A platí, že čím nižší teplota, tím vyšší je využitelnost (toto platí hlavně pro CO<sub>2</sub>). Konverze se dá zvýšit použitím více sériově zapojených reaktorů. Takto lze dosahovat konverze CO<sub>2</sub> přes 90 %.



Obr. 11 Závislost konverze CO<sub>2</sub> a H<sub>2</sub> na teplotě a tlaku [9]

Vedlejším produktem výroby metanu je voda. Ta je zároveň potřeba pro výrobu vodíku v elektrolyzáru (pro použití je potřeba ji demineralizovat). Tímto způsobem se dá ušetřit až 50 % vody potřebné na výrobu vodíku. [9] [12] [18] [19] [20] [22]

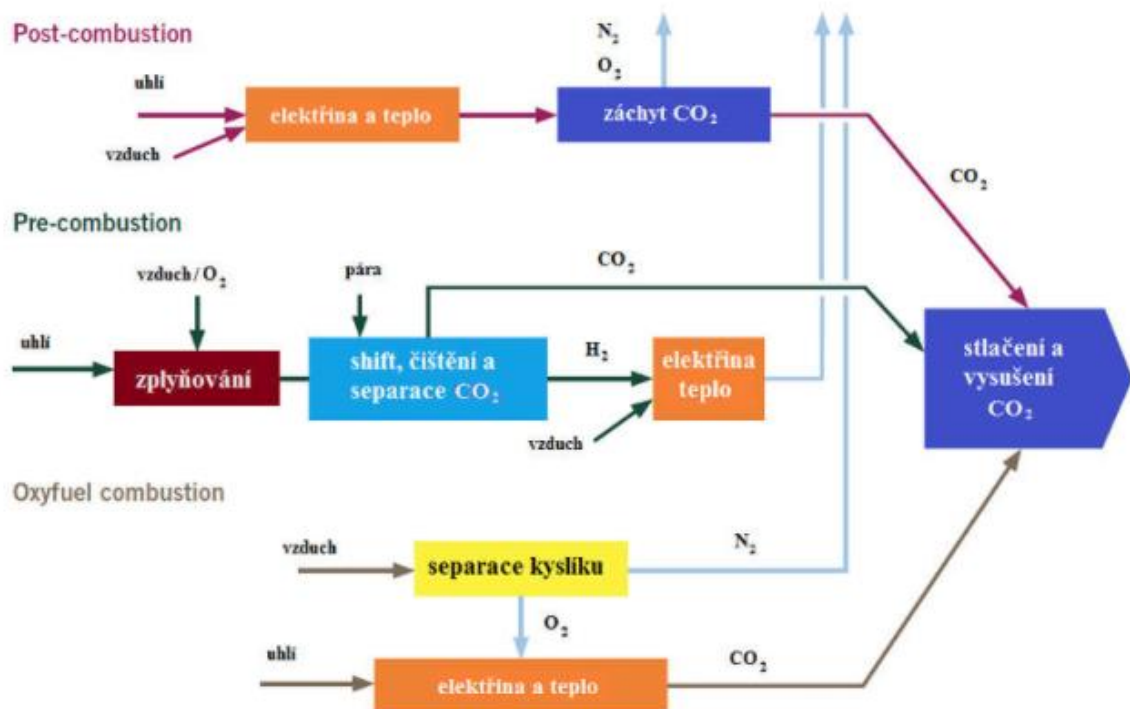
### 3.3.1.2 Biologická metanizace

Tato metoda využívá metanogenní bioorganismy. Ty fungují jako biokatalyzátor. V reaktoru pak dochází za anaerobních podmínek, tlaku 1 bar a teplotě mezi 20 a 70 °C ke vzniku metanu. Celá nádoba reaktoru musí být míchaná, aby byl zajištěn dostatečný přístup plynů k organismům. Část CO<sub>2</sub> využívají organismy pro svůj růst (okolo 5 %), zbylých 95 % CO<sub>2</sub> se využije k přeměně na metan. Celková účinnost takovéto výroby metanu pak závisí na přesném typu mikroorganismů, typu reaktoru, tlaku, teplotě a pH. V současnosti se rozvíjí hlavně systémy pro udržování optimálního pH v reaktoru, neboť s rostoucí koncentrací CO<sub>2</sub> dochází ke snižování pH a zhoršení účinnosti celé reakce. [9] [12]

## 3.3.2 Metody získávání CO<sub>2</sub>

### 3.3.2.1 Z elektráren na fosilní paliva

Velký potenciál má využívání CO<sub>2</sub> zachytávaného při spalování fosilních paliv v elektrárnách.



Obr. 12 Metody záchytu CO<sub>2</sub> [21]

Jak lze vidět na Obr. 12, existují 3 hlavní způsoby záchytu CO<sub>2</sub>:

- Před spalováním (Pre-Combustion)
- Po spalování (Post-Combustion)
- Oxyfuel spalování (oxidační látkou není vzduch ale pouze kyslík O<sub>2</sub>)

Pre-Combustion záchyt využívá technologii IGCC, což znamená zplyňování uhlí a následné spálení syntézního plynu. Ve zplyňovacím reaktoru se za působení vysoké teploty a zplyňovacího média (kyslík) uvolní z uhlí syntézní plyn, což je směs CO, H<sub>2</sub> a CO<sub>2</sub>. Syntézní plyn je odváděn do reaktoru, kde je reformován párou (Water-Gas Shift reakce) a na výstupu už je plyn složený pouze z H<sub>2</sub> a CO<sub>2</sub>. Z této směsi se dá oxid uhelnatý zachytit procesem pro odstranění kyselých plynů – absorpce, případně membránovou nebo kryogenní separací. [12] [19] [21]

Post-Combustion metoda zachytává CO<sub>2</sub> ze spalin. Výhodou je, že není potřeba zasahovat do spalovacích zařízení současných elektráren. Využívá se absorpce CO<sub>2</sub> pomocí vhodné kapaliny a následné desorpce (uvolnění). Sorpční kapalinou je například monoetanolamin (MEA). Spaliny se nevyvádí přímo do komína ale přes záchytný reaktor, kde jsou vypírány pomocí MEA. CO<sub>2</sub> se absorbuje a zbylé složky mohou být vypuštěny do atmosféry. MEA se zachyceným oxidem uhličitým je odveden do vedlejšího reaktoru, kde se uvolní za intenzivního přívodu tepla. To dělá celou metodu energeticky velmi náročnou. Jinou možností zachycení CO<sub>2</sub> je adsorpce – využití karbonátové smyčky. [12] [19] [21]

Oxyfuel spalování znamená spalování s čistým kyslíkem. Při spalování pouze s O<sub>2</sub> obsahují spaliny hlavně CO<sub>2</sub> a vodní páru. Z takovéto směsi je mnohem snazší CO<sub>2</sub> zachytit a to například kondenzací vodní páry. Nejnáročnější tak je vytvořit dostatečnou zásobu kyslíku pro spalování, což se provádí kryogenní separací kyslíku ze vzduchu a je to energeticky velmi náročné (ve vzduchu je přibližně 21 vol. % O<sub>2</sub>). [12] [19] [21]

Nevýhodou využívání CO<sub>2</sub> z elektráren je energetická náročnost jednotlivých metod a navíc komplikovaná doprava do míst kde se zachycený CO<sub>2</sub> bude využívat. Výhodou je, že se tyto technologie dají aplikovat i na průmyslové procesy, například do oceláren a cementáren. [12] [19] [21]

### **3.3.2.2 Ze vzduchu**

Ve vzduchu je v současnosti okolo 400 ppm CO<sub>2</sub>. Jedná se o téměř nevyčerpatelný zdroj, ovšem na druhou stranu, při tak nízké koncentraci je zachycení CO<sub>2</sub> do čisté

formy energeticky vysoce náročné a dá se říct, že se to nevyplatí. Používá se metoda separace pomocí silných alkalických roztoků jako KOH a NaOH. Výhoda této technologie je možnost zachytávání v místě využívání CO<sub>2</sub>. [12]

### **3.3.2.3 Z biomasy**

Z biomasy se dá CO<sub>2</sub> produkovat například zplyňováním, fermentací nebo spalováním. Například při fermentaci vzniká směs CO<sub>2</sub> a CH<sub>4</sub>, tudíž lze vzniklý metan přivádět rovnou do metanizačního reaktoru. Nevýhodou je malé produkované množství CO<sub>2</sub>. [9] [12]

### **3.3.3 Požadavky na čistotu plynů pro výrobu metanu**

Výroba metanu probíhá dle rovnice (8). Ve skutečnosti ale mohou být v plynech příměsi jiných látek, a vodík ani oxid uhličitý nebudou 100 % čisté. Čistý plyn napomáhá správnému průběhu reakce, nehrozí poničení reaktoru nebezpečnými látkami a nevznikají různé jedovaté plyny. Vodík se vyrábí v elektrolyzátoru s čistotou okolo 99,8 %, což je pro výrobu metanu naprosto dostačující čistota. U CO<sub>2</sub> je celá věc složitější v závislosti na použité technologii metanizace (katalytická x biologická) a dle zdroje CO<sub>2</sub>. [9] [23]

Při použití biologické metanizace žádné speciální požadavky na čistotu vstupního CO<sub>2</sub> nejsou. Je tedy potřeba pouze čistit vzniklý metan před jeho dalším použitím (vtlačení do sítě, spalování), ale samotný proces výroby metanu čistý CO<sub>2</sub> nevyžaduje. [9]

U katalytické metanizace už CO<sub>2</sub> musí vykazovat určitou čistotu. Pokud se vezme v úvahu získávání CO<sub>2</sub> ze spalin (kdy hrozí největší znečištění ostatními látkami), je potřeba znát vliv jednotlivých znečišťujících složek na metanizaci a to ještě v závislosti na materiálu katalyzátoru. [9] [23]

Například při použití nejběžnějšího katalyzátoru z niklu byly zjištěny následující informace. Vliv NO<sub>2</sub> na výkon reaktoru nemá vliv do koncentrace 100 ppm. O<sub>2</sub> také sám o sobě nemá na reakci vliv při objemové koncentraci do 8 %. Ale účinnost snižuje jeho možné reagování s H<sub>2</sub>, který se pak nevyužije k reakci s CO<sub>2</sub>. Proto je dobré, aby byla koncentrace kyslíku co nejnižší. Síra je pro niklový katalyzátor škodlivá, protože snižuje

jeho aktivitu (způsobuje deaktivaci – catalyst poisoning). U samotného  $\text{SO}_2$  je přijatelná koncentrace do 80 ppm, pokud dokážeme regenerovat katalyzátor. Podobné, ale agresivnější, účinky má také sulfan  $\text{H}_2\text{S}$ . Vzhledem k tomu, že spaliny obsahují více látek se sírou, je ideální, aby všechny složky obsahující síru (vyjma  $\text{SO}_2$ , kde platí koncentrace uvedená výše), byly dohromady v koncentraci menší než 1 ppm. Negativní účinky vodní páry zjištěny nebyly. Problémem může být i přítomnost vyšších uhlovodíků při teplotách nad 500 °C, které mohou také způsobit částečnou deaktivaci katalyzátoru. [9]  
[23]

## 4. Spalování vodíku v turbínách

V souvislosti s využíváním vodíku jako paliva se objevují 2 hlavní technologie. Vodík se dá použít jako palivo v palivových článcích. To je trochu zjednodušeně řečeno zařízení, ve kterém probíhá přesně opačný proces než v elektrolyzátoru. Na jednu elektrodu se přivádí vodík, na druhou vzduch, chemickou reakcí vytvoří vodu a dojde k vytvoření napětí mezi elektrodami, z čehož se získá elektřina. O palivových článcích je pak nejvíce slyšet asi v souvislosti s dopravou, kdy by vozidla tankovala do nádrží vodík, ten by v palivovém článku vytvořil elektřinu a ta by poháněla elektromotor. Z auta by se tak vlastně stala malá elektrárna. Nicméně využití palivových článků může mít v budoucnu uplatnění i v energetice, zejména v teplárenství vzhledem k produkci tepla. V současnosti ale ještě nejsou k dispozici dostatečně výkonné palivové články pro širší nasazení.

Druhou, v současnosti pro energetiku mnohem zajímavější, variantou, je spalování vodíku ve spalovacích turbínách. Oproti palivovým článkům mají výhodu v pokročilosti a dostupnosti celé technologie, i když je nutno přiznat, že při spalování vodíku se objevují různé technické komplikace, které se stále zkoumají. Vodík lze spalovat samotný, nebo (a to je v současnosti naprosto převažující způsob) se může spalovat s jiným palivem, v případě turbín nejčastěji zemním plynem. Jednotliví výrobci pak uvádějí různý objemový podíl vodíku, který jejich turbíny zvládnou spalovat. Většina pak nabízí možnost udělat i úpravu na stávající turbíně tak, aby spalování vodíku zvládla. Vodík má totiž jako palivo pro spalování dost odlišné vlastnosti od uhlovodíků. Tabulka 4 nabízí srovnání stechiometrických spalovacích vlastností vodíku a metanu při tlaku 1 bar a teplotě 300 K. [25] [26]

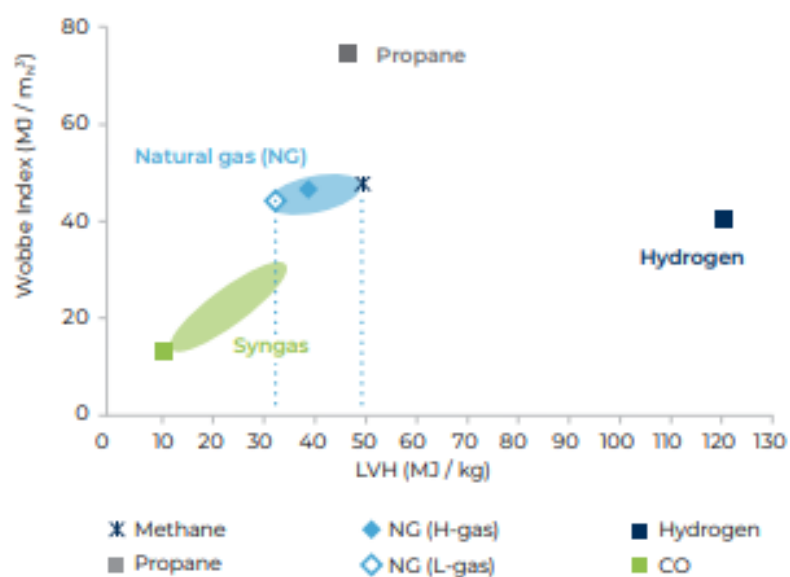
Tabulka 4 Srovnání spalovacích vlastností vodíku a metanu [25]

	Metan	Vodík
Rychlost plamene (cm/s)	40	300
Teplota nechlazeného plamene (K)	2200	2400
Meze hořlavosti ve vzduchu @ (293,15 K/1 bar)(vol. %)	5-15	4-75
Energie pro zážeh (mJ)	0,28	0,011
Doba zdržení zážehu @ (1000 K/17 bar) (ms)	45,6	6,2
Výhřevnost (MJ/kg)	50	120

Dobrou ilustraci rozdílnosti paliv pak poskytuje Wobbého index. Ten je definován vztahem (9).

$$W_i = \frac{Q_i}{\sqrt{d_v}} \quad (9)$$

$Q_i$  je výhřevnost,  $d_v$  je relativní hustota definovaná jako poměr hustoty plynu a hustoty suchého vzduchu při identických podmínkách. Pokud bude Wobbého index 2 různých plynů při stejných podmínkách (teplota, tlak) stejný, znamená to, že do spalovacího procesu bude v palivu dodáno stejné množství tepla. Neboli čím rozdílnější budou Wobbého indexy 2 plynů, tím větší nároky na spalovací zařízení z hlediska flexibility budou potřeba. Srovnání Wobbého indexů v závislosti na výhřevnosti ukazuje Obr. 13. [26]



Obr. 13 Srovnání Wobbého indexů různých plynů [26]



Potřeba zvýšené flexibility se projevuje hlavně v konstrukci hořáků. Pro spalování vodíku je potřeba používat speciální hořáky (viz. kapitola 4.1.1), s rostoucím podílem spalovaného vodíku jsou také potřeba úpravy na systémech přívodu paliva. V návrhu je pak třeba zohlednit teplotu a tlak, při které se vodík dodává do spalovací komory. Bez problému lze spoluspalovat palivo s teplotou do 110 °C, tlakem do 50 bar a 10 vol. % H<sub>2</sub>. [26] Při vyšších podílech vodíku, teplotách a tlacích už ale začíná docházet k migraci vodíku do materiálu potrubí, což usnadňuje malá velikost atomu vodíku. Z hlediska vodíkové křehkosti se pak uvádí jako odolná nerezová ocel EN 1.4404 [33]. Části turbíny, které jsou v kontaktu se spalinami, žádné speciální úpravy nepotřebují, je však třeba dbát na možné zvýšené tepelné namáhání, což lze řešit intenzivnějším chlazením. Možností jsou také častější kontroly spalinových tras, které by včas odhalily skrytá poškození. Tím že spalováním vodíku vzroste podíl páry ve spalinách, je třeba také hlídat správné vychlazení spalin. S rostoucím podílem vodní páry ve spalinách totiž roste teplota rosného bodu spalin, a tudíž může dojít ke kondenzaci spalin při vyšší teplotě. Obecná pravidla, která je potřeba dodržovat při manipulaci s vodíkem pak uvádí například ISO/TR 15916:2015 [34]. [26] [33]

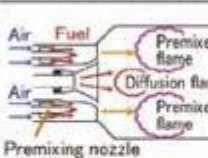
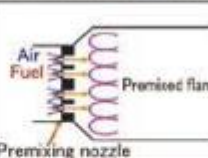
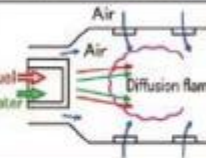
#### **4.1 Výzvy a výzkum v oblasti spalování vodíku**

Tím že jsou turbíny navrhovány primárně na spalování zemního plynu, mohou při spalování vodíku nastat určité komplikace (což dokazuje rozdílnost Wobbeho indexů a rozdílné spalovací vlastnosti vodíku oproti metanu viz Tabulka 4). Je potřeba, aby turbíny (zejména pak hořáky a spalovací komory) zvládaly co nejširší rozsah směsí zemního plynu a vodíku a zároveň zvládaly rychlé změny ve složení směsi. Následující oblasti představují největší výzvy pro výrobce a výzkumníky. [24] [26] [28] [29]

- Emise NO<sub>x</sub>
- Nebezpečí flahsbacku z důvodu vyšší rychlosti plamene a kratší doby zpoždění zážehu
- Fluktuace tlaku a termoakustika ve spalovací komoře
- Vyšší riziko samovznícení kvůli krátké době zpoždění zážehu (ignition delay time)
- Vyšší tepelné namáhání komponent, které jsou v kontaktu se spalinami (obsahují více vodní páry – intenzivnější přestup tepla)

### 4.1.1 Emise NO<sub>x</sub>

Vodík má oproti zemnímu plynu nespornou výhodu v nulových emisích CO<sub>2</sub>. Z jeho spalovacích vlastností ale vyplývá zvýšená produkce emisí NO<sub>x</sub> (u tlakového spalování hlavně NO<sub>2</sub>). Je to dáno vyšší rychlostí plamene, která způsobuje lokálně vyšší teploty, při kterých roste produkce NO<sub>x</sub>. Kontrola teploty ve spalovací komoře je tak klíčová a dá se ovlivnit přesnou tvorbou směsi vzduchu a paliva. Pro snížení emisí NO<sub>x</sub> se tak využívají tzv. DLN hořáky (dry low NO<sub>x</sub>, případně DLE – dry low emissions – název se liší dle výrobce, principy jsou podobné). Na Obr. 14 DLN hořáky představuje Multi-nozzle combustor a Multi-cluster combustor. Principem je kontrola přesného složení směsi vzduchu s palivem. Proto je nutné vytvářet celou směs ještě před hořáky a nikoliv až ve spalovací komoře, kde by docházelo k hůře říditelnému difúznímu spalování. [24] [26] [29]

Combustor	Multi-nozzle combustor	Multi-cluster combustor	Diffusion combustor
Combustion method	Premixed flame combustion	Premixed flame combustion	Diffusion flame combustion
Structure			
NO <sub>x</sub>	Low NO <sub>x</sub> due to flame temperature uniformed by premixing nozzle	Low NO <sub>x</sub> due to flame temperature uniformed by small premixing nozzle	Fuel is injected in to air. There is a high-flame temperature region and the NO <sub>x</sub> is high
Flashback	High flashback risk in the case of hydrogen mono-firing because of the large flame propagating area	Low flashback risk due to the narrow flame propagating area	No flashback risk because of diffusion flame
Cycle efficiency	No efficiency drop due to no steam or water injection	No efficiency drop due to no steam or water injection	Efficiency drop occurs because steam or water are injected to reduce NO <sub>x</sub> .
Hydrogen co-firing ratio	Up to 30 vol%	Up to 100 vol% (under development)	Up to 100 vol%

Obr. 14 Srovnání různých typů hořáků [24]

Multi-nozzle combustor je víceméně hořák označený jako new combustor na Obr. 18 a jeho funkce je blíže popsána v kapitole 4.1.2. Zde jen ve zkratce pro pochopní rozdílů mezi Multi-nozzle a Multi-cluster uvedu, že před hořák je předřazena směšovací komora pro palivo a vzduch, přičemž část vzduchu je přiváděna přes vířiče u stěn (pro zajištění dobrého promíchání) a část středem mezi přívody paliva pro potlačení flashbacku (tomuto jevu se věnuji v kapitole 4.1.2) při spalování vodíku. [24] [27]

Multi-cluster combustor je v současnosti stále vyvíjený hořák společností Mitsubishi. Jeho konstrukce je navržena tak, aby zvládal spalovat i 100 vol. % vodíku, což u Multi-

nozzle hořáku není možné z důvodu vysokého rizika flashbacku. Principem je rozdělit směs paliva a okysličovadla do většího počtu trysek hořáku, přičemž směšování probíhá na vstupu do hořáku. Díky většímu počtu trysek se v jedné trysce směšuje menší množství paliva a okysličovadla, tudíž k vytvoření dostatečně promíchané směsi stačí přivádět palivo do trysky vyšší rychlostí a není tak potřeba využít víříče vzduchu – směšování ve velkém objemu zvyšuje riziko flashbacku. Zároveň díky vytvoření směsi před spalovací komorou lze dobře řídit teplotu spalování a snížit tak produkci  $\text{NO}_x$ . V současnosti se zkoumá optimální tvar trysek a hořáků pro co nejvyšší zefektivnění směšování. [24]



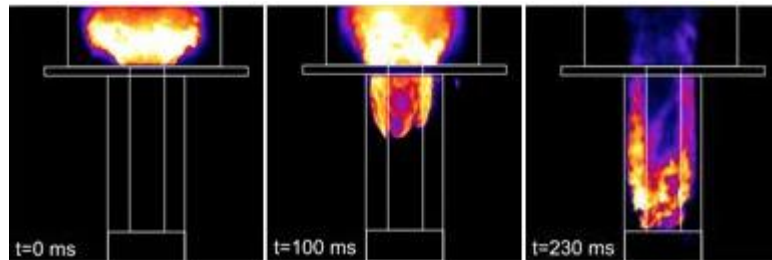
Obr. 15 Čelní pohled na Multi-cluster hořák [24]

V přehledu na Obr. 14 je ještě Diffusion flame hořák. Tím je přiváděno palivo do spalovací komory, která má samostatné přívody vzduchu. V takto nepromíchané směsi po zapálení vznikají oblasti s velmi vysokými teplotami, které jsou ideální pro vysokou tvorbu  $\text{NO}_x$ . Proto je do spalovací komory potřeba vstříkovat např. páru – snížení teplot odvodem části tepla, což ale vede i ke snížení účinnosti. Výhodou ovšem je stabilita hoření, nemožnost flashbacku a možnost spalovat až 100 vol. % vodíku (při různých testování bylo dosaženo nejvíce 90 vol. % vodíku). [24] [26]

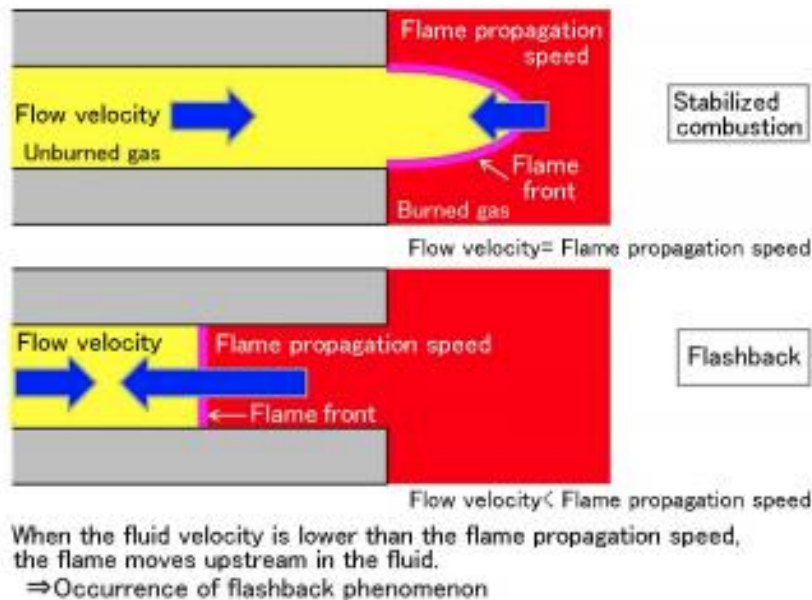
#### 4.1.2 Flashback

Flashback je jev, při kterém plameny ve spalovací komoře proniknou zpět přes hořák do přívodu paliva. Je to dáno vyšší rychlostí plamene (jak rychle se šíří čelo plamene prostorem, nikoliv rychlost hoření jakožto změna koncentrace látky v čase) oproti rychlosti, jakou se do hořáku přivádí hořlavá směs. Při spalování vodíku je rychlost plamene několikanásobně vyšší, než rychlost plamene při spalování metanu (viz Tabulka 4). Může se tak stát, že plamen zažehne palivovou směs i v přívodní části, která není dimenzovaná na vysoké teploty jako spalovací komora. Flashback tak může

turbínu rozsáhle poškodit. U vodíku je pak nebezpečí ještě umocněno kratší dobou zpoždění zážehu. Je pravděpodobné, že pokud je směs paliva a okysličovadla vytvořena před hořákem (DLN hořáky), dojde ke vznícení paliva ještě v hořáku před spalovací komorou. [24] [26] [27] [29]



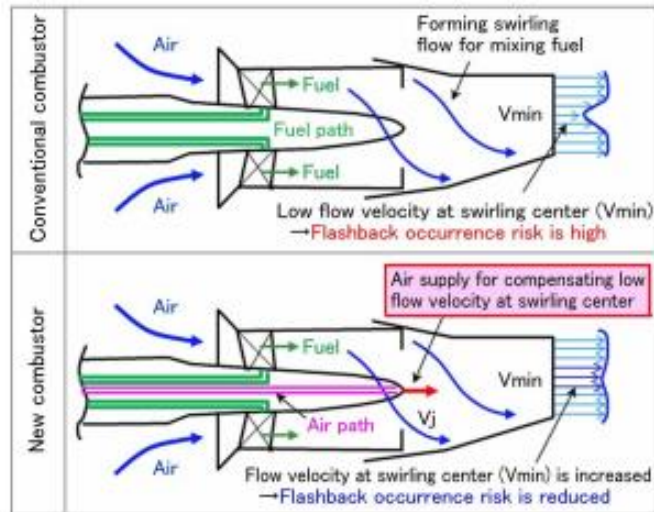
Obr. 16 Průběh flashbacku - zahoření paliva v přívodu do hořáku [24]



Obr. 17 Ilustrace flashbacku [24]

V oblasti flashbacku má zajímavý vývoj firma Mitsubishi. Ta vyvinula nový typ hořáku, který je konstruován tak, aby pravděpodobnost flashbacku minimalizoval (respektive aby pravděpodobnost při spalování vodíku byla stejná, jako při spalování čistého zemního plynu). Klasické hořáky mají přívod vzduchu přes vířiče, které vzduch rozvíří, což napomáhá směšování s palivem před vstupem do hořáku. Problémem je, že víření není stejně intenzivní v celém průřezu a ve středu směšovací komory tak je oblast, ve které proudí směs paliva s okysličovadlem mnohem pomaleji. Pravděpodobnost flashbacku pak je tím vyšší, čím vyšší je rozdíl mezi rychlostí přívodu směsi a rychlostí plamene. Mitsubishi navrhlo opatření, při kterém část vzduchu není přiváděna přes vířiče, ale dostatečně vysokou rychlostí středem přívodu pro palivo, čímž kompenzuje

nižší rychlost ve středu směřovací komory v důsledku nízké intenzity víření u klasických hořáků. Na Obr. 18 pak je dobře vidět rozdíl včetně rychlostních profilů. [24] [27]



Obr. 18 Srovnání starého a nového hořáku typu Multi-nozzle vyvinutého společností Mitsubishi [24]

#### 4.1.3 Fluktuace spalovacího tlaku a termoakustika

Kmitání při spalování představuje pro spalovací turbíny další riziko. Vysoké teploty ve spalovací komoře (až 1600 °C [24]) způsobují velké tepelné zatížení válcových nádob hořáků, což vede ke vzniku hlasitého zvuku (tento jev je způsoben specifickými vlastními čísly válců). Vlivem vysoké rychlosti plamene a odlišných vlastností spalování vodíku (například jiný tvar a poloha plamene) dochází zároveň ke kmitání plamenů. Tyto oscilační jevy způsobují fluktuaci spalovacího tlaku. Zároveň by mohlo být velmi nebezpečné, pokud by došlo k rezonanci obou druhů kmitů (což je vlivem krátké doby zpoždění zážehu vodíku poměrně pravděpodobný jev, který by skončil zničením hořáku). Fluktuace tlaku pak způsobuje nestabilitu hoření, zvýšenou pravděpodobnost flashbacku nebo lean blow-out (proces, při kterém dochází ke snížení přívodu paliva – například snižování výkonu – což může vést k takovému zpomalení hoření, že plamen vyhasne). U vodíku pak tyto jevy mohou nastávat i při stabilním stavu, při přechodových stavech (změny výkonu, změna složení směsi paliva) je pravděpodobnost těchto jevů zvýšená. [24] [27] [30]

K omezení fluktuace tlaku lze provést několik úprav. Lze například použít absorbéry zvuku, které utlumí zvuk z rozkmitání válců hořáků vlivem vysokých teplot. Je potřeba, aby hoření bylo co nejstabilnější – vhodný tvar trysek hořáků a celých hořáků, optimalizace velikosti částic směsi paliva se vzduchem – toho lze dosáhnout změnou

počtu a velikosti trysek hořáků. Vhodné je používat systémy pro monitorování fluktuace tlaku a dle toho řídit spalovací proces. Pokud ale přejde rychlost plamene vodíku do turbulentní oblasti, stane se rychlost tlakově závislou (u zemního plynu tomu tak není). To tvoří problém při tzv. TRL (technology readiness level) testech. Ty se v současnosti provádí za atmosférického tlaku a jejich cílem je predikce termoakustických jevů. Toho se dosahuje měřením FTF (flame transfer function), což je zkoumání odezvy plamene na náhodné oscilační jevy, které se projevují změnou v uvolňování tepla. Pro širší prozkoumání termoakustických jevů a jejich predikci při spalování vodíku tak je potřeba přizpůsobit testování závislosti turbulentní rychlosti plamene na tlaku, tedy provádět TRL testy při širokém rozsahu tlaků, nikoliv pouze při atmosférickém tlaku. [24] [27] [31] [32]

## 4.2 Přehled technologií nabízených výrobcí

Většina předních výrobců v dnešní době má ve své nabídce více typů turbín, které jsou schopné spoluspalovat vodík. Každý výrobce řeší komplikace spojené s jeho spoluspalováním vlastní cestou, v detailech se tedy například hořáky jednotlivých výrobců liší, nicméně princip funkce bývá ve většině případů stejný. V následujících kapitolách chci vytvořit stručný přehled a porovnání několika hlavních výrobců. Výrobců existuje celá řada, pouze jmenovitě zde uvedu například Baker Hughes, MAN Energy Solutions, Solar Turbines. [26]

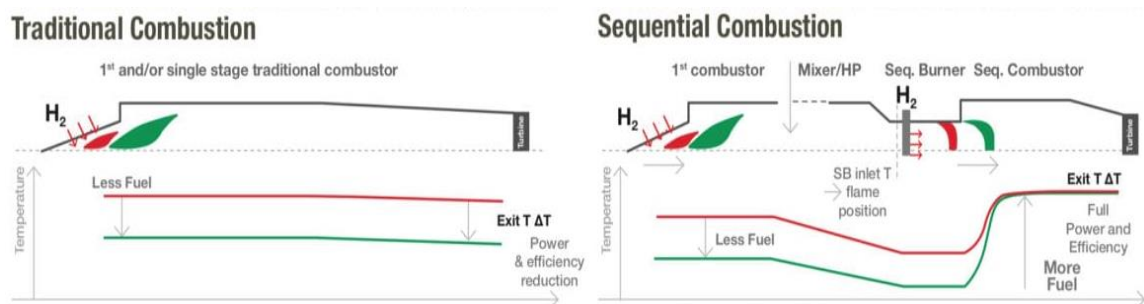
### 4.2.1 Ansaldo Energia

Tento Italský výrobce turbín v současnosti nabízí několik typů turbín, které uvádí v přehledu Tabulka 5.

Tabulka 5 Turbíny pro spalování vodíku vyráběné společností Ansaldo Energia [36]

Turbína	Technologie spalování	Podíl vodíku [vol. %]	NO <sub>x</sub> emise (ppmv @15% O <sub>2</sub> , suchý plyn)
GT36	Sekvenční	0 - 50	15
GT26	Sekvenční	0 – 30	15
AE94.3A	Jednostupňové	0 – 25	25
AE94.2	Jednostupňové	0 - 25	25

Turbíny s klasickým jednostupňovým spalováním mají dle Ansaldo běžné vybavení pro spalování zemního plynu a spoluspalování 25 vol. % vodíku bylo dosaženo bez úprav spalovacího systému. Zajímavou technologií jsou turbíny vybavené sekvenčním spalováním. Při spalování vodíku narůstá riziko flashbacku, což lze řešit vstřikováním menšího množství paliva. Tím však dojde k poklesu teploty a výkonu turbíny. Ansaldo má však specifický systém, kdy je v prvním stupni přiváděno menší množství paliva, což má za následek nižší teplotu v prvním stupni. Díky tomu dojde k posunutí plamene dál od hořáku (pokud je plamen v blízkosti hořáku, roste riziko flashbacku). Důsledkem nižší teploty v prvním stupni je pak nižší teplota na vstupu do druhého stupně. Ten funguje na principu samovznícení, při kterém je poloha plamene závislá na teplotě na vstupu a nikoliv na výstupu ze stupně. Proto lze ve druhém stupni přivést větší množství paliva, které hoří dostatečně daleko od hořáku (neboť je nižší teplota na vstupu do druhého stupně) a zároveň se uvolňuje větší množství tepla, což má za následek nárůst teploty na výstupu z druhého stupně, a proto nedojde k ovlivnění výkonu turbíny. Na Obr. 19 představuje zelená křivka spalování vodíku (nižší přívod paliva v prvním stupni má za následek nižší teploty), červená křivka představuje spalování zemního plynu s minimálním nebo žádným množstvím vodíku (méně reaktivní palivo, které má vhodnou polohu plamene i při vyšší teplotě). [26] [35] [36]



Obr. 19 Srovnání jednostupňového a sekvenčního spalování vyvinutého společností Ansaldo [37]

Ansaldo také nabízí předělávku starších turbín tak, aby mohly spalovat určité množství vodíku. Po úpravě GE 6B/7E/9E turbín lze spoluspalovat až 35 vol. % vodíku. Ansaldo má za sebou úpravu, provoz a testy tří 9E turbín, u všech bylo při běžném provozu dosaženo 25 vol. % vodíku a při testech 35 vol. % a hodnoty NO<sub>x</sub> nižší, než 9 ppm. [26] [36]

## 4.2.2 General Electric

GE je zavedený výrobce turbín, který na trh dodává turbíny schopné spalovat vodík již 30 let. Ovšem nikdy dřív nebyl požadavek na množství spalovaného vodíku takové jako dnes, a je tedy celkem jasné, že zatímco dříve se jednalo o jednotky procent vodíku, v současnosti GE jednoznačně cílí vývoj na turbíny umožňující spalovat 100 vol. % vodíku. Tabulka 6 nabízí přehled turbín umožňujících spalovat vodík od firmy GE. [26] [28]

Tabulka 6 Přehled turbín umožňujících spalovat vodík nabízených společností GE [26] [28]

Turbína	Podíl vodíku [vol. %]	Typ hořáků
Aeroderivative	0 - 85	SAC, DLE
B-Class	0 – 100	SN
E-Class	0 – 100	SN, MNQC, DLN1
F-Class	0 – 65	MNQC
HA-Class	0 - 50	DLN 2.6+, DLN 2.6e

GE nabízí aeroderivativní a heavy-duty turbíny v širokém rozsahu hořáků a podílu spalovaného vodíku nebo jiných nízko výhřevných paliv. Nejnovější technologií pak je hořák DLN 2.6e, který byl na první turbíně dodán v roce 2018 a nabízí razantní navýšení podílu palovaného vodíku na 50 vol. % oproti hořáku DLN 2.6+, který zvládne jen 15 vol. % (k čemuž je nutná úprava systému přívodu paliva, bez úpravy to je 5 vol. %). Funkcí hořák DLN 2.6e odpovídá Multi-nozzle hořáku popsaném v kapitolách 4.1.1 a 4.1.2, liší se ale v konstrukci trysek. [26] [28]

## 4.2.3 Mitsubishi Hitachi Power Systems

Hořáky vyvíjené firmou Mitsubishi, které jsou určeny pro spalování vodíku, jsou principiálně popsány v kapitolách 4.1.1 a 4.1.2. Zde bych tedy uvedl pouze shrnutí dosahovaných parametrů. Multi-nozzle a Multi-cluster hořáky funkcí odpovídají hořákům typu DLN a DLE.

Tabulka 7 Přehled nabízených hořáků pro spalování vodíku od firmy Mitsubishi [24] [26]

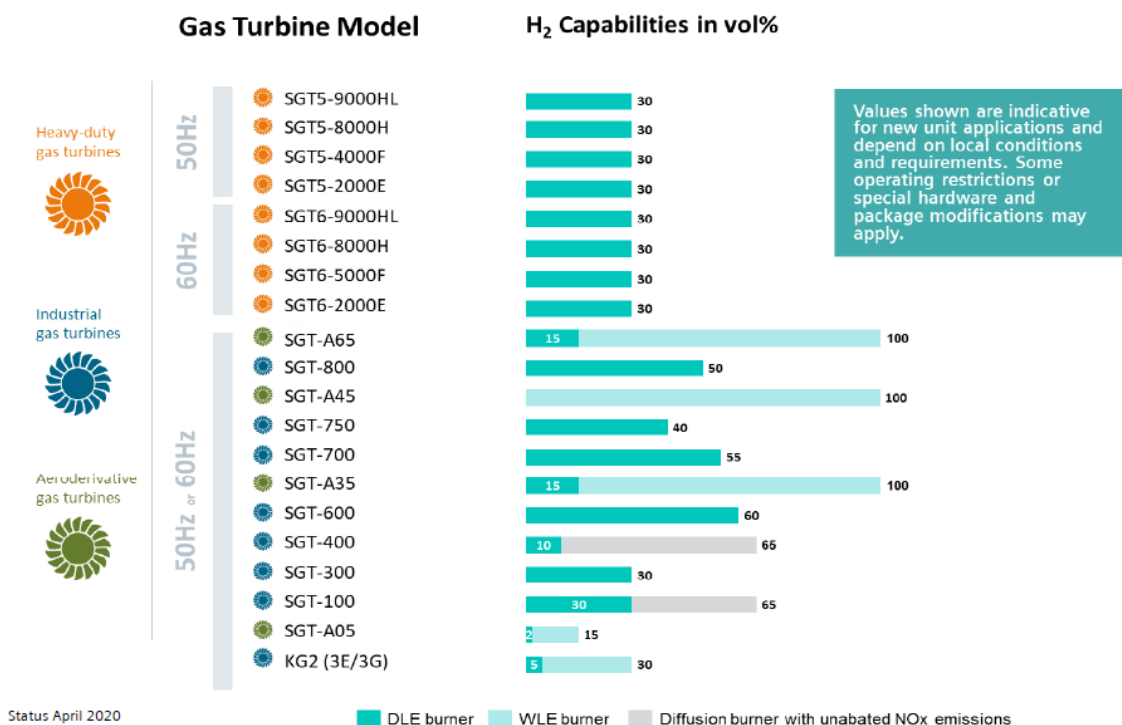
Hořák	Podíl vodíku [vol. %]	NO <sub>x</sub> opatření
Multi-nozzle	0 - 30	tvorba směsi palivo-vzduch před hořáky - dry
Multi-cluster	0 – 100	tvorba směsi palivo-vzduch před hořáky - dry
Difussion	0 – 100	vstřikování vody/páry do spalovací komory - wet



V případě Multi-cluster hořáku se jedná stále o vyvíjenou technologii, v dosud prováděných testech bylo maximálně dosaženo 80 vol. % vodíku. Vývoj pak spočívá zejména v návrhu tvaru hořáku a počtu trysek. Multi-nozzle hořák je běžně používaným typem na kterém bylo při provozu dosaženo 30 vol. %, což je ale pravděpodobně maximální hodnota, neboť v oblasti DLN hořáku Mitsubishi preferuje vývoje Multi-cluster hořáku. Difúzní hořáky jsou tak zatím nejúspěšnějším hořákem pro spalování vodíku - 3 miliony provozních hodin s podílem až 90 vol. % vodíku na 31 turbínách. Pokud vývoj Multi-cluster hořáků dosáhne uváděných parametrů, dá se očekávat, že do budoucna bude vlajkovým produktem Mitsubishi v oblasti hořáků on. [24] [26]

#### 4.2.4 Siemens

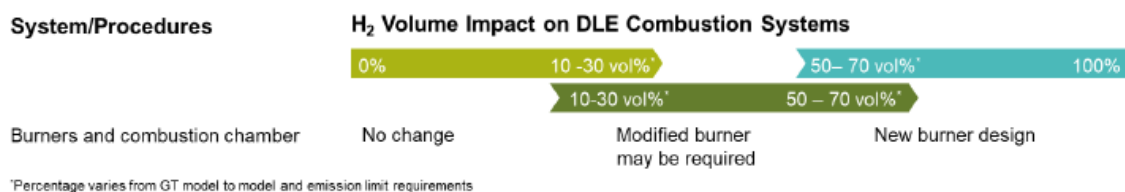
Siemens nabízí několik řad turbín, od aeroderivativních, přes menší průmyslové až po heavy-duty. Možnosti spalování vodíku jsou dány použitým typem hořáku, jak ukazuje Obr. 20.



Obr. 20 Portfolio Siemens turbín [29]

DLE hořáky fungují na stejném principu jako DLN hořáky od GE a Mitsubishi. Směs paliva se vzduchem se vytváří ještě před hořákem, přičemž dobrého promíchání se dosahuje průtokem vzduchu přes víříče. Tvorba směsi před hořáky umožňuje přesně

kontrolovat teplotu plamene, díky čemuž je možné minimalizovat produkci  $\text{NO}_x$ . Jak ale ilustruje Obr. 21, při použití DLE hořáků je pro vyšší podíl spalovaného vodíku potřeba úprava nebo nový design hořáků. [26] [29]



Obr. 21 Dopady podílu spalovaného vodíku na DLE hořáky [29]

Patrné také je, že WLE a difúzní hořáky dosahují mnohem vyšších podílů spalovaného vodíku. Vytváření hořlavé směsi před hořáky totiž vede ke komplikacím spalovacího procesu, jak již zaznělo v kapitole 4.1. Tyto hořáky jsou navíc navrženy na spalování paliv velmi různých složení a výhřevností. Nevýhodou pak je nerovnoměrnost teplotního profilu ve spalovací komoře, kdy v místech s nejvyššími teplotami dochází k razantní produkci  $\text{NO}_x$ . Siemens nabízí 3 látky, jejichž přidáním lze emise snížit:

- Dusík
- Voda
- Pára

Výhodou dusíku je častá dostupnost jakožto vedlejšího produktu zplyňovacích procesů, čímž se snižují provozní náklady turbíny. Pára pak nabízí účinnější redukci  $\text{NO}_x$  emisí, což doplňuje malým vlivem na celkovou účinnost cyklu. Použití vody má za následek snížení teploty ve spalovací komoře, což vede ke snížené tvorbě  $\text{NO}_x$ , ale také ke snížení tepelného spádu ve spalinách (tedy ke snížení účinnosti turbíny). [26] [29]

#### 4.2.5 Shrnutí

Na trhu je větší množství výrobců turbín schopných spoluspalovat vodík. Podíl spalovaného vodíku je dán typem hořáku. Buď se používají hořáky typu DLE/DLN – tvorba hořlavé směsi před hořáky, vysoká reaktivita vodíku ale způsobuje komplikace. Nebo se používají hořáky na principu difúzního spalování – lze spalovat paliva o různorodém složení a výhřevnostech, nevýhodou je vysoká tvorba  $\text{NO}_x$  v důsledku vysokých teplot, jejichž snižování vstřikováním aditiv vede ke snížení účinnosti cyklu. Firma Ansaldo používá dvoustupňové spalování v kombinaci s difúzními hořáky. Do budoucna se očekává rozvoj a rozšíření hlavně DLE/DLN hořáků, v současnosti však

neumožňují spalování vysokých podílů vodíku, proto převládá technologie difúzního spalování. Dá se říci, že DLE/DLN hořáky jsou vyvíjeny přímo pro spalování vodíku, zatímco WLE a difúzní hořáky jsou vyvinuty pro širokou škálu paliv. Tabulka 8 přináší celkové porovnání výše uvedených výrobců. [24] [26] [28] [29] [35] [36]

Tabulka 8 Srovnání jednotlivých výrobců

Výrobce	Podíl vodíku [vol. %]	Typ hořáků
Ansaldo Energia	0 - 50	Difúzní - 2° spalování
General Electrics	0 - 100	DLE, difúzní
Mitsubishi Hitachi	0 - 100	DLE, difúzní
Siemens	0 - 100	DLE, WLE, difúzní

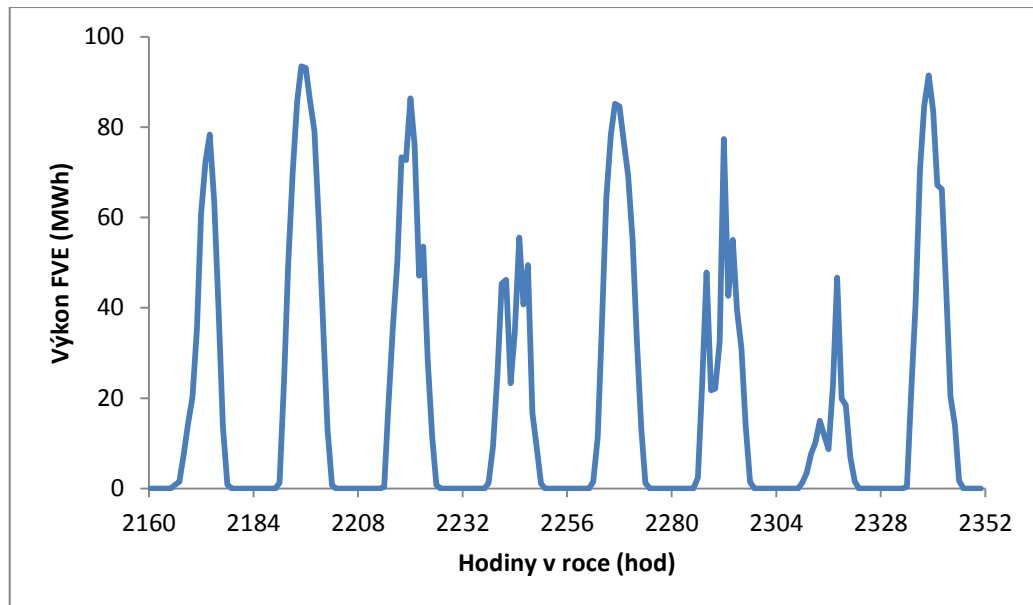
Je nutno dodat, že Tabulka 8 obsahuje údaje o podílu vodíku, o kterém sami výrobci tvrdí, že závisí na konkrétním typu turbíny, emisních limitech, okolních podmínkách, celkové koncepci stavby, konkrétním složení zemního plynu a spalovacích podmínkách. Maximální podíly spalovaného vodíku tak nejsou dosažitelné při každé instalaci zařízení. [24] [26] [28] [29] [35] [36]

## 5. Návrh systému s vodíkovou akumulací

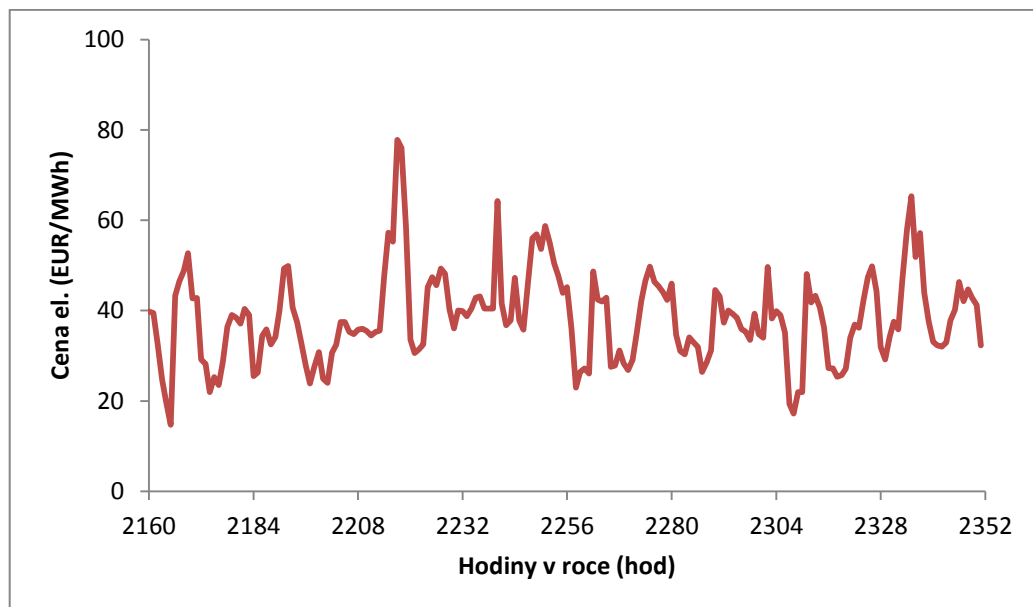
Cílem této práce je technická a ekonomická analýza výroby vodíku pomocí elektřiny z fotovoltaické elektrárny o výkonu 100 MWp a jeho následného spalování v paroplynovém cyklu Počerady. V úvahu by přicházela i možnost vyrábět nikoliv pouze vodík, ale rovnou i metan, nicméně technologie Power-to-Methane obsahuje další konverzi navíc (tudíž má tato akumulace nižší celkovou účinnost při konverzi z elektřiny na metan a zpět na elektřinu), což se projeví jak v investičních, tak v provozních nákladech. Technologie Power-to-Methane je lákavá zejména díky možnosti snadno přidávat vyrobený metan do stávající distribuční sítě zemního plynu a celkově využívat stávající infrastrukturu pro zemní plyn. Zároveň dochází k využívání CO<sub>2</sub>, což je v souladu se současným trendem dekarbonizace. Oproti Power-to-Hydrogen je zde také několik nevýhod, které souvisí s další konverzí v řetězci přeměn. Jsou to zejména vysoká energetická náročnost získávání CO<sub>2</sub>, malá dostupnost těchto technologií v případě externího získávání oxidu uhličitého a nízká čistota získaného CO<sub>2</sub>. Aby návrh systému v takovéto konfiguraci dával smysl, bylo by potřeba aplikovat technologii zachytu CO<sub>2</sub> přímo na spaliny z PPC, jeho dočištění a následné využití pro výrobu metanu, který by se opět spaloval v PPC nebo vtlačel do plynovodu. Na základě vyhodnocení výše uvedených skutečností bylo rozhodnuto, že varianta s metanovou akumulací nebude ve výpočtové části zkoumána.

V první fázi provedu v kapitole 6 referenční výpočet s podrobným modelem vycházejícím z dat o cenách elektřiny, zemního plynu z OTE [51] a emisních povolenek z Carbon Price Vieweru [52] z roku 2019. Data o solárním záření v lokalitě Počerady jsem převzal z databáze PVGIS [40] jako průměrné hodnoty za období od 1.1.2013 do 31.12.2016. Hlavním výstupem referenčního výpočtu bude NPV navrženého systému. V dalším kroku v kapitole 7 provedu optimalizaci velikosti systému s ohledem na tržní podmínky. Citlivostní analýzy v kapitole 8 budu provádět ve zjednodušeném modelu a to z toho důvodu, že provozní hodiny elektrolyzáru jsou mimo jiné pevně svázány s rozložením cen elektřiny na trhu v daném roce, což by při vytváření citlivostních analýz znamenalo vytvořit samostatný model, který bude předpovídat vývoj cen. To ale není předmětem této práce.

Pro ilustraci uvedu výřez z použitých dat solárního záření (výkonu FVE) - Obr. 22, a z cen elektřiny na trhu - Obr. 23. Výkon FVE a cen komodit – elektřiny, ZP, povolenek v průběhu celého roku 2019 uvádím v přílohách této práce. V přílohách je také k dispozici diagram četnosti cen elektřiny za rok 2019 pro větší přehled o možném využití ELY.



Obr. 22 Průběh výkonu FVE v období od 1. 4. do 8. 4. 2019

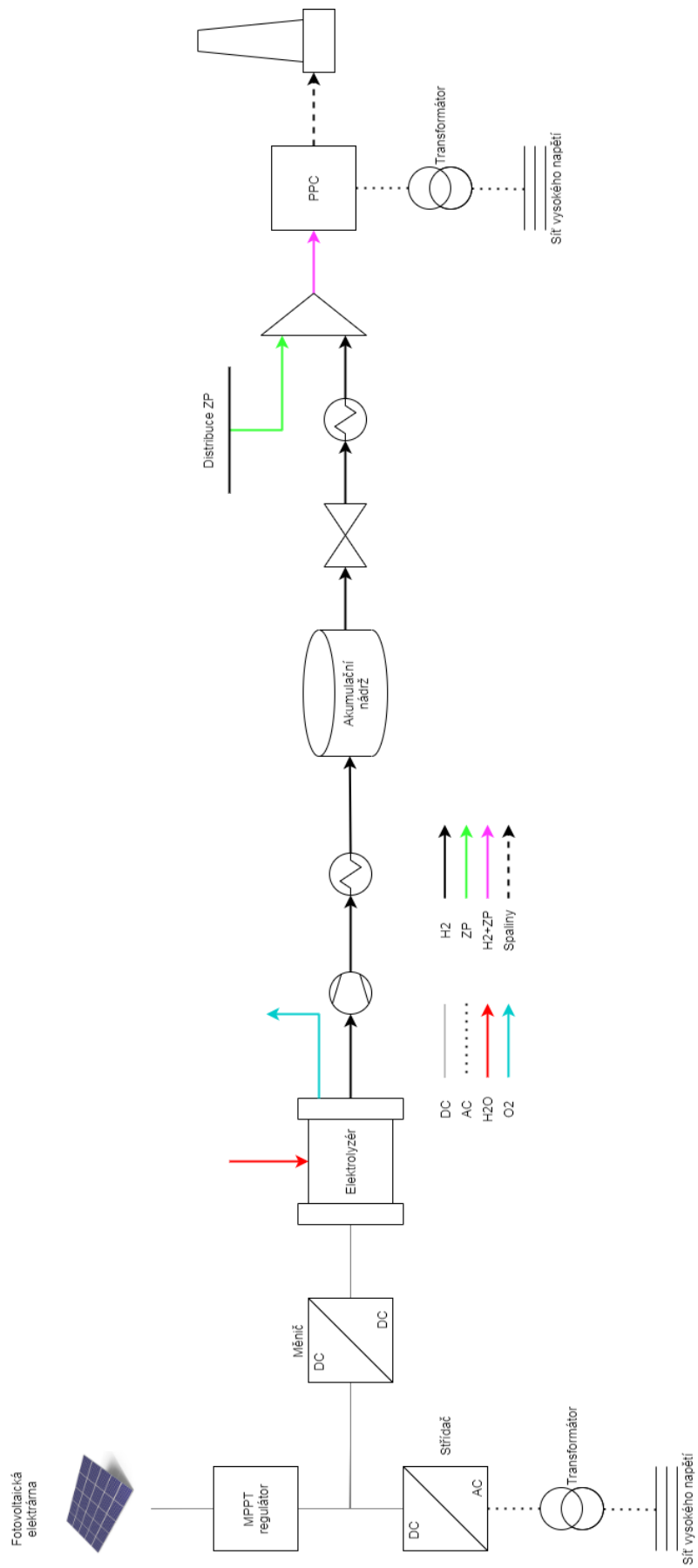


Obr. 23 Průběh ceny elektřiny na trhu v období od 1. 4. do 8. 4. 2019

## 5.1 Návrh a popis systému vodíkové akumulace

Navržený vodíkový akumulační systém je na Obr. 24 a funguje následujícím způsobem. Fotovoltaické panely vyrábí elektřinu z dopadajícího záření. Vyrobená elektřina

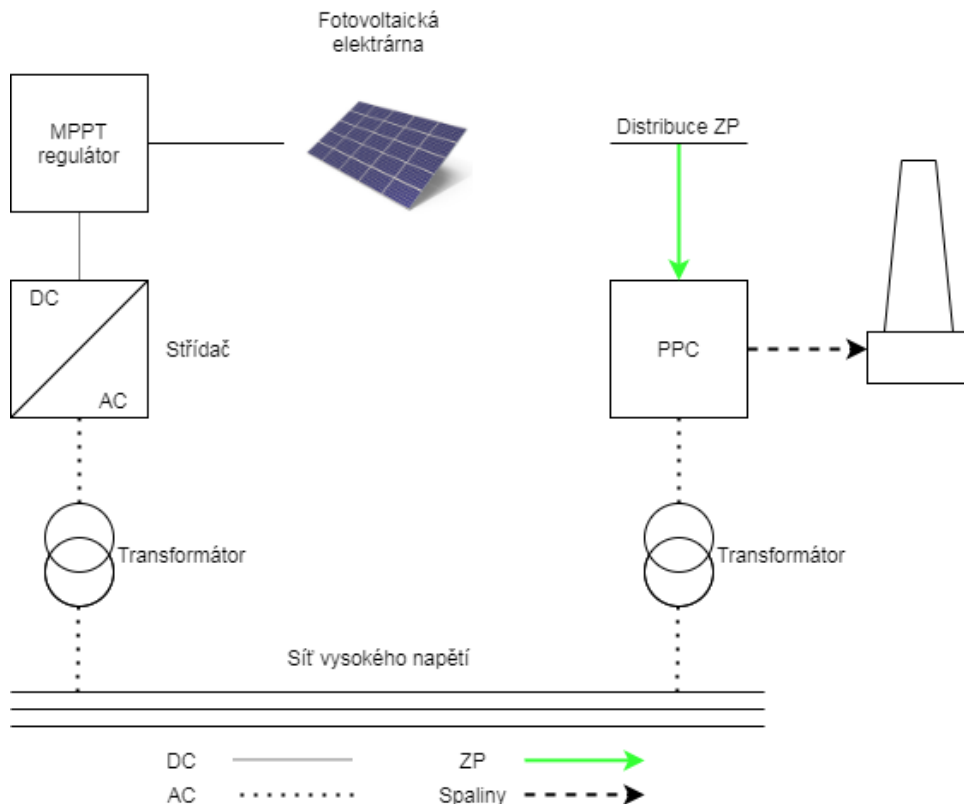
v podobě stejnosměrného napětí DC je v závislosti na ceně elektřiny využita různě - buď se přemění na střídavé napětí AC, transformuje na vysoké napětí a dodá do sítě, nebo se přímo jako stejnosměrné napětí použije k napájení elektrolyzéro, ve kterém vzniká přívodem vody a již zmíněného stejnosměrného napětí na elektrody vodík a kyslík. Využití kyslíku neuvažuji, bude pouze vypouštěn do okolí. Vyrobený vodík se skladuje v akumulární nádrži, odkud je při jeho dostatečném množství a vhodných cenách na trhu s elektřinou, plynem a emisními povolenkami dopravován ke směšování se zemním plynem. V základní variantě uvažuji směšování 5 vol. % vodíku se zemním plynem dle doporučení Siemensu jakožto výrobce spalovacích turbín. Směs zemního plynu a vodíku se poté spaluje v PPC.



Obr. 24 Navržený systém s vodíkovou akumulací – Akumulační systém

V tomto okamžiku je nutné vyslovit několik zjednodušujících předpokladů. Zařízení uvažuji jako černé skříňky, kdy stav před a za zařízením se mění dle účinností a dalších parametrů uváděných v katalogích výrobců. Dále počítám s tím, že PPC je v případě potřeby schopen okamžitě najet na maximální výkon (reálně trvá najetí na plný výkon přibližně jednu hodinu). Maximální výkon se odvíjí například od teploty a vlhkosti vzduchu, tento vliv také zanedbám. Okamžitý výkon elektrolyzátoru závisí na množství vyráběné elektřiny ve fotovoltaice, přičemž minimální výkon, při kterém lze elektrolyzátor provozovat, je 10% nominálního výkonu. Pokud je výkon nižší, bude elektřina z fotovoltaiky dodána přímo do sítě vysokého napětí.

Zároveň se budu také věnovat srovnání navržené vodíkové akumulace (Akumulační systém) s variantou bez akumulace, tedy pouze kombinací FVE a PPC. Tuto variantu nazývám Základní systém a její schéma uvádím na Obr. 25. Výpočty, které uvádím v Kapitole 6 pro Akumulační systém, platí zároveň pro Základní systém – Základní systém je speciálním případem Akumulačního systému s ELY o výkonu 0 MW a podílem spoluspalovaného vodíku 0 vol. %.



Obr. 25 Schéma Základního systému



## 5.2 Přehled vybraných komponent

Celý systém vodíkové akumulace je navržen jako stavebnice z několika různých zařízení. Následující odstavce pak ta nejdůležitější stručně představují.

### 5.2.1 Fotovoltaické panely

Základem celého systému je fotovoltaická elektrárna. Její instalovaný výkon je pevně dán jako 100 MWp. Energie ze Slunce má výhodu v tom, že je zadarmo (což neznamena, že její využití je také zadarmo, ale odpadají náklady za palivo). Nevýhodou je, že se nejedná o stabilní zdroj energie, obzvlášť v podmínkách České republiky. Průměrná hodnota ročního využití instalovaného výkonu pro Českou republiku je okolo 12 %, to znamená, že systém o instalovaném výkonu 1 kWp za rok vyrobí zhruba 1000 kWh elektřiny. V současnosti jsou na trhu nejvíce rozšířené tyto typy panelů – monokrystalické, polykrystalické a tenkovrstvé. Monokrystalické panely jsou nejstarší a nejvíce vyvinutý typ. Při jejich výrobě je potřeba vyrobit jednolitý krystal křemíku, což je poměrně náročné a proto byly tyto panely až donedávna dražší než polykrystalické (v současnosti už se rozdíl v ceně téměř smazaly). Struktura takto vyrobených článků je velice homogenní, což je důvod proč tyto panely dosahují nejvyšší účinnosti (okolo 19 %). Oproti tomu polykrystalické panely se vyrábí krystalizací většího množství menších krystalů a výsledná struktura není tak čistá, jako u monokrystalického panelu. To má vliv na účinnost, která je nižší (až 17 %). Z výše uvedeného vyplývá, že monokrystalické panely se více hodí pro aplikace, kde je k dispozici menší plocha pro panely a nižší doba ročního osvitu, takže je potřeba maximálně efektivně využít veškeré dopadající záření. [38] [39]

Výkon fotovoltaické elektrárny jsem určil z pomoci nástroje od Evropské Unie PVGIS [40] a zadaný vstup je vidět na Obr. 26.

Cursor: Selected: 50.433, 13.672 Elevation (m): 212

Use terrain shadows:  Calculated horizon  Upload horizon file

[↓ csv](#) [↓ json](#)  
Vybrat soubor Soubor nevybrán

---

**HOURLY RADIATION DATA**

Solar radiation database\* PVGIS-SARAH

Start year\* 2013 End year\* 2016

Mounting type\*  
 Fixed  Vertical axis  Inclined axis  Two axis

Slope [\*] (0-90)  Optimize slope

Azimuth [\*] (-180-180)  Optimize slope and azimuth

PV power

PV technology\* Crystalline silicon

Installed peak PV power [kWp]\* 100000

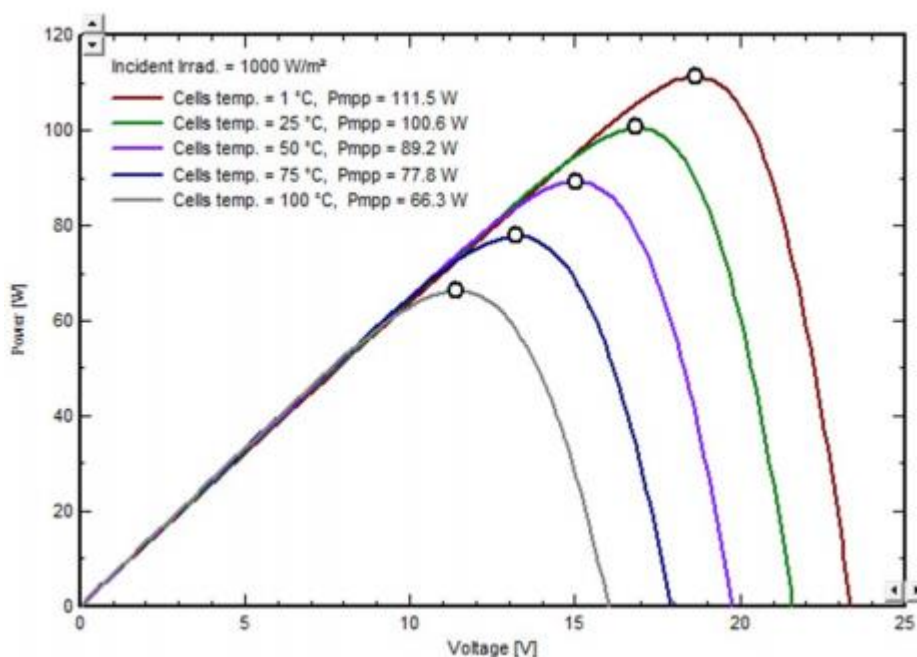
System loss [%]\* 0

Radiation components

Obr. 26 Parametry z databáze PVGIS [40]

## 5.2.2 MPPT regulátory

Skutečná produkce elektřiny z fotovoltaických panelů závisí nejen na světelných podmínkách, ale také na teplotě fotovoltaických článků a na voltampérové charakteristice článku. Závislost výkonu na napětí článku pro různou teplotu článku znázorňuje Obr. 27.



Obr. 27 Závislost výkonu panelu na napětí článku pro různou teplotu článku [41]

Podle této závislosti bude mít panel nejvyšší výkon při jasném zimním dni, kdy nízká teplota okolí bude chladit článek a zároveň budou vynikající světelné podmínky. Výkon též závisí na napětí článku, a protože cílem je z panelu získat maximální výkon, je potřeba napětí článku upravovat pro dané podmínky tak, aby byl výkon vždy co nejvyšší. K tomu je potřeba právě MPPT regulátor (maximum power point tracking). Ten je vybaven mikroprocesorem a softwarem schopným podmínky vyhodnocovat a podle toho upravovat výstupní napětí panelu pro maximální výkon v daném okamžiku. Díky MPPT regulátoru tak panely pracují až o 30 % efektivněji, než v případě, že by se MPPT regulátor nepoužil. [41] [42]

### 5.2.3 Elektrolyzátor

Teoretický popis elektrolýzy je v kapitole 3.2.1. Jedná se o klíčové zařízení akumulace. Díky elektřině vzniká rozkladem vody vodík a kyslík. Vzhledem k tomu, že elektřina pro elektrolyzátor pochází výhradně z fotovoltaické elektrárny, zvolil jsem PEM elektrolyzátor, který disponuje rychlou regulací a zvládá provoz i při téměř nulovém (uvažuji minimálně 10 % nominálního výkonu) zatížení. Vodík vyrobený v PEM elektrolyzátoru je zároveň vysoce čistý (čistota 99,999 %,  $H_2O \leq 3 \text{ ppm}$ ,  $N_2 \leq 5 \text{ ppm}$ ,  $O_2 \leq 2 \text{ ppm}$ ). Do referenčního výpočtu volím velikost elektrolyzátoru 35 MW pro 5 vol. % spalovaného vodíku, obě hodnoty na základě doporučení Siemensu. [46] [50]

### 5.2.4 Akumulační nádrž pro vodík

Skladování vodíku patří mezi největší výzvy, hlavně pro jeho rozšíření jako paliva v dopravě. Je to dáno jeho nízkou objemovou hustotou energie. Z toho plyne potřeba velkých objemů, případně stlačování vodíku na velmi vysoké tlaky (v nákladní dopravě 350 bar, v osobních automobilech 700 bar). Jinou možností je skladování v kapalném podobě (nutnost chlazení na velmi nízké teploty, při tlaku 1 bar na  $-253 \text{ °C}$ ). V poslední době se objevují nové způsoby, které využívají například adsorpci. Pro energetiku pak může být zajímavé vtlačování vodíku do plynovodů, čímž se v případě zeleného vodíku (vodík vyrobený pouze použitím elektřiny z obnovitelných zdrojů) může zlepšit uhlíková stopa zemního plynu (ale opačným pohledem se může poškodit zelený vodík smícháním se zemním plynem). V současnosti se uvádí možnost vtlačování vodíku do distribuční sítě až do 2 vol. % vodíku [43] bez nutnosti provádět zásahy do stávající plynové infrastruktury. Pro vyšší objemový podíl vodíku by už mohly být potřeba

úpravy současných komponent, a to jak na straně infrastruktury (armatury), tak na straně odběratelů (hořáky). V České republice vtláčení vodíku do distribuční soustavy zemního plynu není zatím legislativně podchyceno a podle dostupných informací je pravděpodobné, že při vyšších objemech (přes 10 vol. % H<sub>2</sub>) by bylo nutné už podíl vodíku v plynovodech garantovat, neboť by byla potřeba upravit hořáky na spalování směsi o takovém konkrétním složení. [43] [44] [45]

Pro své úložiště jsem se rozhodl zvolit ukládání stlačeného plynného vodíku. Na výstupu z elektrolyzéry má vodík tlak 35 *bar*, a tlak potřebný pro spalování je 39 *bar*. Tlak úložiště jsem zvolil 100 *bar*. Vyšší tlak úložiště by se projevil ve snížení investičních a provozních nákladů na úložiště. Na druhou stranu by byla potřeba vyšší investice do kompresoru a zvýší se též spotřeba energie na stlačení. Pokud by nebyl v areálu elektrárny problém s místem pro akumulaci, je tlak 100 *bar* dostačující.

### 5.2.5 PPC Počerady

Vyrobený vodík slouží jako akumulace elektrické energie v době, kdy jsou nízké ceny elektřiny a jeho využití se očekává v době vysokých cen elektřiny. Ve své práci uvažuji jako zařízení sloužící ke spalování vodíku paroplynový cyklus v Počeradech. Ten se skládá ze dvou spalovacích turbín Siemens a parní turbíny, která využívá odpadní teplo ze spalin. Nominální spotřeba zemního plynu činí 156 800 Nm<sup>3</sup>/hod, čemuž při čisté elektrické účinnosti 59 % a výhřevnosti zemního plynu  $Q_{i\ ZP} 34,556 \text{ MJ/Nm}^3$  [53] odpovídá elektrický výkon 888 MW. Elektrárna se dá provozovat i bez parní části, buď obě spalovací turbíny zároveň, nebo pouze jedna spalovací turbína. V tomto momentě je potřeba zmínit, že pokud chci spoluspalovat určité množství vodíku, bude výsledný výkon celého cyklu nižší, neboť vodík má zhruba 3x nižší objemovou výhřevnost než zemní plyn při stejném tlaku. Výsledný výkon je určen dle následujícího vztahu.

$$P_{H_2+ZP} = \frac{(156800 * (1 - \varphi_{H_2}) * Q_{i\ ZP} + 156800 * \varphi_{H_2} * Q_{i\ H_2})}{3600} * \eta_{PPC} \quad (10)$$

$Q_{i\ ZP}$  je výhřevnost zemního plynu,  $Q_{i\ H_2}$  je výhřevnost vodíku (10,782 MJ/m<sup>3</sup>),  $\varphi_{H_2}$  je objemový podíl spoluspalovaného vodíku. Reálně se problematika poklesu výkonu může řešit navýšením objemového toku paliva, k čemuž by ale byl nutný retrofit palivového systému obou turbín a zvýšení produkce vodíku. Pro referenční výpočet mám doporučenou hodnotu 5 vol. % spoluspalovaného vodíku, tudíž budu uvažovat

konstantní tok paliva a s tím spojený malý pokles výkonu. Čistá elektrická účinnost PPC zůstává stejná, jako při spalování pouze zemního plynu, neboť nemám od výrobce ani provozovatele informace o vlivu spalovaného vodíku na účinnost. [47] [48]. Tabulka 9 shrnuje parametry všech použitých zařízení. Použil jsem hodnoty poskytnuté ČEZem, případně informace od výrobců. [58] [59]

Tabulka 9 Parametry jednotlivých zařízení

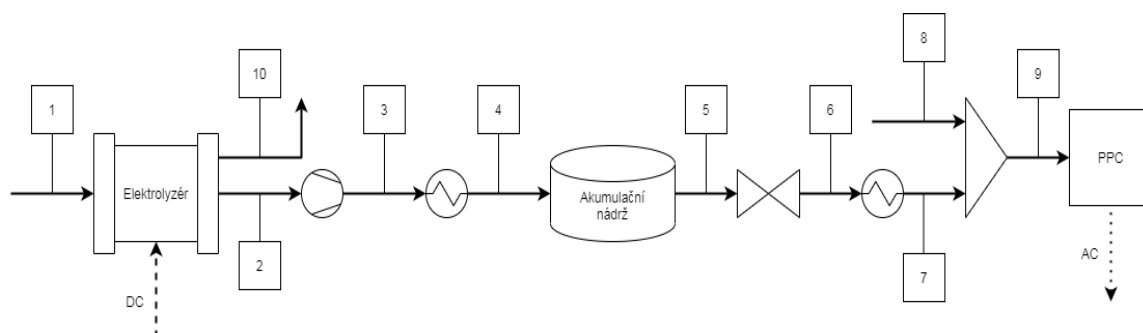
FVE instalovaný výkon	100 MWp
Elektrická účinnost FVE – síť VN	90,3 %
Elektrická účinnost FVE – ELY	92,2 %
Velikost ELY	35 MW
Spotřeba vody ELY	1,5 l/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
Spotřeba elektřiny ELY	4,6 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
Čistota H <sub>2</sub>	99,999 %
Účinnost pohonu kompresoru	96 %
Účinnost kompresoru	70 %
Nominální spotřeba ZP PPC	156 800 Nm <sup>3</sup> /hod
Čistá elektrická účinnost PPC	59 %
Objemový podíl spoluspalovaného H <sub>2</sub>	5 %
Tlak akumulovaného vodíku	100 bar

## 6. Referenční výpočtový model

Tato kapitola se věnuje detailnímu provozně-investičnímu ekonomickému výpočtu a srovnání Akumulačního a Základního systému. Nejprve pomocí termodynamického výpočtu stanovím velikosti pomocných zařízení, díky čemuž mohu vytvořit provozní a investiční model. Na závěr kapitoly 6 provedu ekonomické hodnocení a porovnání obou variant pomocí kritéria NPV.

### 6.1 Termodynamický výpočet

Jak jsem již uvedl, jednotlivá zařízení uvažuji jako černé skříňky, kdy parametry na vstupu, na výstupu a účinnost jsou dány výrobcí. Každé zařízení ale potřebuje pracovat na jiné teplotě a tlaku, proto je nutné doplnit mezi hlavní zařízení pomocná zařízení (tepelné výměníky, kompresory atd.), aby před každým zařízením měl vstupující proud požadované parametry. Pro zajištění bezproblémového smíšení uvažuji smíchání zemního plynu a vodíku o stejné teplotě a tlaku. Termodynamický výpočet slouží k výpočtu potřebných výkonů jednotlivých zařízení. Řešený Akumulační systém je na Obr. 28.



Obr. 28 PFD diagram systému vodíkové akumulace

Proud 1 představuje vodu na výstupu z chemické úpravy. Voda je již z chemické úpravy na dostatečných parametrech pro ELY (teplota 10 až 40 °C - uvažuji 20 °C, tlak 4 bary) a není potřeba jí stlačovat ani ohřívat. Výrobci ELY uvádí spotřebu vody a elektřiny na jednotku vyrobeného vodíku, kterému odpovídá určité množství vyrobeného kyslíku (viz Tabulka 9). Vodík z ELY vychází ve stavu 2 o vysoké čistotě (více než 99,99 %), díky čemuž si dovoluji zanedbat zbytkové složky a proud 3 uvažuji jako čistý proud vodíku. Ten je v kompresoru stlačen na 100 bar a uložen v akumulární nádobě. Z té je v případě potřeby a dostatečném naakumulovaném množství odveden

jako proud 5 (zanedbávám pokles teploty a tlaku vodíku v nádrži v čase) ke směšování se zemním plynem. Vodík je potřeba seškrtnit z tlaku 100 bar ve stavu 5 na tlak 39 bar ve stavu 6 a ochladit na stav 7, aby byl při směšování na stejné teplotě a tlaku jako zemní plyn. Teplota a tlak zemního plynu ve stavu 7 jsou dány parametry z tranzitního plynovodu v Počeradech a jedná se o průměrné hodnoty za kalendářní rok (teplota 9 °C, tlak 39 bar). Zároveň musí být splněny požadavky plynových turbíny, kdy teplota ZP nesmí klesnout pod 5 °C a tlak pod 39 bar. Proud 9 tvoří směs vodíku a zemního plynu a má stejnou teplotu a tlak jako ve stavu 7. Tabulka 10 obsahuje stavové veličiny jednotlivých proudů.

Tabulka 10 Stavové veličiny jednotlivých proudů

H <sub>2</sub> O	$p$ [bar]	$t$ [°C]	$h$ [kJ/kg]	$s$ [kJ/kg K]	$\dot{m}$ [kg/s]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$\dot{V}$ [Nm <sup>3</sup> /hod]
1	4	20,0	84,288	0,30	3,17	998,3	11,4
H <sub>2</sub>	$p$ [bar]	$t$ [°C]	$h$ [kJ/kg]	$s$ [kJ/kg K]	$\dot{m}$ [kg/s]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$\dot{V}$ [Nm <sup>3</sup> /hod]
2	35	20,0	3874,9	38,50	0,19	2,8	7601,1
3id	100	122,9	5406,0	38,50	0,19	5,8	7601,1
3	100	167,8	6062,3	40,06	0,19	5,3	7601,1
4	100	20,0	3905,6	34,10	0,19	7,8	7601,1
5	100	20,0	3905,6	34,10	0,20	7,8	7840,0
6	39	22,0	3905,6	38,14	0,20	3,1	7840,0
7	39	9,0	3718,5	37,49	0,20	3,3	7840,0
9	39	9,0	3718,5	37,49	0,20	3,3	7840,0
O <sub>2</sub>	$p$ [bar]	$t$ [°C]	$h$ [kJ/kg]	$s$ [kJ/kg K]	$\dot{m}$ [kg/s]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$\dot{V}$ [Nm <sup>3</sup> /hod]
10	35	20,0	257,8	5,45	1,51	47,0	3800,5
ZP	$p$ [bar]	$t$ [°C]	$h$ [kJ/kg]	$s$ [kJ/kg K]	$\dot{m}$ [kg/s]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$\dot{V}$ [Nm <sup>3</sup> /hod]
8	39	9,0	832,1	4,55	29,69	29,0	148 960,0
9	39	9,0	832,1	4,55	29,69	29,0	148 960,0

Ze znalosti toků a entalpií lze pro daný podíl spoluspalovaného vodíku (odpovídající tok vodíku označen  $\dot{m}_{H_2,PPC}$ ) a navrženou velikost elektrolyzáru (odpovídající nominální tok vodíku označen  $\dot{m}_{H_2}$ ) stanovit potřebné velikosti všech zařízení. Pro výměník sloužící k ochlazení vodíku před akumulací nádrží platí následující výpočet.

$$Q_{VT1,H_2} = \dot{m}_{H_2}(h_3 - h_4) = 0,190(6062,263 - 3905,628) = 409,284 \text{ kW} \quad (11)$$

K určení výkonu kompresoru je potřeba nejprve zjistit entalpii na výstupu při isoentropické účinnosti kompresoru 70%.

$$h_3 = h_2 + \frac{(h_{3id} - h_2)}{\eta_K} = 3874,867 + \frac{(5406,044 - 3874,867)}{0,7} \quad (12)$$

$$h_3 = 6062,263 \text{ kJ/kg}$$

Do výkonu kompresoru pak započítám účinnost pohonu 96%.

$$P_K = \dot{m}_{H_2} \frac{(h_3 - h_2)}{\eta_{pohon}} = 0,190 \frac{(6062,263 - 3874,867)}{0,96} = 432,418 \text{ kW} \quad (13)$$

Za akumulární nádrží následuje škrcení, které probíhá mezi stavy 5 a 6. Jedná se o isoentalpický děj, tudíž  $h_6 = h_5$ . Rozhodujícím parametrem pro volbu škrtícího ventilu je nominální průtok a maximální přípustný tlak, viz Tabulka 10.

Po seškrcení je potřeba ještě vodík dochladiť, aby směšování se zemním plynem probíhalo na stejné teplotě a tlaku obou médií. Odebrané teplo je stanoveno následujícím vztahem.

$$Q_{VT_{H_2}} = \dot{m}_{H_2_{PPC}} (h_6 - h_7) = 0,196(3905,628 - 3718,524) \quad (14)$$

$$Q_{VT_{H_2}} = 36,625 \text{ kW}$$

Tabulka 11 shrnuje navržené velikosti pomocných komponent.

Tabulka 11 Navržené velikosti pomocných zařízení

Zařízení	Velikost
Kompresor – H <sub>2</sub>	433 kW
Výměník 1 – H <sub>2</sub>	410 kW
Škrtící ventil – H <sub>2</sub>	1600 l/min, 100 bar
Výměník 2 – H <sub>2</sub>	37 kW

## 6.2 Investiční model systému

Možnost vyrábět vodík s sebou přináší nutnost investovat do nákupu a výstavby nových zařízení (ceny jednotlivých zařízení viz Tabulka 12). Investiční náklady pro dané zařízení stanovím pomocí hodnoty CAPEX a zadané/navržené/vypočtené velikosti zařízení dle rovnice (15).

$$I = CAPEX * P_{instalovaný} \quad (15)$$



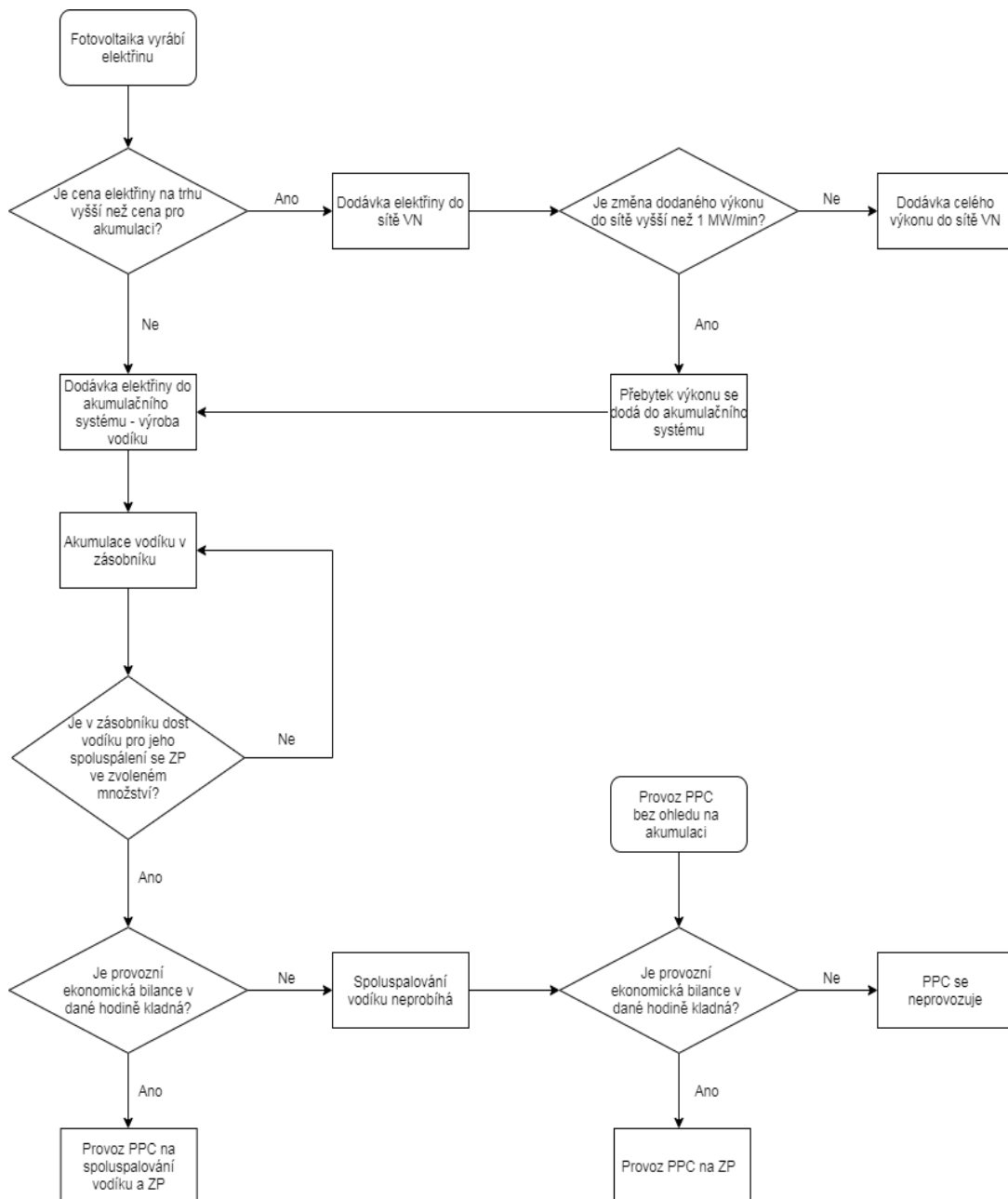
Tabulka 12 Přehled investičních nákladů na jednotlivá zařízení

	CAPEX	Velikost zařízení	Investice (mil. Kč)
FVE	1000 EUR/kWp	100 MWp	2 567,200
elektrolyzér	1000 EUR/kW	35 MW	898,520
výměník – vodík 1	30 EUR/kW	433 kW	0,316
kompresor	500 EUR/kW	410 kW	5,558
úložiště	45 EUR/m <sup>3</sup>	2566 m <sup>3</sup>	2,964
škrtkící ventil	30 Kč/(l/min)	1 600 l/min	0,048
výměník – vodík 2	30 EUR/kW	37 kW	0,029
CELKOVÁ INVESTICE Akumulační systém I <sub>CELKEM_AS</sub>			3 474,634
CELKOVÁ INVESTICE Základní systém I <sub>CELKEM_ZS</sub>			2 567,200

### 6.3 Provozní model Akumulačního systému

Aby bylo možné stanovit provozní náklady a výnosy, vytvořil jsem roční provozní model celého systému. K tomu jsem použil hodinová data o solárním záření v dané lokalitě, hodinová data o cenách elektřiny, denní data o cenách zemního plynu a hodinová data o cenách emisních povolenek. Následně jsem vytvořil provozní model, jehož princip je zachycen na diagramu na Obr. 29 a vysvětlen v následujícím odstavci.

Pokud FVE vyrábí elektřinu, její využití se liší dle ceny elektřiny na trhu v dané hodině. Pokud jsou ceny elektřiny nízké (uvažoval jsem cenu elektřiny pro výrobu vodíku pod 30 EUR/MWh), použije se elektřina pro výrobu vodíku v ELY. Pokud bude cena elektřiny vyšší než 30 EUR/MWh, bude elektřina dodána přímo do sítě. Tím, že je ELY napájen z FVE a navíc jen při určitých cenách elektřiny, bude výroba vodíku značně kolísat. Z toho důvodu nelze spoluspalování provozovat konstantně, ale pouze pokud se naakumuluje v zásobníku dostatečné množství vodíku. O tom, zda následně proběhne jeho spálení, rozhodne provozní ekonomická bilance v dané hodině. Pokud vychází zisková (a bude tedy dostatečně vysoká cena elektrické energie), vodík se spálí. Pokud se nebude spoluspalovat vodík, může být PPC provozován pouze na zemní plyn v případě ziskové provozní bilance v dané hodině.



Obr. 29 Diagram principu činnosti provozního modelu

Tabulka 13 shrnuje položky zahrnuté do provozní bilance. Základní systém je varianta obsahující PPC a FVE (Obr. 25), Akumulační systém sestává z PPC, FVE a vodíkové akumulace (ELY) - Obr. 24.

Tabulka 13 Přehled provozních nákladů a výnosů obou variant

	Označení	Základní systém	Akumulační systém
Prodej el. z FVE	$V_{el}$	Variabilní výnos	Variabilní výnos
Prodej el. z PPC	$V_{el}$	Variabilní výnos	Variabilní výnos
Výroba demivody	$N_{H_2O}$		Variabilní náklad
Stlačení vodíku	$N_{H_2\_K}$		Variabilní náklad
Nákup ZP	$N_{ZP}$	Variabilní náklad	Variabilní náklad
Nákup emisních povolenek	$N_{CO_2}$	Variabilní náklad	Variabilní náklad
Neprodej el. z FVE/el. pro ELY	$N_{Neprodej\_el}$		Variabilní náklad
Starty PPC	$N_{START}$	Variabilní náklad	Variabilní náklad
OPEX FVE	$FN_{FVE}$	Fixní náklad	Fixní náklad
OPEX elektrolyzér	$FN_{ELY}$		Fixní náklad
OPEX výměník vodík 1	$FN_{HEX1}$		Fixní náklad
OPEX výměník vodík 2	$FN_{HEX2}$		Fixní náklad
OPEX kompresor	$FN_K$		Fixní náklad
O&M PPC	$FN_{O\&M\_PPC}$	Fixní náklad	Fixní náklad
OPEX zásobník $H_2$	$FN_{AKU}$		Fixní náklad
OPEX škrťací ventil	$FN_V$		Fixní náklad

Následující část se věnuje popisu použitých výpočtů v provozním modelu. Výnosy z prodané elektřiny se stanoví pomocí množství vyrobené elektřiny v dané hodině  $P_{el}$  a měrné ceny elektřiny na hodinovém trhu  $C_{el}$ .

$$V_{el} = P_{el} * C_{el} \quad (16)$$

Cena za výrobu demivody v chemické úpravně  $C_{H_2O}$  je stanovena jako  $50 \text{ Kč}/m^3$ . Náklady za výrobu demivody se stanoví pomocí její spotřeby  $S_{H_2O} [m^3/hod]$ .

$$N_{H_2O} = S_{H_2O} * C_{H_2O} \quad (17)$$

Spotřeba demivody je určena okamžitou spotřebou elektřiny elektrolyzérem. Dle výrobce je spotřeba demivody  $1,5 \text{ l}/Nm^3$  vyprodukovaného vodíku. Spotřeba elektřiny dle výrobce činí  $4,6 \text{ kWh}/Nm^3$  vyprodukovaného vodíku. Při známém množství dodávané elektřiny do elektrolyzéry  $S_{el} [MWh]$  se spotřeba demivody stanoví následovně.

$$S_{H_2O} = \frac{S_{el} * 1,5}{4,6} * 10^6 \quad (18)$$

Pomocí měrné práce kompresoru  $w_{H_2}$  a aktuálního množství stlačovaného vodíku (množství, které se v daném okamžiku vyrábí v elektrolyzéry)  $S_{H_2} [Nm^3/hod]$  určíme náklady na kompresi vodíku.

$$N_{H_2\_K} = S_{H_2} * w_{H_2} * \rho_{H_2} * C_{el} \quad (19)$$

Aktuální množství vyráběného vodíku  $S_{H_2}$  se určí pomocí spotřeby elektřiny  $S_{el}$  elektrolyzérem a čistoty vyráběného vodíku  $\varepsilon_{H_2}$ .

$$S_{H_2} = \frac{S_{el}}{4,6} * \varepsilon_{H_2} * 10^3 \quad (20)$$

Náklady na nákup zemního plynu se skládají z nákladu za samotný plyn, nákladu za rezervovanou kapacitu a nákladu za přepravu.  $S_{ZP}$  je spotřeba zemního plynu v danou hodinu [ $MWh/hod$ ],  $C_{ZP}$  je tržní cena zemního plynu [ $Kč/MWh$ ],  $C_{RK}$  je cena za rezervovanou kapacitu [ $Kč/MWh$ ],  $C_P$  je cena za přepravu [ $Kč/MWh$ ]. V roce 2019 činila cena za rezervovanou kapacitu 10,64  $Kč/MWh$ , cena za přepravu byla 0,78  $Kč/MWh$ . [68]

$$N_{ZP} = S_{ZP} * C_{ZP} + S_{ZP} * C_{RK} + S_{ZP} * C_P \quad (21)$$

Spalováním zemního plynu dochází k produkci  $CO_2$ , kvůli čemuž je potřeba nakupovat emisní povolenky za cenu  $C_{CO_2}$  [ $Kč/t CO_2$ ]. Ze znalosti aktuální spotřeby zemního plynu  $S_{ZP}$  [ $MWh/hod$ ] a emisního faktoru  $CO_2$   $EF_{CO_2}$  [ $t CO_2/MWh$ ] lze tento náklad určit. Emisní faktor ZP je 0,2  $t CO_2/MWh$ .

$$N_{CO_2} = S_{ZP} * EF_{CO_2} * C_{CO_2} \quad (22)$$

Na první pohled možná nejasným nákladem je neprodej elektřiny z FVE. Pokud použiji elektřinu vyrobenou FVE k napájení ELY a výrobě vodíku, uvažuji tuto elektřinu jako ztrátu, neboť jsem daný výkon nedodal do sítě, za což jsem mohl mít v dané hodině zisk. Ztrátu uvažuji pouze, pokud je cena elektřiny v danou hodinu vyšší než 0  $EUR/MWh$ . O tomto nákladu by se tedy dalo hovořit jako o nákladu za elektřinu pro výrobu vodíku.

$$N_{Neprodej_{el}} = S_{el} * C_{el} \quad (23)$$

Další položkou jsou náklady na starty a provoz PPC, souhrnně označené jako  $N_{START}$ . Náklady na provoz jsou 2 % z ceny studeného startu. Celkem se rozlišují 3 typy startů, studený, teplý a horký a liší se mezi sebou počtem hodin neprovozu. Náklady na studený start jsem dle doporučení konzultantů stanovil jako 38 % z hodinových nákladů na zemní plyn a  $CO_2$  povolenky nakoupené za průměrné ceny za rok 2019 při nominálním výkonu PPC. Průměrná cena zemního plynu v roce 2019 činila 14,06  $EUR/MWh$ , průměrná cena zemní povolenky 24,87  $EUR/t CO_2$ , kurz 25,672  $Kč/EUR$  [51] [52]. Nominální spotřeba zemního plynu činí 156 800  $Nm^3/hod$ , emisní faktor je 0,2  $t CO_2/MWh$  výhřevnosti ZP, výhřevnost je 34,556  $MJ/Nm^3$ , hodnota spalného tepla

38,395 MJ/Nm<sup>3</sup>. [54] Tyto průměrné hodinové náklady na ZP a povolenky jsou určeny následujícím vztahem.

$$\begin{aligned} \emptyset N_{ZP+CO_2} &= S_{ZP} * C_{ZP} + S_{ZP} * EF_{CO_2} * C_{CO_2} & (24) \\ &= \left( 156\,800 \frac{38,395}{3600} * 14,06 + 156\,800 \frac{34,556}{3600} * 0,2 * 24,87 \right) * 25,672 \\ \emptyset N_{ZP+CO_2} &= 795\,637 \text{ Kč} \end{aligned}$$

Studený start je stanoven jako 38 % z této hodnoty, tedy:

$$N_{START\_S} = 795\,637 * 0,38 = 302\,342 \text{ Kč} \quad (25)$$

Teplý start stojí 50 % ceny studeného startu.

$$N_{START\_T} = 302\,342 * 0,5 = 151\,171 \text{ Kč} \quad (26)$$

Horký start uvažují jako 25 % studeného startu.

$$N_{START\_H} = 151\,171 * 0,25 = 75\,586 \text{ Kč} \quad (27)$$

Tabulka 14 doplňuje náklady na starty o časový interval, po který PPC nebude v provozu při daném typu startu.

Tabulka 14 Druhy startu PPC

Druh startu PPC	Doba bez provozu	Náklad na start
Studený start	61 a více hodin bez provozu	302 342 Kč
Teplý start	13 – 60 hodin bez provozu	151 171 Kč
Horký start	0 – 12 hodin bez provozu	75 586 Kč

Náklady na provoz tvoří 2 % z ceny studeného startu, jak jsem již uvedl na předchozí stránce.

$$N_{START\_P} = 302\,342 * 0,02 = 6\,047 \text{ Kč} \quad (28)$$

Zároveň je potřeba pro PPC stanovit roční náklady na údržbu (O&M cost). Ty jsou dány jako 1 % z OPEXU. OPEX pro PPC tvoří roční náklady na palivo (nákup ZP a výroba vodíku), emisní povolenky, starty a O&M náklady.

$$N_{OPEX\_PPC} = \sum_{i=1}^{8760} (N_{ZP\_i} + N_{H_2\_i} + N_{CO_2\_i} + N_{START\_i}) + FN_{O\&M\_PPC} \quad (29)$$

Náklady na výrobu vodíku vyjádřím pomocí nákladů na výrobu, ohřev a stlačení demivody a nákladů za elektřinu (ztráta neprodejem).

$$N_{H_2} = N_{H_2O\_CH} + N_{H_2O\_č} + N_{H_2O\_VT} + N_{Neprodej\_el} \quad (30)$$

O&M náklady PPC vyjádřím ze vztahu (29) pomocí známých nákladů tak, aby O&M náklady tvořily právě 1 %.

$$FN_{O\&M\_PPC} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} (N_{ZP\_i} + N_{H2\_i} + N_{CO2\_i} + N_{START\_i})}{1 - 0,01} * 0,01 \quad (31)$$

Dalšími výdaji jsou OPEXy všech zařízení. Ty představují fixní náklad za celý rok.

Tabulka 15 Přehled hodnot OPEX pro jednotlivá zařízení

	OPEX	Velikost zařízení	Roční provozní náklady (tis. Kč)
FVE	9,5 EUR/kWp/rok	100 MWp	24 388,4
ELY	10 EUR/kW/rok	35 MW	8 985,2
výměník vodík 1	3 EUR/kW/rok	433 kW	31,6
kompresor	15 EUR/kW/rok	410 kW	166,7
úložiště	0,675 EUR/m <sup>3</sup> /rok	2566 m <sup>3</sup>	44,5
výměník vodík 2	3 EUR/kW/rok	37 kW	2,9

CAPEX a OPEX FVE v sobě zahrnuje veškeré náklady na výstavbu a provoz (panely, střídače, MPPT regulátory atd.). Hodnoty CAPEX a OPEX pro FVE, ELY, kompresor a AKU jsem získal díky pracovníkům z ČEZu, pro ventil a výměníky jsem použil dostupné veřejné informace výrobců. [55] [56] [57]

Pomocí instalovaného výkonu nebo velikosti zařízení  $P_{instalovaný}$  se pak stanoví výsledná hodnota ročních provozních nákladů daného zařízení.

$$FN = OPEX * P_{instalovaný} \quad (32)$$

Hospodářský výsledek za celý rok je rozdíl sumy variabilních výnosů ve všech hodinách v roce, sumy variabilních nákladů ve všech hodinách v roce a fixních nákladů.

$$HV = \sum_{i=1}^{8760} (V_i - N_i) - FN \quad (33)$$

Tabulka 16 obsahuje výsledné hodnoty jednotlivých provozních výnosů a nákladů. V tabulce je několikrát uvedena velikost provozních nákladů jako 0 Kč/rok pro Základní systém. Znamená to, že v daném systému se dané zařízení vůbec nenachází a tudíž

dané provozní náklady vůbec nebudou vznikat. Z tabulky je zřejmé, že Akumulační systém vychází s nižší hrubou provozní marží.

Tabulka 16 Provozní výnosy a náklady

vše v [tis. Kč/rok]	Základní systém	Akumulační systém
Prodej el. z FVE	109 980	100 752
Prodej el. z PPC	5 418 720	5 427 371
Výroba demivody	0	308
Stlačení vodíku	0	116
Nákup ZP	2 808 314	2 812 140
Nákup emisních povolenek	928 628	929 484
Ztráta neprodejem el. z FVE	0	9 904
Starty PPC	69 765	70 068
OPEX FVE	24 338	24 338
OPEX elektrolyzér	0	8 985
OPEX výměník vodík 1	0	32
OPEX výměník vodík 2	0	3
OPEX kompresor	0	167
O&M PPC	38 452	38 606
OPEX zásobník H <sub>2</sub>	0	45
OPEX škrťací ventil	0	0,3
Hospodářský výsledek	1 659 125	1 633 878

V tuto chvíli mám k dispozici údaje, abych mohl stanovit měrnou cenu vyráběného vodíku. Do té zahrnuji veškeré náklady související s výrobou vodíku – CAPEX, O&M, elektřinu (včetně stlačení), demivodu. CAPEX rozložím rovnoměrně na zvolenou dobu porovnání, tedy 25 let. Množství vyrobeného vodíku činí 368,4 tun.

$$CAPEX H_2 = \frac{I_{ELY} + I_{HEX1} + I_{HEX2} + I_K + I_{AKU} + I_V}{25} \quad (34)$$

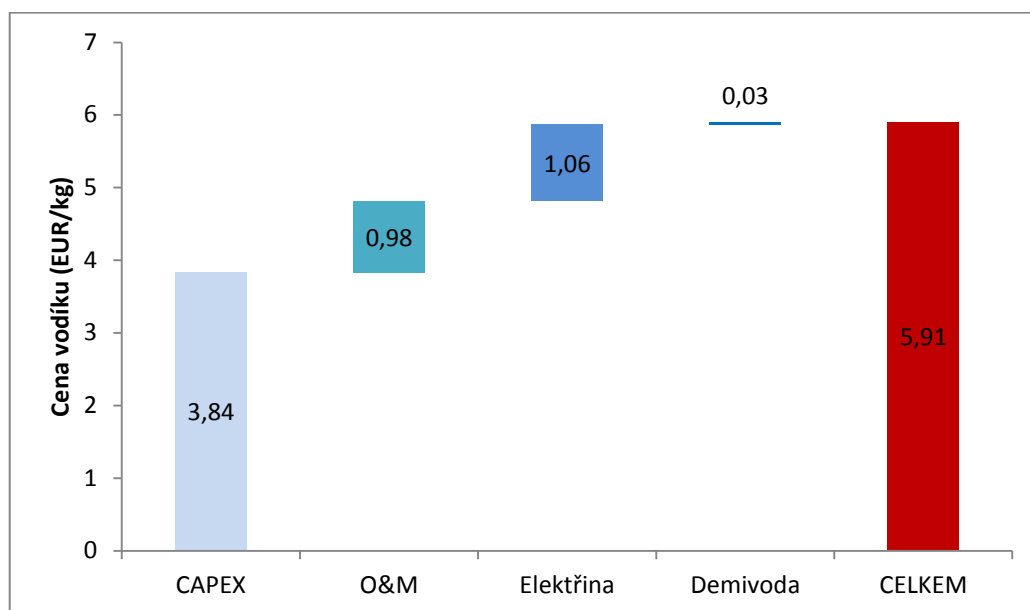
$$O\&M H_2 = FN_{ELY} + FN_{HEX1} + FN_{HEX2} + FN_K + FN_{AKU} + FN_V \quad (35)$$

$$Elektřina H_2 = N_{neprodej\_el} + N_{H2\_K} \quad (36)$$

$$Demivoda H_2 = N_{H2O} \quad (37)$$

Tabulka 17 Přehled nákladů na vyrobený vodík

	Celkové náklady (Kč)	Celkové náklady vztažené na množství vodíku (EUR/kg)
CAPEX H <sub>2</sub>	36 297 349	3,84
O&M H <sub>2</sub>	9 231 058	0,98
Elektřina H <sub>2</sub>	10 025 976	1,06
Demivoda H <sub>2</sub>	307 689	0,03
CELKEM	55 862 071	5,91



Obr. 30 Složení ceny vodíku

Takto strukturovaná cena vodíku odpovídá referenčnímu modelu, kdy provozní doba ELY je 800 *hod/rok*, průměrná cena elektřiny pro vodík je 20,44 *EUR/MWh*, velikost ELY je 35 MW s CAPEXem 1000 *EUR/kW*. Při vyšším počtu provozních hodin dojde k vyšší výrobě vodíku – náklady na elektřinu budou představovat stále větší a větší položku, zatímco CAPEX se rozloží do většího množství vodíku, takže jeho vliv bude menší.

## 6.4 Ekonomické hodnocení

Pro vzájemné srovnání Akumulačního systému se Základním systémem je potřeba provést ekonomické hodnocení obou variant. Jako porovnávací kritérium jsem zvolil NPV. Doba porovnání  $T_p$  je 25 let. Diskontní sazbu jsem zvolil po dohodě s pracovníky z ČEZu 7 %. Daň tvoří 19 % z hrubého zisku. Z hlediska odpisů patří celý systém do 4. skupiny, délka odepisování tudíž bude 20 let. Odepisování jsem zvolil rovnoměrné, v prvním roce 2,15 % z investice, v dalších letech 5,15 % z investice. Zároveň jsem vzal v potaz životnost elektrolyzáru, která bývá okolo 60 000 provozních hodin. Po této době je nutné provést výměnu sady článků elektrolyzáru, což představuje 20 % CAPEXu ELY. V mém případě tedy 200 *EUR/kW*. [54] Pokud tato situace v modelu nastane, bude nákup nového sady článků zahrnut do provozních nákladů v roce, kdy k výměně dojde.

Nyní k jednotlivým položkám v ekonomickém hodnocení. Výpočet platí pro obecný rok označený jako  $n$ . Tržby představuje zisk z prodeje elektřiny.



$$Tržby_n = \sum_{i=1}^{8760} V_i \quad (38)$$

Provozní náklady jsou dány nákupem ZP, povolenek, OPEXy zařízení atd. viz Tabulka 16.

$$Náklady_n = \sum_{i=1}^{8760} (N_i) + FN \quad (39)$$

Odpisy se stanoví z celkové investice, pro první rok:

$$Odpisy_1 = 0,0215 * I_{CELKEM} \quad (40)$$

Pro další roky po dobu trvání odepisování:

$$Odpisy_n = 0,0515 * I_{CELKEM} \quad (41)$$

Hrubý zisk je rozdíl tržeb, provozních nákladů a odpisů.

$$Hrubý\ zisk_n = Tržby_n - Náklady_n - Odpisy_n \quad (42)$$

Z hrubého zisku je potřeba odvést daň 19%.

$$Daň_n = 0,19 * Hrubý\ zisk_n \quad (43)$$

Odečtením daně od hrubého zisku získám hodnotu čistého zisku.

$$Čistý\ zisk_n = Hrubý\ zisk_n - Daň_n \quad (44)$$

Součet čistého zisku a odpisů v každém roce představuje cashflow CF v daném roce  $n$ .

$$CF_n = Čistý\ zisk_n + Odpisy_n \quad (45)$$

Pomocí diskontní sazby stanovené jako 7% získám diskontovaný cashflow DCF.

$$DCF_n = CF_n * (1 + 0,07)^{-n} \quad (46)$$

Hodnota NPV představuje sumu DCF za určitou dobu, která se označuje jako doba porovnání. Může to být například doba technické nebo ekonomické životnosti projektu. Doba porovnání  $T_p$  uvažuji jako 25 let.

$$NPV_n = \sum_{n=0}^{T_p} (CF_n * (1 + 0,07)^{-n}) \quad (47)$$

Tabulka 18 představuje souhrn hlavních výsledků pro Akumulační systém i Základní systém z referenčního výpočtu.

Tabulka 18 Výsledky z Referenčního výpočtu

	Základní systém	Akumulační systém
Celková vyrobená elektřina (GWh/rok)	4 338	4 331
Elektřina dodaná z FVE do sítě (GWh/rok)	105	86
Spotřeba elektřiny ELY (GWh/rok)	0	19
Vyrobený vodík (t/rok)	0	368,4
Celková vyrobená elektřina PPC (GWh/rok)	4 233	4 244
Spotřeba ZP (GWh/rok)	7 972	7 980
Produkce CO <sub>2</sub> (tis. t CO <sub>2</sub> /rok)	1 435	1 436
Hrubá provozní marže (mil. Kč/rok)	1 659	1 634
Investiční náklady (mil. Kč)	2 567	3 475
NPV 25 let (mil. Kč)	13 347	12 290

Výsledky vycházejí příznivěji pro Základní systém, tedy variantu bez akumulace. Je to způsobeno zejména nepříznivými cenami elektřiny a nákladností akumulačního systému. Nepříznivé ceny komodit vedou k nízkému využití akumulace, tedy malé produkci vodíku a jeho minimálnímu využití. Aby bylo NPV akumulačního systému vyšší než NPV Základního systému, muselo by množství vyrobeného vodíku být daleko vyšší. To by mělo za následek větší úsporu ZP a nákladů na povolenky, neboť spalováním vodíku se neprodukuje CO<sub>2</sub>. Proto v následující kapitole provedu optimalizaci Akumulačního systému a to z hlediska velikosti ELY, podílu spoluspalovaného vodíku, ceny elektřiny pro vodík a tlaku vodíkové akumulace.

## 7. Optimalizace Akumulačního systému

Cílem této kapitoly je nalézt optimální parametry Akumulačního systému tak, aby vycházelo jeho NPV vyšší, než NPV Základního systému. V referenčním výpočtu jsem uvažoval velikost ELY 35 MW, podíl spoluspalovaného vodíku 5 vol. %, cenu elektřiny pro vodík 30 EUR/MWh a tlak skladovaného vodíku 100 bar. Tyto hodnoty vycházely z doporučení firem Siemens a ČEZ pro PPC Počerady a zadání práce. V této kapitole tyto parametry podrobím optimalizaci a pokusím se najít nejlepší variantu Akumulačního systému.

### 7.1 Postup a výsledky optimalizace

Pro optimalizaci Akumulačního systému v rámci referenčního výpočtu jsem použil funkci Solver v excelovském modelu a zároveň vytvořil několik vlastních scénářů. V prvním scénáři jsem zkoumal vliv velikosti ELY na výsledné NPV Akumulačního systému.

Tabulka 19 Scénář optimalizace velikosti ELY – nastavené hodnoty

	Velikost ELY (MW)	Podíl H <sub>2</sub> (vol. %)	Cena el. pro H <sub>2</sub> (EUR/MWh)	Tlak AKU (bar)
Varianta 1	50	10	30	100
Varianta 2	1	10	30	100
Varianta 3	100	10	30	100

V druhém scénáři jsem se zabýval vlivem podílu spoluspalovaného vodíku v PPC na výslednou velikost NPV.

Tabulka 20 Scénář optimalizace podílu spoluspalovaného H<sub>2</sub> – nastavené hodnoty

	Velikost ELY (MW)	Podíl H <sub>2</sub> (vol. %)	Cena el. pro H <sub>2</sub> (EUR/MWh)	Tlak AKU (bar)
Varianta 1	50	10	30	100
Varianta 4	50	5	30	100
Varianta 5	50	20	30	100

Ve třetím scénáři jsem zvolil optimalizaci hladiny ceny elektřiny, do které se bude provozovat ELY.

Tabulka 21 Scénář optimalizace ceny elektřiny pro výrobu H<sub>2</sub> – nastavené hodnoty

	Velikost ELY (MW)	Podíl H <sub>2</sub> (vol. %)	Cena el. pro H <sub>2</sub> (EUR/MWh)	Tlak AKU (bar)
Varianta 1	50	10	30	100
Varianta 6	50	10	15	100
Varianta 7	50	10	45	100

V posledním scénáři jsem se zaměřil na zkoumání vlivu tlaku akumulčního zásobníku na vodík.

Tabulka 22 Scénář optimalizace tlaku vodíkového zásobníku - nastavené hodnoty

	Velikost ELY (MW)	Podíl H <sub>2</sub> (vol. %)	Cena el. pro H <sub>2</sub> (EUR/MWh)	Tlak AKU (bar)
Varianta 1	50	10	30	100
Varianta 8	50	10	30	300
Varianta 9	50	10	30	39

Toto rozdělení jsem provedl záměrně, aby bylo vidět, který optimalizovaný parametr má nejzásadnější vliv na výslednou hodnotu NPV. Výsledky všech zkoumaných variant včetně optimalizace pomocí Solveru jsem shrnul do následující tabulky (Tabulka 23).

Tabulka 23 Výsledky optimalizace

	Investice (mil. Kč)	Velikost AKU (m <sup>3</sup> )	NPV (mil. Kč)
Základní systém – referenční výpočet	2 567	0	13 347
Akumulační systém – referenční výpočet	3 475	2 565	12 290
Solver	2 567	0	13 347
Varianta 1	3 863	3 207	11 870
Varianta 2	2 593	257	13 318
Varianta 3	5 156	4 233	10 560
Varianta 4	3 863	3 463	11 867
Varianta 5	3 863	3 078	11 880
Varianta 6	3 861	1 796	12 058
Varianta 7	3 863	3 463	11 297
Varianta 8	3 873	1 200	11 856
Varianta 9	3 474	6 345	12 293

Kompletní výsledky optimalizace jsou uvedeny v příloze této práce. Jednoznačně největší vliv na výslednou velikost NPV má velikost ELY. Ekonomicky nejlépe (nejvyšší hodnota NPV) po optimalizaci stále vychází Základní systém, tedy varianta bez akumulace – varianta je označena jako Solver. Z výsledků je zřejmé, že v současné době nejsou vhodné podmínky na trhu s elektřinou, zemním plynem a povolenkami. Aby se mohl systém s akumulací vyplatit, musel by na trhu být dostatek hodin s velmi nízkými cenami elektřiny pro výrobu vodíku a současně vysoké ceny emisních povolenek a vyšší ceny ZP než byly v roce 2019. V takovém okamžiku začne vodíková akumulace dávat z ekonomického hlediska větší smysl. Určitou roli má i intenzita solárního záření, která v Česku není příliš vysoká (celková doba provozu FVE u Základního systému je 4112 hodin, využití maximálního výkonu 11,9 %). Obecně platí, že elektřina na denním trhu bývá nejlevnější v noci (pokud tedy do ČR přes den nepřitékají přebytky z OZE z Německa), kdy FVE vůbec elektřinu nevyrábí. V dalším kroku přistoupím k citlivostním analýzám, kterým bude věnována kapitola 8.

## 8. Citlivostní analýzy

Vzhledem k tomu, že jsem zatím nenalezl Akumulační systém s takovými parametry, aby jeho NPV vycházelo vyšší než NPV Základního systému, budou citlivostní analýzy ještě důležitější, než je obvyklé. Cílem analýz je totiž určit, za jakých (zejména makroekonomických) podmínek by se Akumulační systém ekonomicky vyplatil více, než Základní systém.

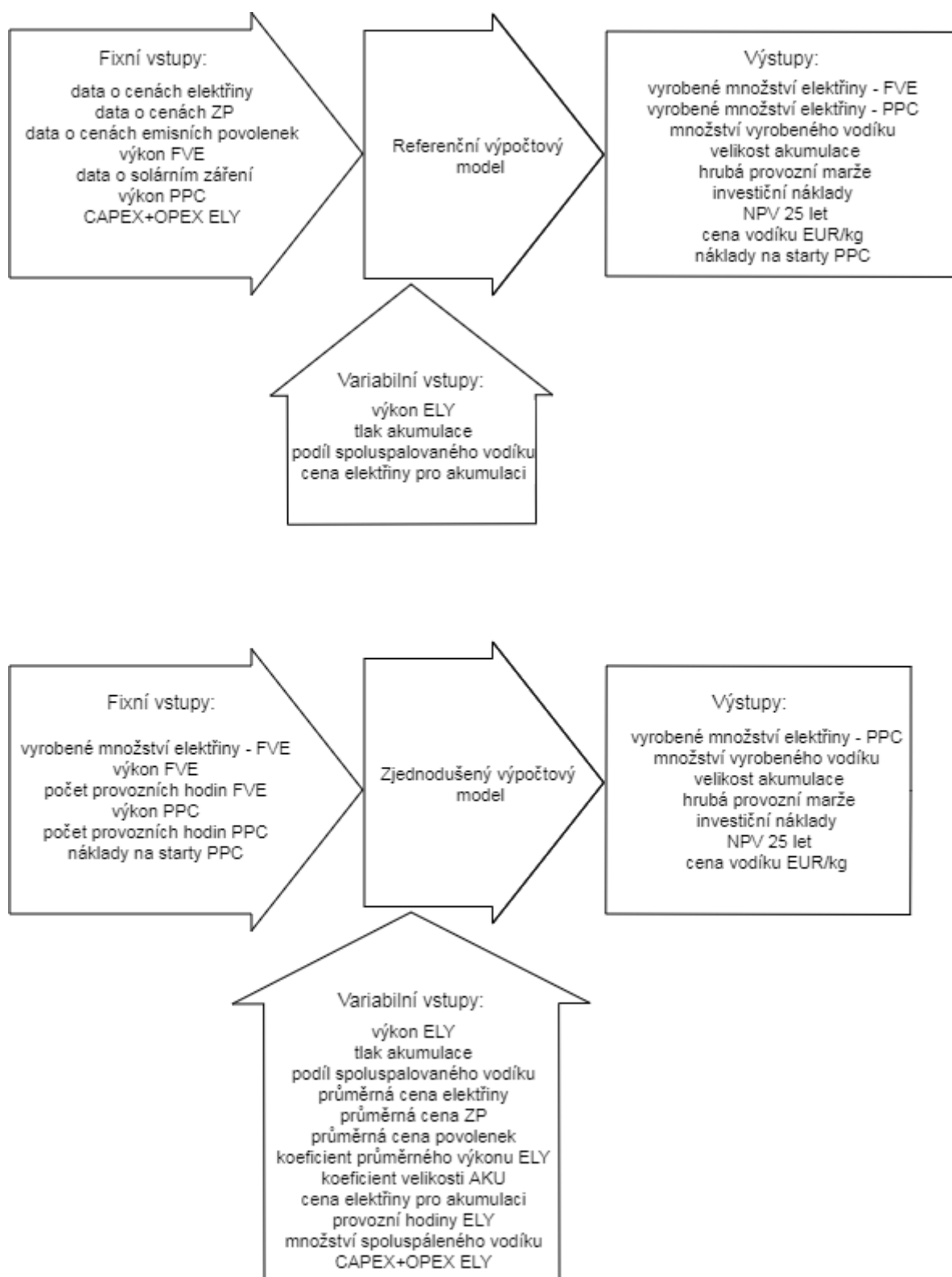
V referenčním výpočtu jsem používal podrobný model vycházející z dostupných dat o solárním záření a cenách komodit. V rámci citlivostních analýz ale potřebuji zkoumat, jak se bude měnit NPV, pokud například poroste průměrná cena emisní povolenky. Bylo by téměř nemožné modelovat hodinové rozložení cen komodit, které bych mohl implementovat do referenčního výpočtového modelu. Proto jsem pro citlivostní analýzy vytvořil zjednodušený model, založený na tom referenčním. Některé výstupy z referenčního modelu tak použiji do zjednodušeného modelu jako fixní vstupy, a naopak některé fixní vstupy do referenčního modelu použiji jako proměnné vstupy.

### 8.1 Popis zjednodušeného modelu

Jako fixní vstup například uvažuji celkové množství vyrobené elektřiny pomocí FVE. To vychází ze Základního systému a má hodnotu 104,908 *GWh/rok*. Naopak proměnným vstupem bude počet provozních hodin ELY. V referenčním modelu je totiž počet provozních hodin ELY výsledkem přímo závislým na cenách elektřiny. Z referenčního modelu zároveň použiji data o průměrném výkonu FVE a ELY. Množství elektřiny vyrobené pomocí FVE činí 104,908 *GWh/rok*, celkový počet provozních hodin je 4 112. Z těchto hodnot získám průměrný výkon FVE.

$$P_{FVE\emptyset} = \frac{104\,908}{4\,112} = 25,51 \text{ MW} \quad (48)$$

Obr. 31 pro větší přehlednost porovnává veškeré rozdíly mezi vstupy a výstupy referenčního modelu a zjednodušeného modelu.



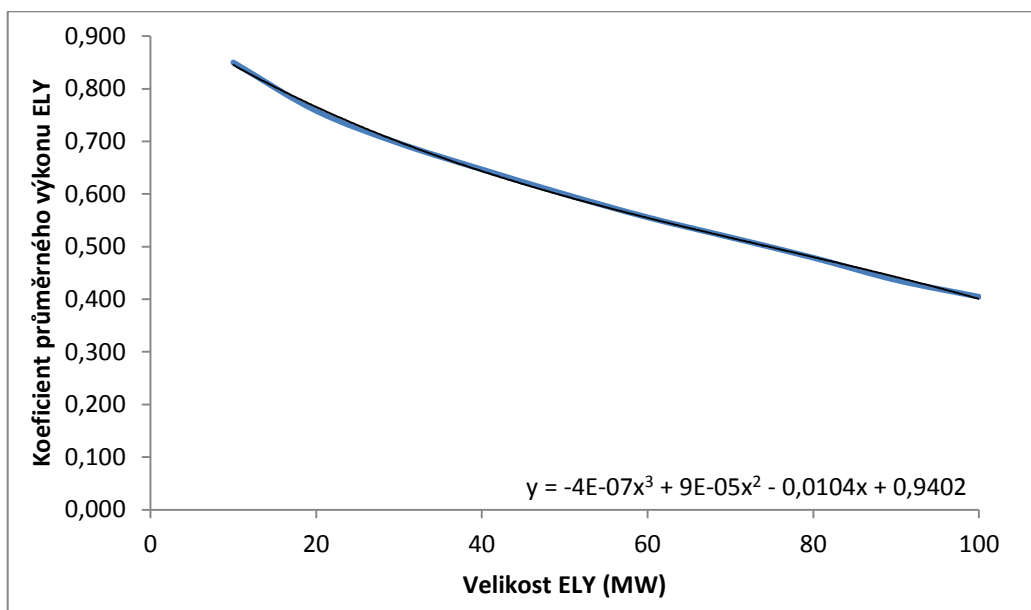
Obr. 31 Srovnání vstupů a výstupu referenčního a zjednodušeného modelu

### 8.1.1 Průměrný výkon elektrolyzéro

Pro stanovení průměrného výkonu jsem použil závislost získanou z referenčního modelu. Je potřeba si uvědomit, že výkon FVE je stále 100 MWp, ale výkon ELY chci v rámci citlivostních analýz volit různě. Proto bude rozdíl, pokud použiji u 100 MWp FVE elektrolyzér o velikosti 100 MW nebo elektrolyzér o velikosti 20 MW. Využití maximálního výkonu ELY bude pro 100 MW ELY nižší (vychází 40,5 %), než využití maximálního výkonu 20 MW ELY (vychází 76 %). Pokud bych tento vliv zanedbal, tak by pro oba elektrolyzéry vycházelo využití maximálního výkonu na základě referenčního výpočtu stejné, což by ale nedávalo smysl, protože by 100 MW ELY spotřeboval více elektřiny, než FVE vyrobí. Následující rovnicí zavádím koeficient průměrné výroby ELY  $k_{ELY}$ .

$$k_{ELY} = \frac{S_{el}}{h_{ELY} P_{ELY}} \quad (49)$$

$S_{el}$  představuje celkovou spotřebu elektřiny elektrolyzérem za rok,  $h_{ELY}$  počet provozních hodin ELY za rok a  $P_{ELY}$  instalovaný výkon ELY. Z referenčního modelu jsem získal závislost koeficientu průměrné výroby ELY na instalovaném výkonu ELY. Konkrétnímu zvolenému výkonu ELY tak bude odpovídat konkrétní průměrný výkon – například pro 40 MW ELY vychází velikost koeficientu 0,65 – průměrný výkon ELY bude součinem těchto dvou čísel, tedy 26 MW.



Obr. 32 Závislost koeficientu průměrné výroby ELY na instalovaném výkonu ELY



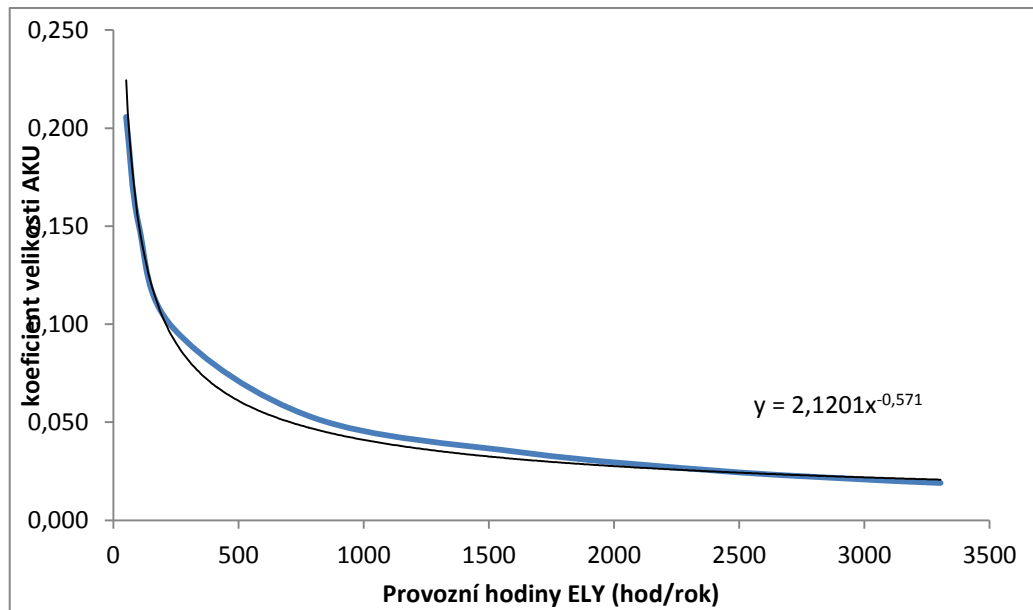
Jedná se navíc o poměrně zajímavou závislost popisující, jak dobře se využívá instalovaný výkon ELY napojený na FVE o výkonu 100 MWp. Stanovit optimální velikost může být při současných vysokých pořizovacích nákladech na ELY klíčem k výhodnosti celého projektu. Příliš velké ELY budou zbytečně nákladné a nebude pořádně využít jejich celý výkon. Nízké výkony ELY zase nevyrobí dostatečné množství vodíku pro smysluplnou akumulaci a nepovedou k úsporám za nenakoupený ZP a povolenky.

### 8.1.2 Velikost akumulace

Podobnou závislost použiji ještě pro velikost akumulace. Ta je v referenčním výpočtu výsledkem závislým na množství vyráběného vodíku a jeho využívání v PPC. Tím, že v citlivostních analýzách zanedbávám hodinové rozložení cen komodit, nejsem schopen stanovit velikost akumulace, pouze celkové množství vyrobeného vodíku. Proto použiji závislost koeficientu velikosti AKU  $k_{AKU}$  na počtu provozních hodin ELY z referenčního výpočtu. Definuji ji následujícím způsobem.

$$k_{AKU} = \frac{V_{AKU}}{S_{H2}} \quad (50)$$

$V_{AKU}$  je velikost akumulace,  $S_{H2}$  představuje celkové množství vyrobeného vodíku za rok. Pro různý počet provozních hodin ELY (tomu odpovídá celkové množství vyrobeného vodíku) z referenčního výpočtu jsem získal závislost na Obr. 33. Její předpis použiji do zjednodušeného výpočtového modelu ke stanovení velikosti akumulace z celkového množství vyrobeného vodíku. Pokud tedy bude ELY v provozu 1000 *hod/rok*, čemuž odpovídá velikost koeficientu 0,045 a celkové množství vyrobeného vodíku například 400 tun, bude velikost akumulace součinem koeficientu a množství vyrobeného vodíku – 18 tun.



Obr. 33 Závislost koeficientu velikosti AKU na provozních hodinách ELY

Výše znázorněný průběh závislosti je způsoben zejména tím, že při malém počtu provozních hodin ELY dojde k výrobě většiny vodíku za velmi krátké období (nejčastěji v létě, kdy je dostatek solárního záření a nižší ceny elektřiny). Zároveň v tomto období nejsou vhodné ceny na trhu pro jeho využití a musí se tedy držet v zásobnících větší množství vodíku po delší dobu, díky čemuž se akumulace nevyužívá hospodárně. S rostoucím počtem provozních hodin dochází k rovnoměrnější výrobě vodíku během celého roku a akumulace se využívá efektivněji. Z hlediska koeficientu  $k_{AKU}$  to znamená, že číselník se při narůstajícím počtu provozních hodin ELY mění velmi málo (neboť velikost akumulace bude stále dána špičkou výroby vodíku v letním období), zato jmenovatel s rostoucím počtem provozních hodin poroste výrazněji (více provozních hodin ELY povede k vyšší produkci vodíku).

### 8.1.3 Zvolený přístup k citlivostním analýzám

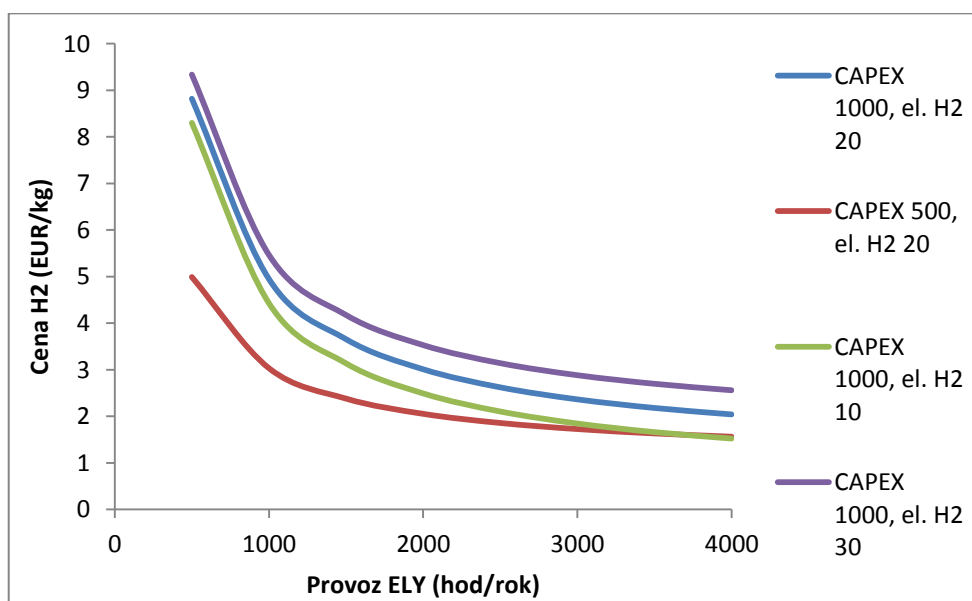
Dalo by se určitě vytvořit nepřeberné množství citlivostních analýz, které by zkoumaly vliv různých parametrů na kupříkladu potřebnou velikost kompresoru či velikost akumulace. Nejzajímavějšími výstupy ale podle mě jsou hlavně ekonomická kritéria, a to sice zkoumání kritéria NPV při různé změně vstupů. Vstupy, které budou v rámci citlivosti měnit, jsou zejména ceny komodit. Náklady na ZP a povolenky tvoří 72 %, respektive 24 % celkových provozních nákladů u Akumulačního systému. Ceny komodit tak mají největší vliv na provozní hospodářský výsledek. Z hlediska investice je

nejnákladnější položkou ELY (tvoří přes 90 % investičních nákladů do vodíkového systému).

Ceny výše uvedených komodit by se určitě daly měnit libovolně, ale výsledky by vůbec nemusely být reálné. Já se rozhodl pro vytvoření 2 makroekonomických scénářů, Scénář 2030 a Scénář 2040, kde uvažuji konkrétní cenovou hladinu komodit a citlivostní analýzu budu vytvářet z těchto hladin a nikoliv ze současných cen. V rámci scénářů jsem se pokusil dát dohromady veřejně dostupné informace od výrobců ELY, obchodované kontrakty s elektřinou a zemním plynem na PXE a EPEX, různé analýzy a Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu, z mého pohledu tedy důvěryhodné zdroje. Což samozřejmě není být zárukou, že takové scénáře skutečně nastanou. [60] [61] [62] [63] [64] [65] [66] [67] Kupříkladu Siemens a NEL Hydrogen uvádějí, že jimi prodávané ELY mají být při určitých specifikách provozu schopné vyrábět vodík za cenu 1,5 EUR/kg v roce 2025. Siemens také uvádí, že v té době bude CAPEX jím nabízených ELY o 50 % nižší, než v současnosti. Konkrétní vstupy v jednotlivých scénářích vždy uvedu v úvodu příslušné kapitoly.

## 8.2 Závislost ceny vodíku na provozních hodinách ELY

Ještě než se budu věnovat makroekonomickým scénářům, rád bych ilustroval vliv různých parametrů na výslednou cenu vodíku.



Obr. 34 Závislost ceny vodíku na provozních hodinách ELY

V grafu je vyneseno několik čar, přičemž každá odpovídá jinému nastavení provozu ELY (viz legenda grafu – např. popis modré křivky znamená, že v dané variantě uvažuji CAPEX ELY 1000 *EUR/kW* a průměrnou cenu elektřiny pro vodík 20 *EUR/MWh*). Výsledek závislosti asi není překvapivý, čím nižší investiční a provozní náklady ELY (provozní náklady ELY uvažuji jako 1 % z CAPEX, tudíž změna CAPEXu má vliv i na provoz), tím levnější bude vyrobený vodík, stejně tak s nižší cenou elektřiny lze vodík vyrábět levněji. Zajímavou částí grafu je protnutí zelené a červené křivky. To vypovídá o tom, že od určitého počtu provozních hodin mají větší vliv na výslednou cenu vodíku náklady na elektřinu než investiční a provozní náklady. Zajímavým důsledkem tak může být, že pokud bych dokázal zajistit dostatečně levnou elektřinu pro pohon ELY, mohl by i investičně dražší ELY typu SOEC vyrábět při vysokém ročním zatížení levný vodík.

### 8.3 Makroekonomické scénáře

Nyní již budu rozvíjet citlivostní analýzy v rámci jednotlivých makroekonomických scénářů. Veškeré vstupy vycházejí z referenčního výpočtu, pokud nebude uvedeno jinak (například velikost ELY nebo podíl spoluspalovaného vodíku uvažuji dle referenčního výpočtu 35 MW a 5 vol. %, ale pro některé závislosti jsem i tyto parametry změnil a u příslušného grafu to bude uvedeno). Zároveň musím uvést, že ceny, které u daných scénářů uvažuji, nejsou průměrnými cenami za celý rok, ale pouze za období provozu PPC. To dle referenčního výpočtu odpovídá přibližně polovině roku. Ceny uváděné v tabulkách tak respektují průměr za jednu polovinu roku, ale v druhé polovině se počítá právě s tím, že budou nižší ceny, při kterých se bude vyrábět vodík. Reálné průměrné roční ceny komodit tak budou nižší, než jak je v makroekonomických scénářích uvádím. S větším rozvojem OZE a při silném propojení České republiky na německý trh tak lze do budoucna očekávat stále větší a větší výkyvy v cenách a v souvislosti s postupným uzavíráním jaderných a uhelných elektráren má postupně i docházet ke zvyšování cen elektřiny (např. roční base load kontrakty na rok 2022 se v květnu 2021 obchodují za 65 *EUR/MWh*, na což má vliv i cena povolenky, která je na svém maximu 50 *EUR/t CO<sub>2</sub>*). [52] [66] [67] Cílem těchto scénářů je určit, za jakých podmínek se vyplatí Akumulační systém oproti Základnímu systému. Pro snazší pochopení a větší přehlednost jsem zvolil jako zkoumaný parametr rozdíl NPV, který

definuji následující rovnicí. Pokud *Rozdíl NPV* vychází kladně, znamená to, že NPV Akumulační systému je vyšší, tudíž je tento systém výhodnější.

$$\text{Rozdíl NPV} = NPV_{\text{Akumulační systém}} - NPV_{\text{Základní systém}} \quad (51)$$

Zároveň jsem přistoupil ke znázornění změn cen energetických komodit pomocí spreadů. Na základě spreadů se totiž rozhoduje o provozu či neprovozu PPC. Rozlišují se dva druhy spreadů, první je Spark Spread, který bere v úvahu cenu elektřiny a cenu zemního plynu.

$$\text{Spark Spread} = C_{el} - \frac{C_{ZP}}{\eta_{PPC\_S}} \quad (52)$$

$C_{el}$  je cena elektřiny (EUR/MWh),  $C_{ZP}$  je cena ZP (EUR/MWh),  $\eta_{PPC\_S}$  je čistá elektrická účinnost PPC vztažená ke spalnému teplu, neboť ZP se obchoduje právě ve spalném teplu. Druhým spreadem je Clean Spark Spread, který ke Spark Spreadu přidává ještě cenu emisní povolenky.

$$\text{Clean Spark Spread} = C_{el} - \frac{C_{ZP}}{\eta_{PPC\_S}} - \frac{C_{CO_2}}{\eta_{PPC}} * EF_{CO_2} \quad (53)$$

$C_{CO_2}$  je cena emisní povolenky (EUR/t CO<sub>2</sub>),  $EF_{CO_2}$  je emisní faktor ZP (t CO<sub>2</sub>/MWh),  $\eta_{PPC}$  je čistá elektrická účinnost PPC. Na základě Clean Spark Spreadu se poté rozhoduje o reálném provozu, zjednodušeně se dá říci, že pokud je Clean Spark Spread větší než 0 EUR/MWh, vyplatí se PPC při daných cenách komodit provozovat. Z hlediska provozovatele je tak mnohem důležitější vidět při jakých spreadech se mu PPC vyplatí provozovat na spoluspalování vodíku a kdy naopak čistě na ZP.

### 8.3.1 Scénář 2030

Tabulka 24 Zvolené ceny - Scénář 2030

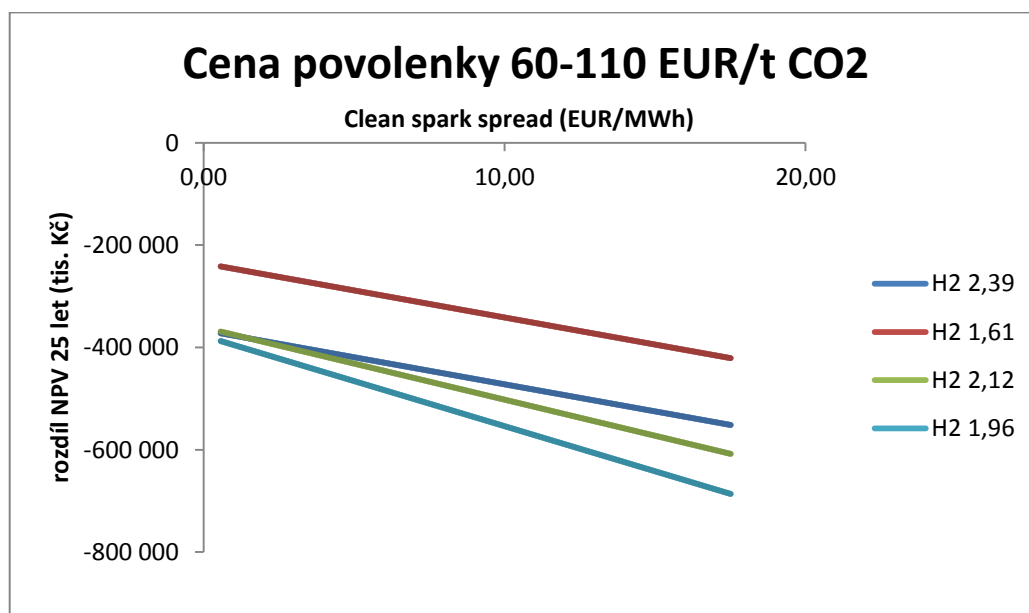
Cena elektřiny	Cena ZP	Cena povolenky	CS Spread	CAPEX ELY
100 EUR/MWh	33 EUR/MWh	80 EUR/t CO <sub>2</sub>	10,73 EUR/MWh	400 EUR/kW

Tabulka 24 obsahuje základní scénářové ceny pro rok 2030. Tzn., že pokud v rámci scénáře 2030 budu dělat citlivostní analýzu na cenu emisní povolenky v rozmezí 30 až 90 EUR/t CO<sub>2</sub>, budou ceny elektřiny a ZP konstantní dle hodnot uvedených právě v této tabulce. Zároveň jsem vytvořil i několik variant vyrobeného množství vodíku, čemuž odpovídá různá koncová cena vyrobeného vodíku. Tyto varianty shrnuje

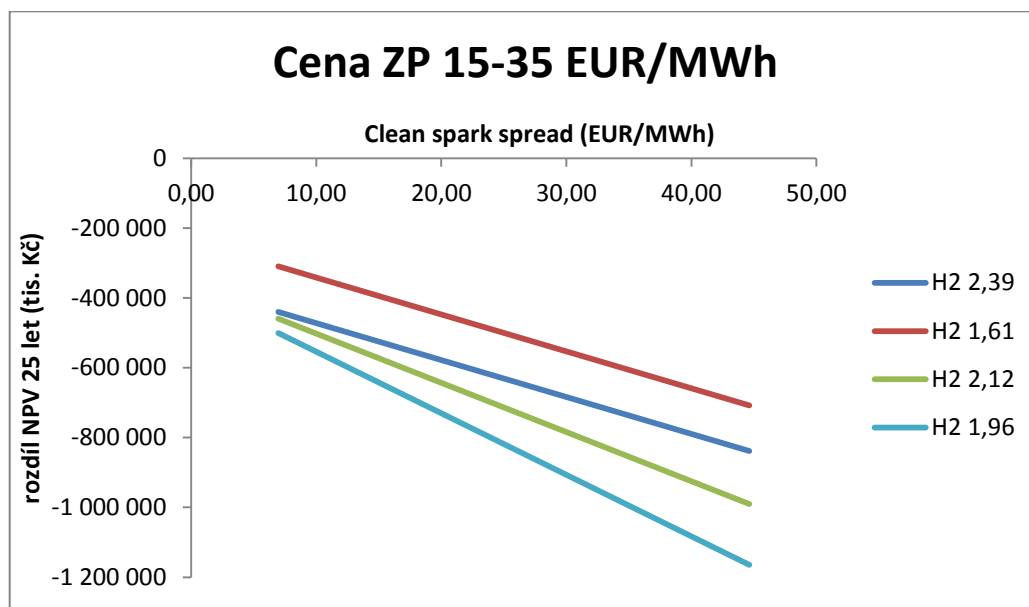
Tabulka 25.

Tabulka 25 Uvažovaná cena vodíku - Scénář 2030

cena el. H <sub>2</sub> (EUR/MWh)	25	15	25	15	25	15
provoz ELY (hod/rok)	1500	1500	2000	2000	2500	2500
cena H <sub>2</sub> (EUR/kg)	2,39	1,61	2,12	1,34	1,96	1,19



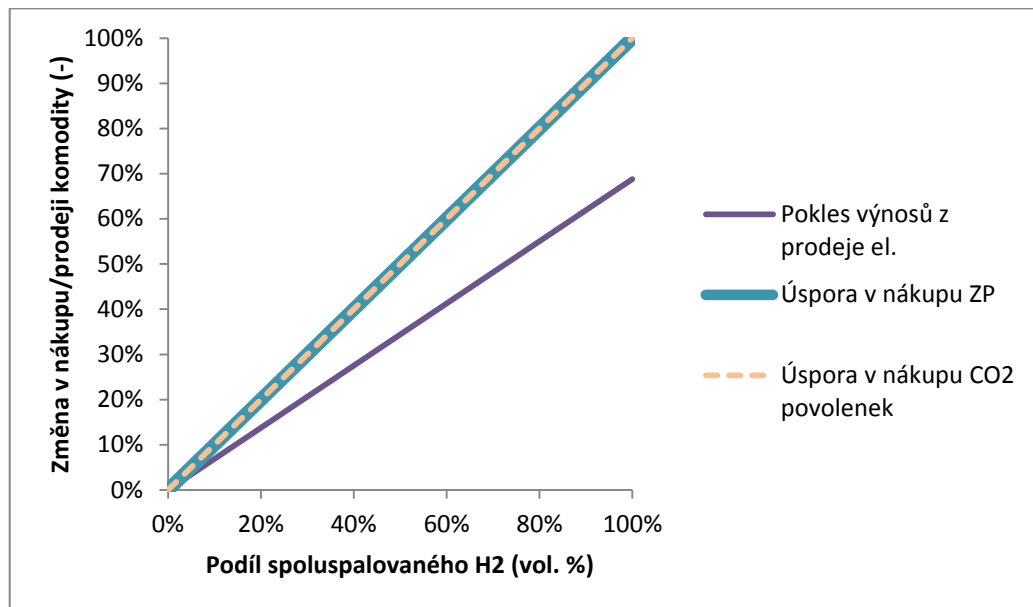
Obr. 35 Citlivost rozdílu NPV na změnu ceny povolenky



Obr. 36 Citlivost rozdílu NPV na změnu ceny ZP

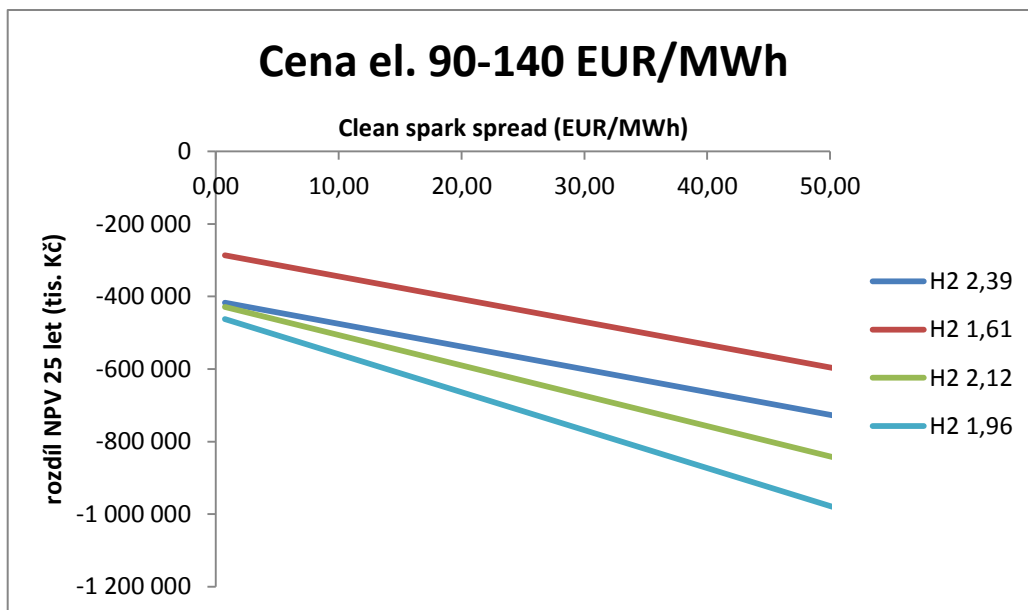
Ještě než doplním graf pro změnu ceny elektřiny, upozornil bych na identičnost obou grafů. Pokud při konstantní ceně vodíku a konstantní ceně elektřiny bude Clean Spark

Spread např. 17,51 EUR/MWh, nezáleží, jestli jej bude dosaženo kombinací cena elektřiny 100 EUR/MWh, cena ZP 33 EUR/MWh a cena povolenky 60 EUR/t CO<sub>2</sub>, nebo kombinací cena elektřiny 100 EUR/MWh, cena ZP 29,4 EUR/MWh a cena povolenky 80 EUR/t CO<sub>2</sub>. Rozdíl NPV bude při stejném spreadu a konstantní ceně elektřiny stále stejný. Pokud se ale uvedeného spreadu dosáhne cenou elektřiny 106,8 EUR/MWh, cenou ZP 33 EUR/MWh a cenou povolenky 80 EUR/t CO<sub>2</sub>, bude výsledný rozdíl NPV jiný. Je to způsobeno tím, jaký má vliv spalování vodíku a úspory za nákup povolenek a ZP. Pokud v danou hodinu budu spalovat 10% vodíku, ušetřím v dané hodině 10% nákladů na povolenky a 10% nákladů na ZP. Vzhledem k tomu, že uvažuji konstantní objemový tok paliva a s ním spojený pokles výkonu PPC při spalování, poklesne mi množství vyprodukované elektřiny, nikoliv ale o 10 %, ale „pouze“ o 7 %. Tato závislost pro podíl spalovaného vodíku je znázorněna na Obr. 37.



Obr. 37 Vliv podílu spalovaného vodíku na změnu nákladů/výnosů

Právě proto, že úspora nákladů za emisní povolenky a ZP je procentuálně stejná, vychází také rozdíl NPV při stejném spreadu stále stejný nezávisle na ceně povolenky a zemního plynu.



Obr. 38 Citlivost rozdílu NPV na změnu ceny elektřiny

Z Obr. 35, Obr. 36 a Obr. 38 je vidět, že v žádném navrženém scénáři se mi nepodařilo najít takový spread, při kterém by rozdíl NPV vycházel kladný, a tudíž by se Akumulační systém vyplatil více, než Základní systém. Proto se nyní budu věnovat scénáři 2040.

### 8.3.2 Scénář 2040

Obdobně jako v předchozí kapitole uvádím uvažované ceny komodit.

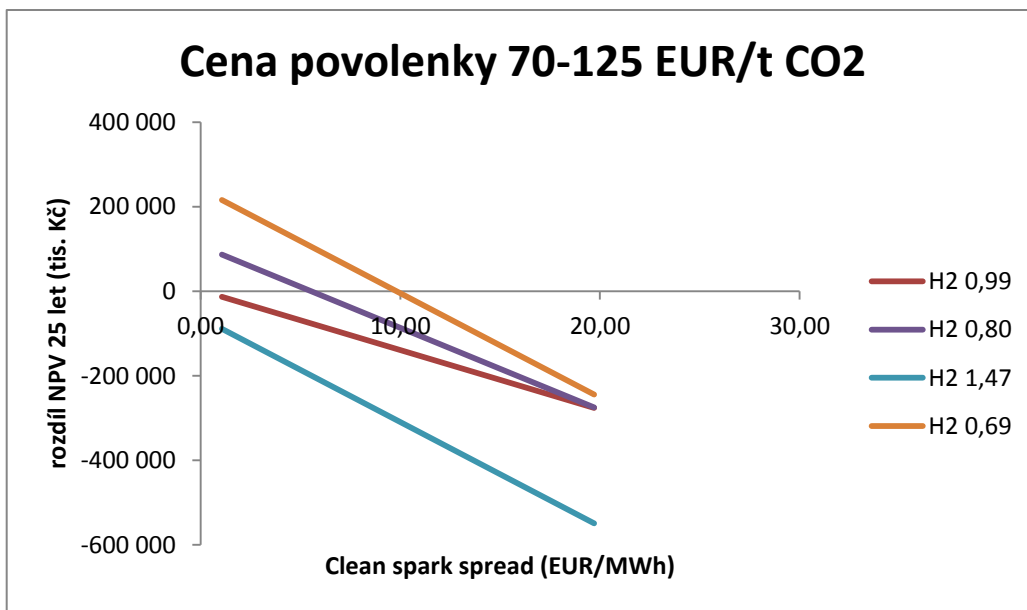
Tabulka 26 Zvolené ceny – Scénář 2040

Cena elektřiny	Cena ZP	Cena povolenky	CS Spread	CAPEX ELY
115 EUR/MWh	38 EUR/MWh	97 EUR/t CO2	10,56 EUR/MWh	350 EUR/kW

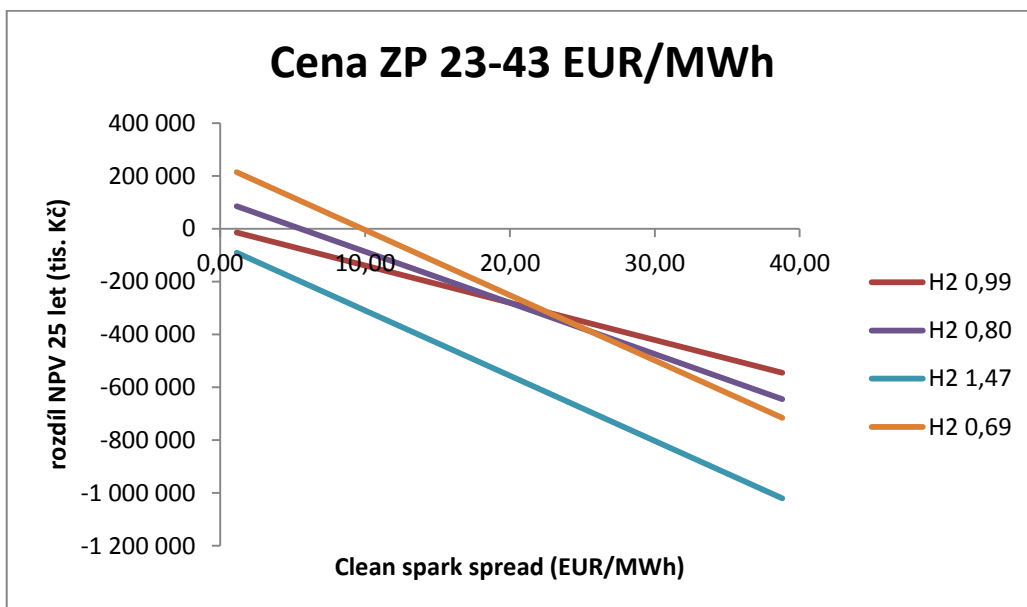
Tabulka 27 Uvažovaná cena vodíku – Scénář 2040

cena el. H <sub>2</sub> (EUR/MWh)	20	5	20	5	20	5
provoz ELY (hod/rok)	2000	2000	2750	2750	3500	3500
cena H <sub>2</sub> (EUR/kg)	1,77	0,99	1,58	0,80	1,47	0,69

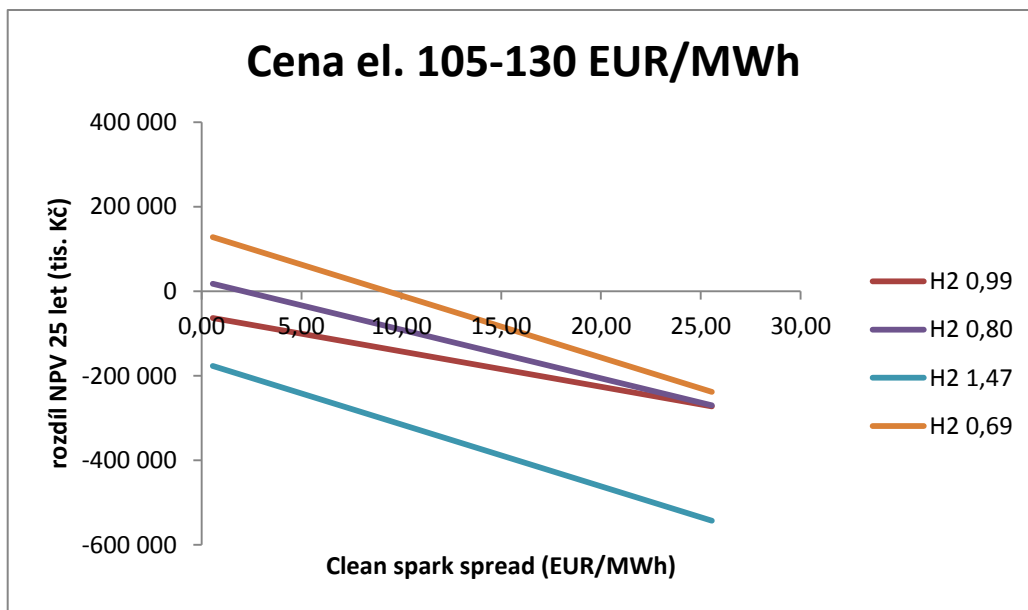




Obr. 39 Citlivost rozdílu NPV na změnu ceny povolenky



Obr. 40 Citlivost rozdílu NPV na změnu ceny ZP



Obr. 41 Citlivost rozdílu NPV na změnu ceny el.

Tentokrát už ve 2 scénářích lze dosáhnout kladného rozdílu NPV a tedy výhodnosti Akumulačního systému. U varianty s vodíkem za 0,69 EUR/kg nastane zlom při spreadu 10 EUR/MWh.

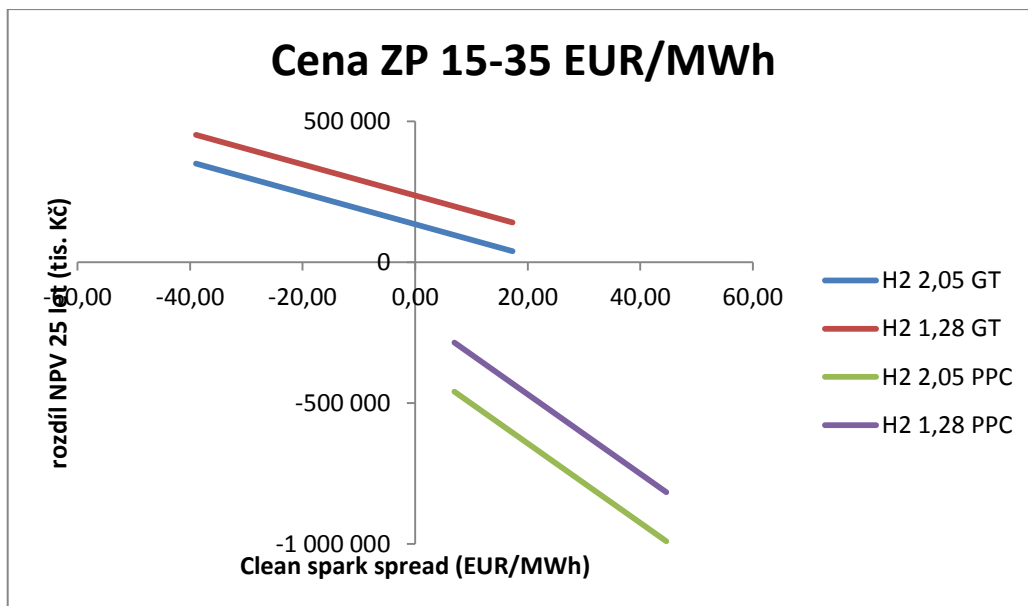
Tabulka 28 Přehled kritických mezí pro cenu vodíku 0,69 EUR/kg

Citlivost na	Cena el. (EUR/MWh)	Cena ZP (EUR/MWh)	Cena povolenky (EUR/t CO2)
povolenku	115	38	99,2
zemní plyn	115	38,4	97
elektřinu	113,8	38	97

Důvod, proč Akumulační systém vychází pouze v takovýchto extrémních případech je způsoben zejména jednou věcí. I když spalují vodík za 0,69 EUR/kg, stále uvažují spoluspalování pouze 5 vol. % u PPC o výkonu 888 MW. Tím, že spoluspalování ani nepoběží celý rok, nedojde reálně k nijak závratné úspoře v nákladech na ZP a povolenky (úspora vychází 2,38 %, pokles výnosů z prodané elektřiny je 1,64 %). V rámci Akumulačního systému navíc musím z provozního zisku splácet investici, tudíž by bylo potřeba dosahovat mnohem větších úspor, nebo by musely být ceny povolenek a ZP mnohem vyšší, čímž by došlo k znevýhodnění Základního systému. Stále ale bude potřeba aby Clean Spark Spread vycházel kladný, jinak by se PPC vůbec neprovozoval. Tzn. že pro vyšší výhodnost Akumulačního systému je potřeba celkové zvýšení cenové hladiny.

Proto důležitým krokem pro možnou výhodnost Akumulačního systému je optimální návrh velikostí FVE a ELY pro jejich maximální využití při přijatelných investičních nákladech a provozních nákladech. Z toho důvodu uvedu ještě jeden Scénář 2030, ale tentokrát ve variantě 17,5 MW ELY, 5 vol. % spoluspalovaného vodíku a spoluspalování bude probíhat pouze v jedné spalovací turbíně v Počeradech a nebude tak využit celý PPC. Při čisté elektrické účinnosti turbíny 39,5 % to představuje elektrický výkon 297 MW.

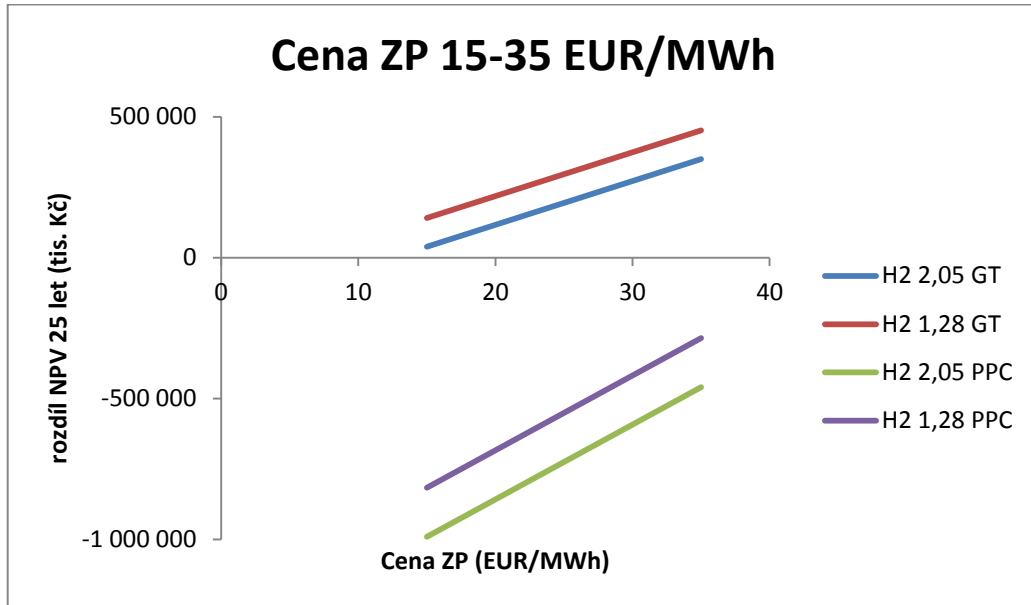
Prvním důsledkem změny z PPC na 1 turbínu je pokles elektrické účinnosti. Ta má vliv na výpočet spreadu, proto při nižší elektrické účinnosti vychází i při stejných cenách komodit nižší hodnoty spreadu, a turbína se tak bude méně provozovat. Jenomže zároveň dojde při stejném množství vyrobeného vodíku (sice uvažuji pouze poloviční velikost ELY, ale zároveň vodík spalují jen v jedné a nikoliv ve dvou turbínách – spotřebují ho polovinu) ke snížení nákladů na ZP a povolenky, neboť výkon turbíny je zhruba 3x nižší než výkon PPC. Úspora za nákup ZP a povolenek tak je 3,4 %. Sice je to stále málo, nicméně u menších elektrických výkonů začínají do NPV výrazně mluvit i ceny komodit (cena ZP bude mít větší vliv na tvorbu NPV než úspora vzniklá díky spalování vodíku a tedy menšímu množství nakoupeného ZP).



Obr. 42 Srovnání vlivu ceny ZP na rozdíl NPV pro PPC a GT - Scénář 2030 - Spread

Obr. 42 dokazuje má tvrzení z předchozího odstavce, názorně je vidět jak při konstantních cenách elektřiny a povolenek a proměnné ceně ZP vychází spread

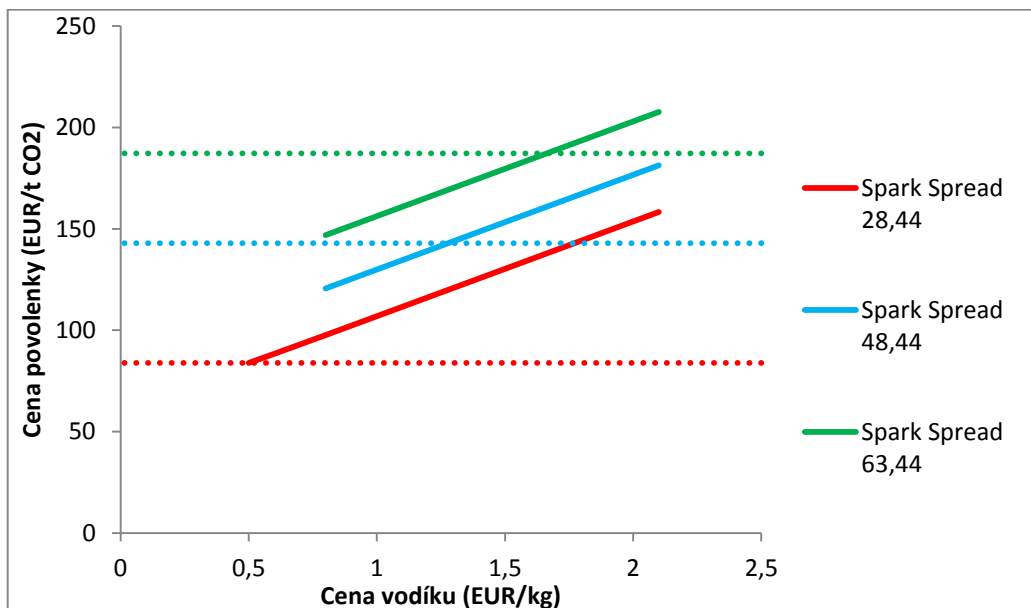
samotné turbíny nižší, než spread pro PPC. Zároveň ale též rozdíl NPV vychází pro turbínu kladný, tudíž se Akumulační systém v této variantě vyplatí už ve Scénáři 2030. Pro větší přehlednost doplňuji Obr. 42 totožnou závislostí, ale na vodorovné ose bude místo spreadu vynesena cena ZP (Obr. 43).



Obr. 43 Srovnání vlivu ceny ZP na rozdíl pro PPC a GT - Scénář 2030 - Cena ZP

## 8.4 Grafické znázornění výsledků scénáře 2040

Protože cílem této práce je určení podmínek (zejména ceny emisní povolenky), za jakých se Akumulační systém vyplatí, přetvořil jsem výsledky znázorněné na Obr. 39, Obr. 40 a Obr. 41 do jednoho grafu na Obr. 44.



Obr. 44 Křivky nulového NPV zvoleného spreadu pro různou cenu vodíku

Na obrázku jsou třemi barvami vyneseny 3 plné křivky nulového *Rozdílu NPV*, tzn. že plocha nad křivkou představuje oblast kladného *Rozdílu NPV* – Akumulační systém se vyplatí více než Základní systém. Barvy se mezi sebou liší různým Spark Spreadem. Na svislé ose je vynesena cena emisní povolenky. Tečkovanou čarou odpovídající barvy je vynesena cena emisní povolenky, při které bude Clean Spark Spread nulový. To znamená, že v místě kde modře tečkovaná čára protne modrou plnou čáru je Clean Spark Spread 0 *EUR/MWh*. Ten s klesající cenou povolenky roste, tudíž je v grafu takto vymezena oblast cen, ve které se akumulace při daném Spark Spreadu vyplatí a zároveň bude Clean Spark Spread větší než 0 *EUR/MWh*. Clean Spark Spread totiž může vycházet záporný a Akumulační systém se díky tomu vyplatí, nicméně pokud by se PPC provozoval při záporném spreadu, bude mít systém provozní ztráty a ne výnosy. Plocha trojúhelníku tvořeného tečkovanou a plnou čarou téže barvy a svislou osou představuje oblast výhodnosti Akumulačního systému. Pokud tedy provozovatel vidí, že je Spark Spread 48,44 *EUR/MWh* a cena povolenky 125 *EUR/t CO<sub>2</sub>*, z Obr. 44 je zřejmé, že potřebuje vodík o ceně nejvýš 1 *EUR/kg*. Zároveň musím zdůraznit, že výsledky na Obr. 44 takto platí pouze pro variantu 5 % spalovaného vodíku v PPC a ELY o velikosti 35 *MW*. Změna podílu vodíku, výkonu spalovacího zařízení nebo velikosti ELY graf pozmění.

Pro úplnost doplňuji použité předpoklady pro vykreslení Obr. 44. Provozní hodiny ELY jsem uvažoval ze Scénáře 2040 jako 2750 *hod/rok*, CAPEX ELY 350 *EUR/kW*.

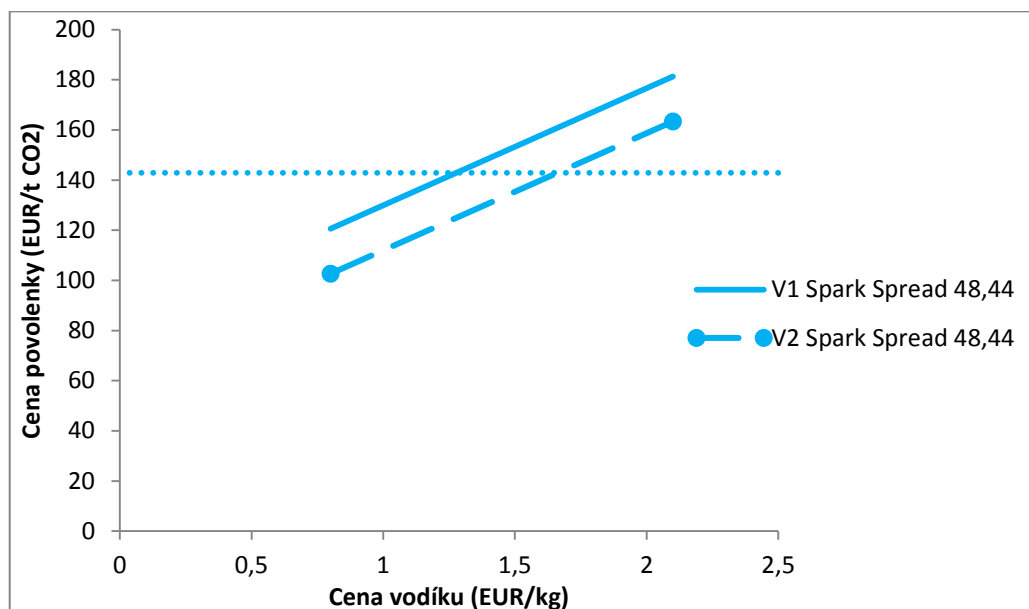
Tabulka 29 Použité ceny pro závislost na Obr. 44

Spark Spread (EUR/MWh)	28,44	48,44	63,44
Cena elektřiny (EUR/MWh)	90,00	120,00	135,00
Cena ZP (EUR/MWh)	32,69	38,00	38,00

Obr. 44 doplním ještě Obr. 45, ve kterém chci znázornit vliv cenové hladiny na výsledek. Použil jsem pouze Spark Spread 48,44 EUR/MWh, ovšem vytvořený dvěma způsoby (viz Tabulka 30).

Tabulka 30 Použité ceny pro závislost na Obr. 45

	V1	V2
Spark Spread (EUR/MWh)	48,44	48,44
Cena elektřiny (EUR/MWh)	120,00	135,00
Cena ZP (EUR/MWh)	38,00	45,97



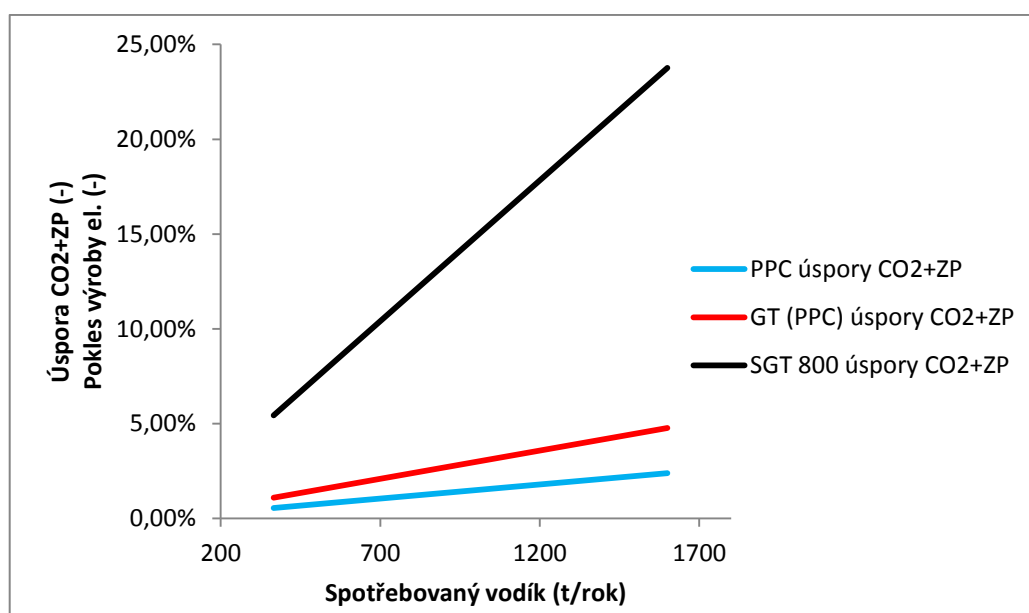
Obr. 45 Křivky nulového NPV zvoleného spreadu pro různou cenu vodíku – vliv cenové hladiny

Grafické znázornění funguje totožně jako v případě Obr. 44 Křivky nulového NPV zvoleného spreadu pro různou cenu vodíku. Obě znázorněné křivky odpovídají stejnému Spark Spreadu, ale v případě čárkované čáry je cenová hladina vyšší, viz Tabulka 30. To celkem logicky vede k tomu, že i cenová hladina vodíku, při které se Akumulační systém vyplatí, je vyšší a je tedy větší prostor pro provoz akumulace.

## 8.5 Zhodnocení výsledků

Cílem citlivostních analýz bylo určit, za jakých ekonomických podmínek se Akumulační systém vyplatí oproti Základnímu systému. Celý systém vodíkové akumulace napojený na FVE a PPC Počerady začíná vycházet z dnešního pohledu v nereálných makroekonomických scénářích. Je tomu tak vlivem několika faktorů.

Základním problémem je malá výroba vodíku. Ta je spojena s velkým výkonem PPC (888 MW) a malým výkonem FVE (100 MWp), která pohání akumulaci. Pro výhodnost vodíkové akumulace je klíčové, aby byly nejen příznivé ceny (největší vliv má cena emisní povolenky a cena zemního plynu), ale aby se vodíku spalovalo tolik, že dojde k úspoře v množství vyprodukovaných emisí a spotřebovaného zemního plynu. Na Obr. 46 je srovnání úspor nákladů pro různé velikosti turbín při stejném množství spalovaného vodíku za rok.



Obr. 46 Rozdíly v úsporách nákladů různé velikosti turbíny při využívání stejného množství vodíku

Porovnány jsou 3 varianty, PPC o výkonu 888 MW, samotná turbína z PPC o výkonu 297 MW a malá turbína Siemens SGT 800 o výkonu 62 MW. Poměrně jasně lze vidět, že akumulační systém v konfiguraci 100 MWp FVE a 35 MW ELY se nejlépe hodí právě pro malou turbínu s výkonem 60 MW. Množství vodíku vyprodukované tímto akumulačním systémem totiž stačí k tomu, aby se dalo spalovat větší množství vodíku (dle stránek Siemensu může turbína SGT 800 spalovat až 30 vol. % H<sub>2</sub>) po delší čas.

Dalším faktorem ovlivňující nevýhodnost jsou investiční náklady do vodíkového systému (největším je elektrolyzátor). V České republice totiž nejsou vhodné světelné podmínky, aby mohl být elektrolyzátor poháněn z FVE po celý rok. V našich podmínkách tak může být problém tak levný vodík vůbec vyrobit, protože do určitého množství

vyrobeného vodíku (toto množství závisí na ceně elektřiny a velikosti elektrolyzéro) jsou hlavní položkou v nákladech na vodík investiční náklady. Dobře to ilustroval Obr. 34, na kterém je vidět, že zlom nastává okolo 4000 provozních hodin za rok. To je ale v ČR horní hranice možného při použití FVE – v rámci referenčního výpočtu měla FVE 4112 provozních hodin za rok.



## 9. Závěr

Vodíkové technologie jsou za masivní podpory EU na vzestupu a to nejen v Evropě a nejen v energetice. Vodíková zařízení jako elektrolyzéry, kompresory, akumulční nádrže jsou komerčně dostupná zařízení, nejedná se o žádné laboratorní prototypy, ačkoliv stále probíhá intenzivní vývoj, který má vést např. ke zvýšení účinnosti PEM elektrolyzérů nebo ke snížení jeho investičních nákladů. Krása vodíku spočívá zejména v nulových emisích CO<sub>2</sub> a vysoké energetické hustotě vztažené na hmotnost. Problémem je výroba zeleného vodíku, ta je totiž energeticky náročná, a celková účinnost přeměny elektřiny na vodík a vodíku zpět na elektřinu je nízká. Aby vodíkové technologie v energetice dávaly smysl, bude muset projít celé odvětví masivní proměnou, která se již začíná dít. Tato proměna závisí na ještě masivnějším rozvoji obnovitelných zdrojů energie a s tím souvisejícím utlumováním klasických uhelných a jaderných zdrojů. Tyto kroky mají vést ke značnému rozkolísání cen elektřiny. To je přesně situace, do které vodík výborně zapadá, protože ho lze levně vyrábět při přebytečných a nízkých cenách elektřiny a využívat naopak při vysokých cenách elektřiny.

Dvěma nejdůležitějšími částmi bylo jednak navržení akumulčního systému, který využívá elektřinu z FVE k výrobě vodíku, jenž se bude spalovat v PPC, a jednak určení, za jakých ekonomických podmínek se systém s vodíkovou akumulací vyplatí v porovnání s variantou bez vodíkové akumulace. Jak jsem zjistil, tak větší problém představuje právě druhá část.

V rámci referenčního výpočtu nebylo možné Akumulační systém optimalizovat tak, aby vycházel s vyšší hodnotou NPV než Základní systém. Proto jsem přistoupil k makroekonomickým scénářům v citlivostních analýzách, kdy jsem zkoumal vliv ceny komodit na výsledný rozdíl NPV. Při spalování 5 vol. % H<sub>2</sub> v PPC Počerady se Akumulační systém vyplatil až ve scénáři pro rok 2040 a to sice při ceně vodíku nižší než 0,9 EUR/kg. Při ceně vodíku 0,69 EUR/kg se celý systém vyplatil při Clean Spark Spreadu 10 EUR/MWh a nižším, čemuž odpovídá cena emisní povolenky 97 EUR/t CO<sub>2</sub> a vyšší, a to při ceně ZP 38 EUR/MWh. Nastínil jsem také, že zvolená FVE o výkonu 100 MWp není dostatečně výkonná pro PPC o výkonu 888 MW, neboť aby se Akumulační

system vyplatil, musí být nejen vyšší ceny komodit, ale provozovatel také musí ušetřit na nákupu ZP a povolenek, čehož dosáhne jen vyšším množstvím spalovaného vodíku.

Zajímavou možností se může jevit využívání vodíku, pokud by se neprovozoval celý PPC, ale jen jedna turbína. V takovémto nastavení začínal systém dávat smysl už pro Scénář 2030 a to sice při ceně vodíku nižší než 2 EUR/kg a od Clean Spark Spreadu 20 EUR/MWh, což odpovídá ceně ZP 15 EUR/MWh a ceně emisní povolenky 80 EUR/t CO<sub>2</sub> a vyšší.

Dle mého názoru by tak dávalo smysl spoluspalovat vodík při provozu celého PPC pouze pro získání provozních zkušeností a do budoucna by bylo potřeba přesunout se k větším podílům spalovaného vodíku za předpokladu, že budou růst ceny elektřiny, ZP a povolenek.

Další možnou variantou by bylo využívání vodíku přimíchávaného do potrubí zemního plynu místo výroby vlastního vodíku. V současnosti to sice legislativa neumožňuje, ale technicky je možné určitě přimíchávat 2 vol. % vodíku. Je ovšem otázka, za jak dlouho se přimíchávání začne realizovat, a jestli to nebude zpočátku spíše lokální záležitost hlavně v Německu.

Stojí proto také za zvážení, jestli neobětovat zelenost vodíku a nepřipojit elektrolyzátor přímo k síti a využívat přebytek elektrické energie, kterých má být víc a víc, a využívat vyrobený vodík při nedostatku elektřiny v síti. Vyrobený vodík pak bude klasifikován podle energetického mixu, což pro ČR znamená šedý. Pokud ale bude docházet k uzavírání uhelných zdrojů a bude se přecházet více k OZE, do budoucna tento mix i díky přebytkům Německa může být poměrně nízkoemisní. Vše tak bude záviset na postoji EU k dodržování dekarbonizačních opatření s ohledem na rok 2050.

## 10. Seznam použitých zdrojů

- [1] L. Chuan and A. Ukil, "Modeling and Validation of Electrical Load Profiling in Residential Buildings in Singapore."
- [2] "Energy storage - the role of electricity," 2017. Accessed: Nov. 13, 2020. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd2017\\_61\\_document\\_travail\\_service\\_part1\\_v6.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd2017_61_document_travail_service_part1_v6.pdf).
- [3] M. Bailera, P. Lisbona, L. M. Romeo, and S. Espatolero, "Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO<sub>2</sub>," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69. Elsevier Ltd, pp. 292–312, Mar. 01, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.130.
- [4] "Zelená dohoda pro Evropu," 2019. Accessed: Nov. 13, 2020. [Online]. Available: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0010.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0010.02/DOC_1&format=PDF).
- [5] G. Hu *et al.*, "A Review of Technical Advances, Barriers, and Solutions in the Power to Hydrogen (P2H) Roadmap," *Engineering*, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.eng.2020.04.016.
- [6] "Hydrogen," *Wikipedia*. <https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen> (accessed Nov. 13, 2020).
- [7] IRENA, "Hydrogen from Renewable Power." <https://irena.org/energytransition/Power-Sector-Transformation/Hydrogen-from-Renewable-Power> (accessed Nov. 13, 2020).
- [8] Y. Naimi and A. Antar, "Hydrogen Generation by Water Electrolysis," in *Advances In Hydrogen Generation Technologies*, InTech, 2018.
- [9] M. Götz *et al.*, "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review," *Renewable Energy*, vol. 85. Elsevier Ltd, pp. 1371–1390, Jan. 01, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- [10] M. Thema, F. Bauer, and M. Sterner, "Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112. Elsevier Ltd, pp. 775–787, Sep. 01, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.06.030.
- [11] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, "Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review," *Mater. Sci. Energy Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- [12] M. Tkáč and K. Stehlík, "Akumulace energie přeměnou elektřiny na plyn," 2018.
- [13] M. Tkáč and K. Stehlík, "Centrální výroba vodíku," 2017.
- [14] A. Buttler and H. 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*, vol. 82. Elsevier

- Ltd, pp. 2440–2454, Feb. 01, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.003.
- [15] A. Pandiyan, A. Uthayakumar, R. Subrayan, S. W. Cha, and S. B. Krishna Moorthy, “Review of solid oxide electrolysis cells: a clean energy strategy for hydrogen generation,” *Nanomater. Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 2–22, Jun. 2019, doi: 10.1680/jnaen.18.00009.
- [16] C. Navas, “Hydrogen injection into the natural gas grid Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities,” Brussels, 2017.
- [17] “Methane,” *Wikipedia*. <https://en.wikipedia.org/wiki/Methane> (accessed Nov. 13, 2020).
- [18] T. Schaaf, J. Grünig, M. R. Schuster, T. Rothenfluh, and A. Orth, “Methanation of CO<sub>2</sub> - storage of renewable energy in a gas distribution system,” *Energy. Sustain. Soc.*, vol. 4, no. 1, pp. 1–14, Dec. 2014, doi: 10.1186/s13705-014-0029-1.
- [19] J. Zimčík, “Power to Gas,” ČVUT, Praha, 2017.
- [20] “Deliverable 4.2: Report on the overall system design and operational tests of the combined system,” 2018. Accessed: Nov. 13, 2020. [Online]. Available: [http://helmeth.eu/images/joomlaplates/documents/HELMETH\\_DELIVERABLE\\_4.2\\_R1.0\\_2.pdf](http://helmeth.eu/images/joomlaplates/documents/HELMETH_DELIVERABLE_4.2_R1.0_2.pdf).
- [21] J. Štefanica, “Čistá energie z uhlí pomocí technologií CCS ,” *EniWeb*, 2012.
- [22] D. Sveinbjörnsson, E. Münster, N. Aryal, R. Bo, and B. Pedersen, “WP1 Gas conditioning and grid operation DELIVERABLE 1.1.1 Upgrading of Biogas to Biomethane with the Addition of Hydrogen from Electrolysis,” 2017. Accessed: Nov. 13, 2020. [Online]. Available: [https://futuregas.dk/wp-content/uploads/2018/06/FutureGas-WP1-Deliverable-1.1.1.-Technologies-and-status-of-methanation-of-biogas-2017\\_Final.pdf](https://futuregas.dk/wp-content/uploads/2018/06/FutureGas-WP1-Deliverable-1.1.1.-Technologies-and-status-of-methanation-of-biogas-2017_Final.pdf).
- [23] K. Müller, M. Fleige, F. Rachow, and D. Schmeißer, “Sabatier based CO<sub>2</sub>-methanation of flue gas emitted by conventional power plants,” in *Energy Procedia*, Jan. 2013, vol. 40, pp. 240–248, doi: 10.1016/j.egypro.2013.08.028.
- [24] “Hydrogen Power Generation Handbook.” Accessed: Nov. 14, 2020. [Online]. Available: [https://power.mhi.com/catalogue/pdf/mhps\\_hydrogen\\_en.pdf](https://power.mhi.com/catalogue/pdf/mhps_hydrogen_en.pdf).
- [25] A. Gruber and J. Dawson, “Carbon-free firing of state-of-the-art gas turbines: technology readiness, potential impact and research challenges,” Trondheim, 2019.
- [26] “HYDROGEN GAS TURBINES - The Path Towards a Zero-Carbon Gas Turbine,” 2020.
- [27] B. Dam, G. Corona, M. Hayder, and A. Choudhuri, “Effects of syngas composition on combustion induced vortex breakdown (CIVB) flashback in a swirl stabilized

- combustor,” *Fuel*, vol. 90, no. 11, pp. 3274–3284, Nov. 2011, doi: 10.1016/j.fuel.2011.06.024.
- [28] J. Goldmeer, “Power to Gas: Hydrogen for power Generation - Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy Ecosystem,” no. February, p. 19, 2019.
- [29] K. Bohan *et al.*, “Hydrogen power with Siemens gas turbines,” *White Pap.*, pp. 1–22, 2020.
- [30] L. Esclapez *et al.*, “Fuel effects on lean blow-out in a realistic gas turbine combustor,” *Combust. Flame*, vol. 181, pp. 82–99, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.combustflame.2017.02.035.
- [31] “Mitsubishi Power, Ltd. | Advanced Combustion Pressure Fluctuation Monitoring System (A-CPFM) / Combustion Pressure Fluctuation Monitoring System (CPFM).” <https://power.mhi.com/products/control-systems/diasys-option/cpfm> (accessed Nov. 14, 2020).
- [32] T. Yi and D. A. Santavicca, “Flame transfer functions and their applications to combustion analysis and control,” in *Proceedings of the ASME Turbo Expo*, 2009, vol. 1, pp. 757–766, doi: 10.1115/GT2009-60181.
- [33] R. Saluja and D. K. . Moeed, “Emphasis of Embrittlement Characteristics in 304L and 316L Austenitic Stainless Steel,” *IOSR J. Mech. Civ. Eng.*, vol. 11, no. 6, pp. 04–10, 2014, doi: 10.9790/1684-11650410.
- [34] “ISO - ISO/TR 15916:2015 - Basic considerations for the safety of hydrogen systems.” <https://www.iso.org/standard/56546.html> (accessed Nov. 15, 2020).
- [35] A. Ciani, M. Bothien, B. Bunkute, J. Wood, and G. Früchtel, “Superior Fuel and Operational Flexibility of Sequential Combustion in Ansaldo Energia Gas Turbines,” Jan. 2019, doi: 10.33737/gpps19-tc-032.
- [36] “Ansaldo Energia solutions for Hydrogen combustion: fast-forward to a Hydrogen Fueled Future.” Accessed: Nov. 15, 2020. [Online]. Available: <https://www.ansaldoenergia.com/PublishingImages/Idrogeno/Ansaldo Energia Solutions For Hydrogen Combustion.pdf>.
- [37] “Ansaldo, Equinor Partner to Validate 100% Hydrogen Gas Turbine.” <https://www.powermag.com/ansaldo-equinor-partner-to-validate-100-hydrogen-gas-turbine/> (accessed Nov. 15, 2020).
- [38] “The Three Types of Solar Panels | 8MSolar.” <https://www.8msolar.com/types-of-solar-panels> (accessed Feb. 07, 2021).
- [39] “Typy solárních panelů – co bychom o nich měli vědět? | innogy.” <https://www.elektrinazeslunce.cz/faq-typy-solarnich-panelu> (accessed Feb. 07, 2021).
- [40] “JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European

- Commission.” [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP) (accessed Feb. 07, 2021).
- [41] Victron Energy, “White paper - Which solar charge controller, PWM or MPPT?” <https://www.victronenergy.cz/upload/documents/White-paper-Which-solar-charge-controller-PWM-or-MPPT.pdf> (accessed Feb. 08, 2021).
- [42] “MPPT Solar Charge Controllers Explained — Clean Energy Reviews.” <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/mppt-solar-charge-controllers> (accessed Feb. 08, 2021).
- [43] Svaz Moderní Energetiky, “Potenciál zeleného a modrého vodíku pro českou energetiku, průmysl a dopravu - Webinář,” 2020, Accessed: Feb. 08, 2021. [Online]. Available: [https://www.youtube.com/watch?v=tVWZaeq2RE&ab\\_channel=SvazmoderníenergetikyČR](https://www.youtube.com/watch?v=tVWZaeq2RE&ab_channel=SvazmoderníenergetikyČR).
- [44] J. Andersson and S. Grönkvist, “Large-scale storage of hydrogen,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 23. Elsevier Ltd, pp. 11901–11919, May 03, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.063.
- [45] “Hydrogen Storage | Hydrogen.” <https://hydrogeneurope.eu/hydrogen-storage> (accessed Feb. 08, 2021).
- [46] Linde AG, “Hazard classifications H-Statements,” Accessed: Feb. 08, 2021. [Online]. Available: <http://hiq.linde-gas.com>.
- [47] P. Kusý, “Faktory ovlivňující provozní výsledek hospodaření paroplynové elektrárny,” 2018. Accessed: Feb. 12, 2021. [Online]. Available: [https://dspace.vsb.cz/bitstream/handle/10084/130053/KUS0041\\_HGF\\_B2102\\_2102R001\\_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://dspace.vsb.cz/bitstream/handle/10084/130053/KUS0041_HGF_B2102_2102R001_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y).
- [48] spol. S. R. . SCES - Group, “Dokumentace záměru Paroplynový zdroj 880 MWe,” 2008. Accessed: Feb. 12, 2021. [Online]. Available: [https://portal.cenia.cz/eiasea/download/RUIBX01aUDI0N19kb2t1bWVudGFjZURPQ18xLnBkZg/MZP247\\_dokumentace.pdf](https://portal.cenia.cz/eiasea/download/RUIBX01aUDI0N19kb2t1bWVudGFjZURPQ18xLnBkZg/MZP247_dokumentace.pdf).
- [49] A. Doucek, “Seminář Pokročilé energetické technologie a akumulace energie,” 2021. [https://www.youtube.com/watch?v=s5SYZzS8wEs&t=204s&ab\\_channel=ČTK-Českátiskovákancelář](https://www.youtube.com/watch?v=s5SYZzS8wEs&t=204s&ab_channel=ČTK-Českátiskovákancelář) (accessed Feb. 13, 2021).
- [50] Siemens, “Silyzer 300.” <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1524040818.abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc.ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf> (accessed Feb. 14, 2021).
- [51] OTE, “Roční zpráva,” 2019. <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/rocnizprava?date=2019-01-01> (accessed Feb. 15, 2021).
- [52] Ember, “Carbon Price Viewer,” 2019. <https://ember-climate.org/data/carbon->

- price-viewer/ (accessed Feb. 15, 2021).
- [53] “GasNet.” <https://www.gasnet.cz/cs/spalne-teplo/> (accessed Apr. 02, 2021).
- [54] T. International Renewable Energy Agency, *GREEN HYDROGEN COST REDUCTION SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL H 2 O 2*. 2020.
- [55] AlfaLaval, “Pricelist 2016.”
- [56] M. Adolfsson and S. Rashid, “Life Cycle Assessment and Life Cycle Cost of Heat Exchangers A Case for Inter Terminals Sweden AB Located in Port of Gothenburg.”
- [57] “Hydraulické ventily - průmyslové > hydraulické ventily, ventily mobilní, ventily průmyslové.” <https://www.hydroma.cz/ventily/hydraulicke-ventily-prumyslove/> (accessed Apr. 17, 2021).
- [58] “Victron Energy.” <https://www.victronenergy.cz/> (accessed Apr. 17, 2021).
- [59] Siemens, “Silyzer 300.” <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1524040818.abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc.ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf> (accessed Apr. 17, 2021).
- [60] Siemens Hydrogen, “Large Scale PEM Electrolysis for Industrial Applications,” 2019.
- [61] “Siemens Energy targets \$1.50/kg renewable hydrogen cost by 2025 | S&P Global Platts.” <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/032221-siemens-energy-targets-150kg-renewable-hydrogen-cost-by-2025> (accessed May 08, 2021).
- [62] R. Søgaaard and L. Aau, “EU28 fuel prices for 2015, 2030, 2050,” 2017. Accessed: May 08, 2021. [Online]. Available: [www.heatroadmap.eu](http://www.heatroadmap.eu).
- [63] MPO, “Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu,” 2019. <https://www.mpo.cz/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/vnitrostatni-plan-ceske-republiky-v-oblasti-energetiky-a-klimatu--252016/> (accessed May 08, 2021).
- [64] “EPEX SPOT.” <https://www.epexspot.com/en> (accessed May 08, 2021).
- [65] L. Steele, “Digital Trader Summit ep18: How and when does carbon get to 110? on Vimeo,” 2021. <https://vimeo.com/506082126> (accessed May 08, 2021).
- [66] Carbon Market Watch, “Pricing carbon to achieve the Paris goals,” 2017.
- [67] “Power Exchange Central Europe.” <https://www.pxe.cz/> (accessed May 08, 2021).
- [68] ERÚ, “Energetický regulační VĚŠTNÍK.”

## 11. Seznam obrázků

Obr. 1 Denní diagram spotřeby elektřiny [1] .....	3
Obr. 2 Porovnání různých druhů úložišť [2] .....	5
Obr. 3 Přehled možných Power-to-X technologií využívajících konverzi do paliv [3] .....	7
Obr. 4 Srovnání výhřevností vztažených na hmotnost a objem pro různá paliva [5] .....	8
Obr. 5 Schéma technologie Power-to-Hydrogen [7] .....	9
Obr. 6 Schéma alkalické elektrolýzy [11] .....	10
Obr. 7 Schéma elektrolyzérů s protonovou membránou [11] .....	11
Obr. 8 Závislost potřebné přivedené energie na teplotě [14] .....	12
Obr. 9 Schéma vysokoteplotního elektrolyzéro [11] .....	13
Obr. 10 Schéma technologie Power-to-Methane [9] .....	15
Obr. 11 Závislost konverze CO <sub>2</sub> a H <sub>2</sub> na teplotě a tlaku [9] .....	16
Obr. 12 Metody zachytu CO <sub>2</sub> [21] .....	17
Obr. 13 Srovnání Wobbeho indexů různých plynů [26] .....	22
Obr. 14 Srovnání různých typů hořáků [24] .....	24
Obr. 15 Čelní pohled na Multi-cluster hořák [24] .....	25
Obr. 16 Průběh flashbacku - zahoření paliva v přívodu do hořáku [24] .....	26
Obr. 17 Ilustrace flashbacku [24] .....	26
Obr. 18 Srovnání starého a nového hořáku typu Multi-nozzle vyvinutého společností Mitsubishi [24] .....	27
Obr. 19 Srovnání jednostupňového a sekvenčního spalování vyvinutého společností Ansaldo [37] .....	29
Obr. 20 Portfolio Siemens turbín [29] .....	31
Obr. 21 Dopady podílu spalovaného vodíku na DLE hořáky [29] .....	32
Obr. 22 Průběh výkonu FVE v období od 1. 4. do 8. 4. 2019 .....	35
Obr. 23 Průběh ceny elektřiny na trhu v období od 1. 4. do 8. 4. 2019 .....	35
Obr. 24 Navržený systém s vodíkovou akumulací – Akumulační systém .....	37
Obr. 25 Schéma Základního systému .....	38
Obr. 26 Parametry z databáze PVGIS [40] .....	40
Obr. 27 Závislost výkonu panelu na napětí článku pro různou teplotu článku [41] .....	40
Obr. 28 PFD diagram systému vodíkové akumulace .....	44
Obr. 29 Diagram principu činnosti provozního modelu .....	48
Obr. 30 Složení ceny vodíku .....	54
Obr. 31 Srovnání vstupů a výstupů referenčního a zjednodušeného modelu .....	61
Obr. 32 Závislost koeficientu průměrné výroby ELY na instalovaném výkonu ELY .....	62
Obr. 33 Závislost koeficientu velikosti AKU na provozních hodinách ELY .....	64
Obr. 34 Závislost ceny vodíku na provozních hodinách ELY .....	65
Obr. 35 Citlivost rozdílu NPV na změnu ceny povolenky .....	68
Obr. 36 Citlivost rozdílu NPV na změnu ceny ZP .....	68



Obr. 37 Vliv podílu spoluspalovaného vodíku na změnu nákladů/výnosů.....	69
Obr. 38 Citlivost rozdílu NPV na změnu ceny elektřiny .....	70
Obr. 39 Citlivost rozdílu NPV na změnu ceny povolenky.....	71
Obr. 40 Citlivost rozdílu NPV na změnu ceny ZP .....	71
Obr. 41 Citlivost rozdílu NPV na změnu ceny el. ....	72
Obr. 42 Srovnání vlivu ceny ZP na rozdíl NPV pro PPC a GT - Scénář 2030 - Spread.....	73
Obr. 43 Srovnání vlivu ceny ZP na rozdíl pro PPC a GT - Scénář 2030 - Cena ZP.....	74
Obr. 44 Křivky nulového NPV zvoleného spreadu pro různou cenu vodíku.....	74
Obr. 45 Křivky nulového NPV zvoleného spreadu pro různou cenu vodíku – vliv cenové hladiny.....	76
Obr. 46 Rozdíly v úsporách nákladů různé velikosti turbíny při využívání stejného množství vodíku .....	77

## 12. Seznam tabulek

Tabulka 1 Základní vlastnosti vodíku [6].....	8
Tabulka 2 Porovnání jednotlivých druhů elektrolýzy .....	14
Tabulka 3 Základní vlastnosti metanu [17] .....	15
Tabulka 4 Srovnání spalovacích vlastností vodíku a metanu [25] .....	22
Tabulka 5 Turbíny pro spalování vodíku vyráběné společností Ansaldo Energia [36] ...	28
Tabulka 6 Přehled turbín umožňujících spalovat vodík nabízených společností GE [26] [28].....	30
Tabulka 7 Přehled nabízených hořáku pro spalování vodíku od firmy Mitsubishi [24] [26].....	30
Tabulka 8 Srovnání jednotlivých výrobců .....	33
Tabulka 9 Parametry jednotlivých zařízení.....	43
Tabulka 10 Stavové veličiny jednotlivých proudů .....	45
Tabulka 11 Navržené velikosti pomocných zařízení .....	46
Tabulka 12 Přehled investičních nákladů na jednotlivá zařízení .....	47
Tabulka 13 Přehled provozních nákladů a výnosů obou variant .....	49
Tabulka 14 Druhy startu PPC .....	51
Tabulka 15 Přehled hodnot OPEX pro jednotlivá zařízení .....	52
Tabulka 16 Provozní výnosy a náklady .....	53
Tabulka 17 Přehled nákladů na vyrobený vodík .....	53
Tabulka 18 Výsledky z Referenčního výpočtu.....	56
Tabulka 19 Scénář optimalizace velikosti ELY – nastavené hodnoty.....	57
Tabulka 20 Scénář optimalizace podílu spoluspalovaného H <sub>2</sub> – nastavené hodnoty ...	57
Tabulka 21 Scénář optimalizace ceny elektřiny pro výrobu H <sub>2</sub> – nastavené hodnoty..	58
Tabulka 22 Scénář optimalizace tlaku vodíkového zásobníku - nastavené hodnoty .....	58
Tabulka 23 Výsledky optimalizace .....	59
Tabulka 24 Zvolené ceny - Scénář 2030.....	67

Tabulka 25 Uvažovaná cena vodíku - Scénář 2030.....	68
Tabulka 26 Zvolené ceny – Scénář 2040.....	70
Tabulka 27 Uvažovaná cena vodíku – Scénář 2040.....	70
Tabulka 28 Přehled kritických mezí pro cenu vodíku 0,69 EUR/kg .....	72
Tabulka 29 Použité ceny pro závislost na Obr. 44 .....	75
Tabulka 30 Použité ceny pro závislost na Obr. 45 .....	76

## **13. Seznam příloh**

Příloha 1 Kompletní výsledky optimalizace Akumulačního systému v rámci referenčního výpočtu

Příloha 2 Roční diagram vyrobené elektřiny z FVE

Příloha 3 Roční diagram ceny elektřiny na trhu

Příloha 4 Roční diagram ceny zemního plynu na trhu

Příloha 5 Roční diagram ceny emisní povolenky

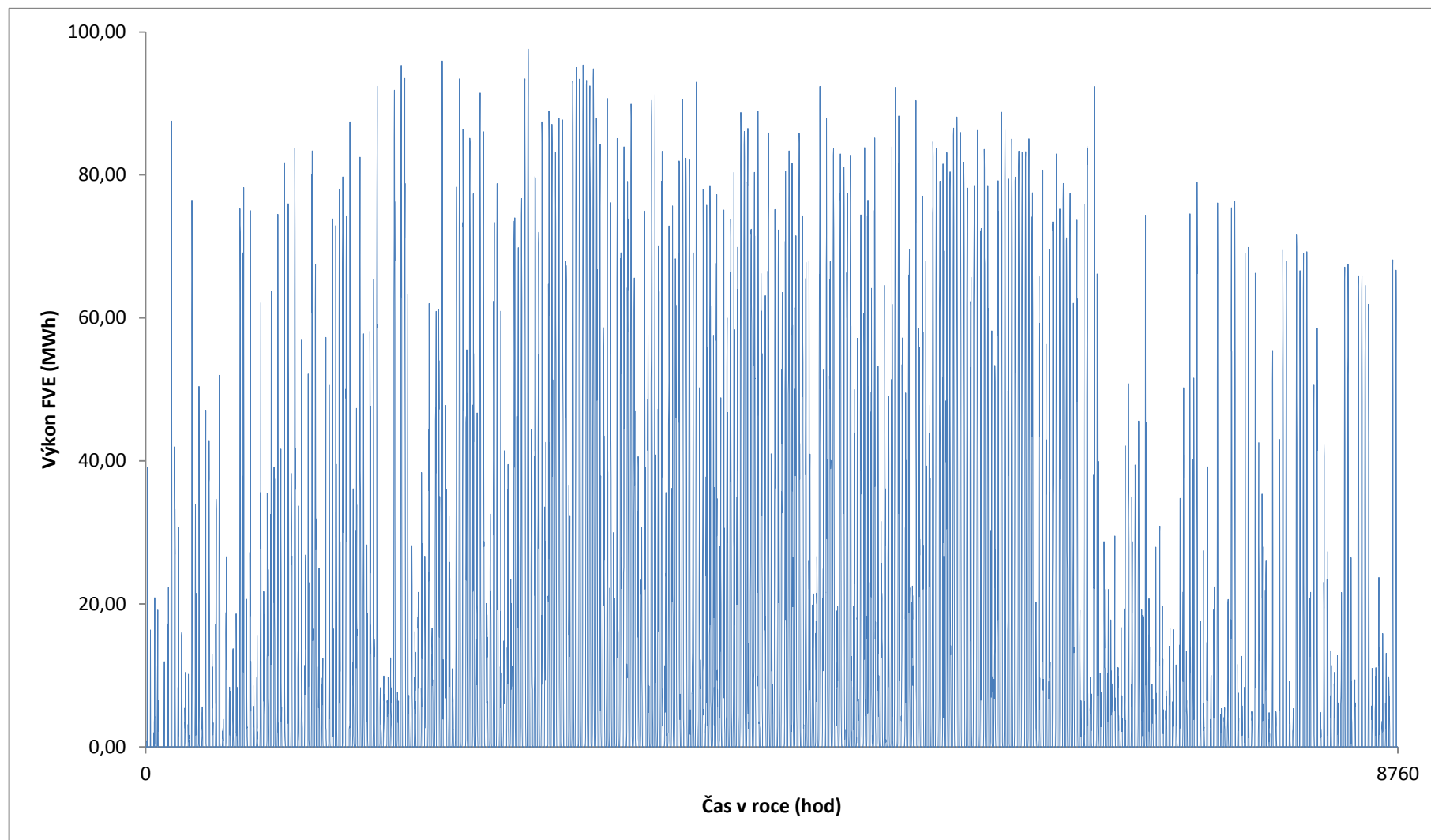
Příloha 6 Četnost cen elektřiny

## Příloha 1 Kompletní výsledky optimalizace Akumulačního systému v rámci referenčního výpočtu

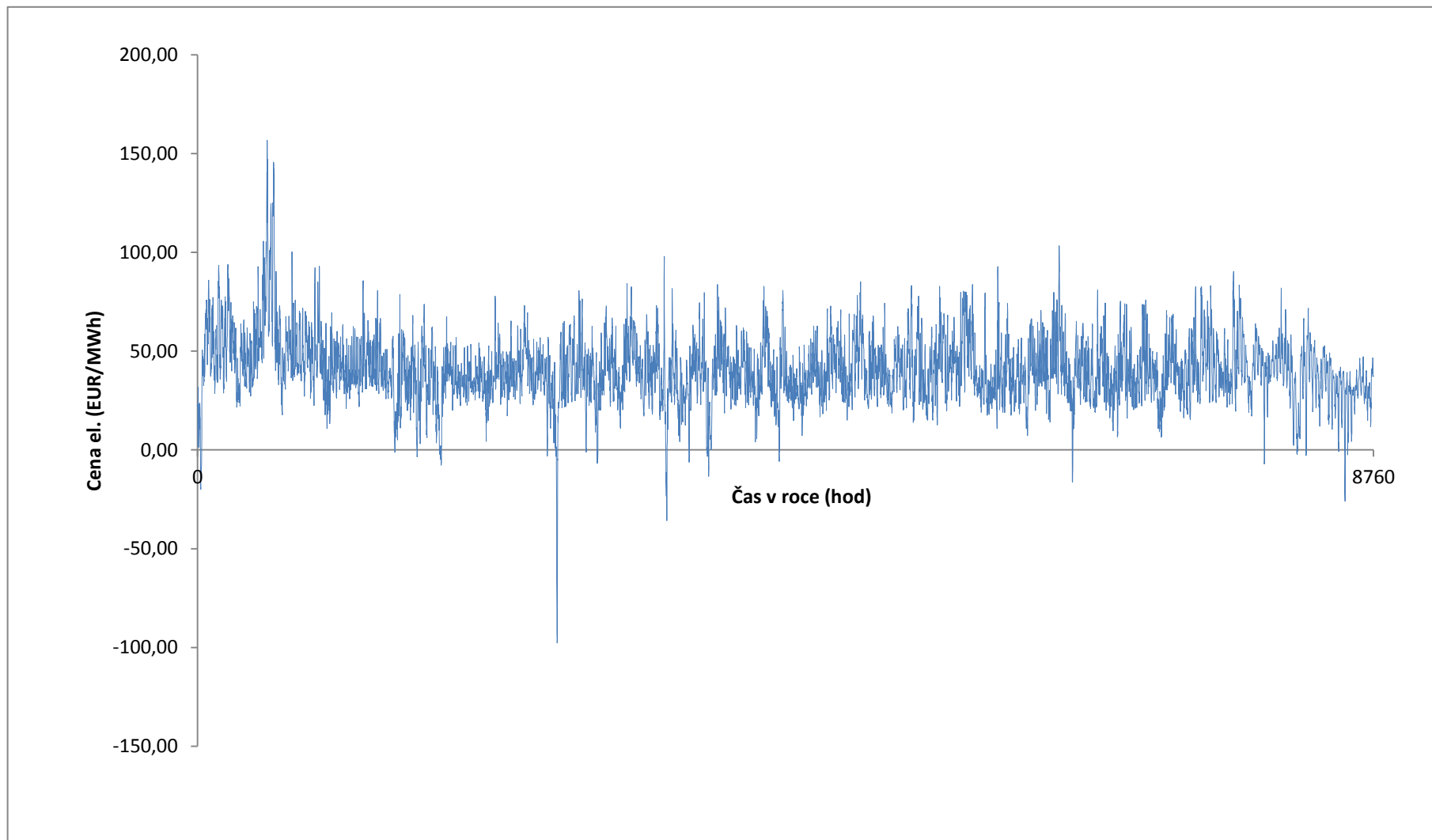
	Vyroběný vodík (kg/rok)	Vyrobená elektřina (GWh/rok)	Spotřeba elektřiny ELY (GWh/rok)	Provoz FVE (hod/rok) <sup>1</sup>	Provoz ELY (hod/rok)	Provoz PPC (hod/rok)	Emise CO2 (t/rok)	Spotřeba ZP (GWh/rok)	Hrubá provozní marže (mil. Kč/rok)	Velikost AKU (m <sup>3</sup> )	Investice (mil. Kč)	NPV 25 let (mil. Kč)
Základní systém	0	4 338	0	4 112	0	4 767	1 434 950	7 971	1 659	0	2 567	13 347
Akumulační systém	368 376	4 331	18,87	3 644	800	4 798	1 436 425	7 980	1 634	2 565	3 475	12 290
Solver - 0 MW, 0% H2	0	4 338	0	4 112	0	4 767	1 434 950	7 971	1 659	0	2 567	13 347
Varianta 1	443 543	4 325	22,72	3 570	758	4 800	1 435 432	7 974	1 626	3 207	3 863	11 870
Varianta 2	17 932	4 343	0,92	4 074	938	4 775	1 436 997	7 983	1 659	257	2 593	13 318
Varianta 3	496 093	4 325	25,41	3 487	628	4 805	1 435 793	7 976	1 611	4 233	5 156	10 560
Varianta 4	89 472	4 334	4,58	4 018	139	4 773	1 434 860	7 971	1 646	1 796	3 861	12 058
Varianta 5	1 111 850	4 281	56,96	2 706	1 939	4 820	1 427 184	7 928	1 566	3 463	3 863	11 297
Varianta 6	443 543	4 326	22,72	3 570	758	4 801	1 435 718	7 976	1 626	3 463	3 863	11 867
Varianta 7	443 543	4 331	22,72	3 570	758	4 806	1 437 238	7 984	1 628	3 078	3 863	11 880
Varianta 8	443 543	4 325	22,72	3 570	758	4 800	1 435 432	7 974	1 626	1 200	3 873	11 856
Varianta 9	368 376	4 331	18 872	3 644	800	4 798	1 436 425	7 980	1 634	6 345	3 474	12 293

<sup>1</sup> V Tabulce 23 uvádím Provoz FVE, ELY a PPC – myslím tím celkovou dobu provozu za rok, nikoliv provoz na nominální výkon. U FVE tak vychází v případě Základního systému provoz 4112 hodin za rok ale využití nominálního výkonu je již zmíněných 12%, tedy 1050 hodin.

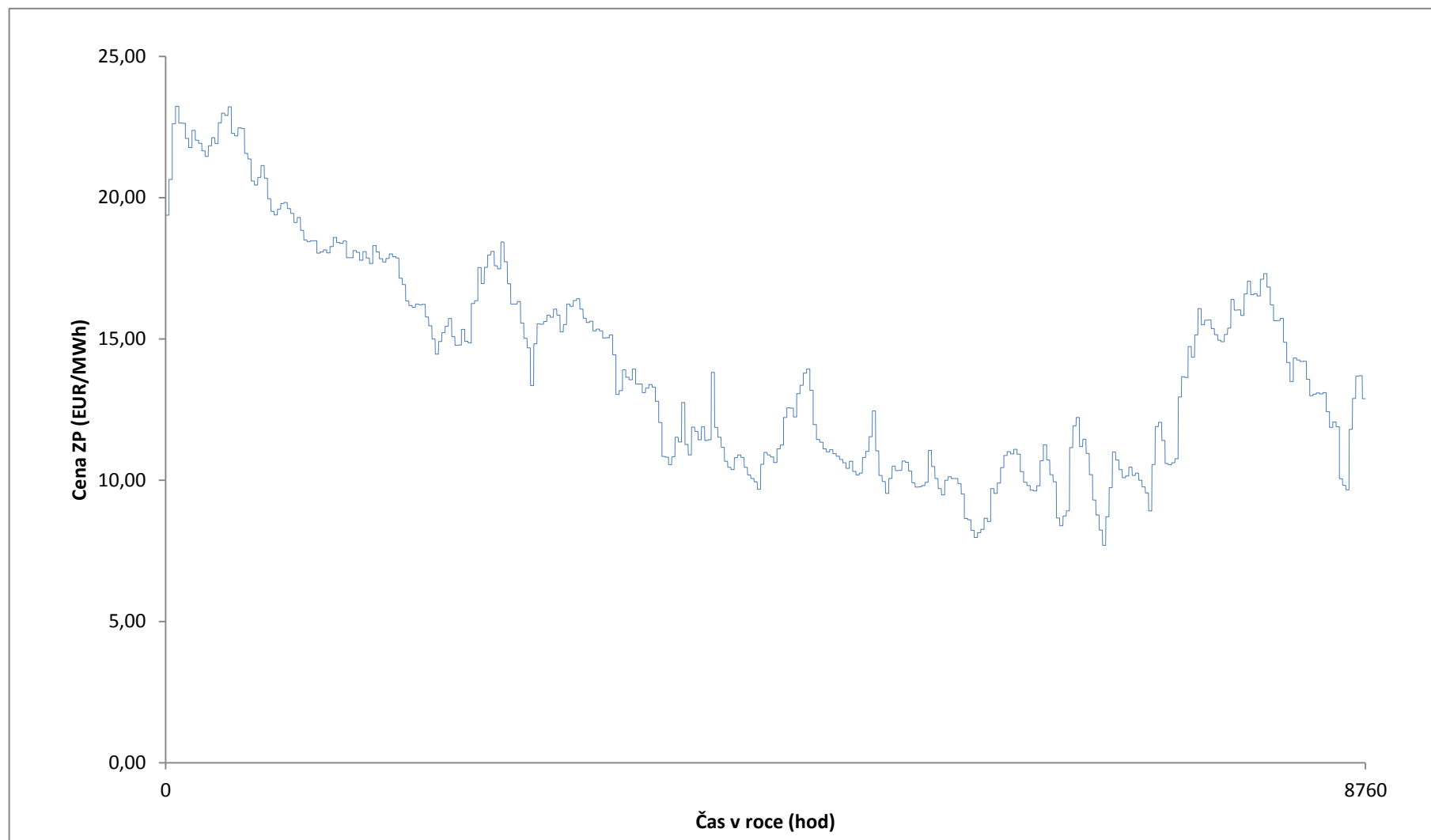
## Příloha 2 Roční diagram vyrobené elektřiny z FVE



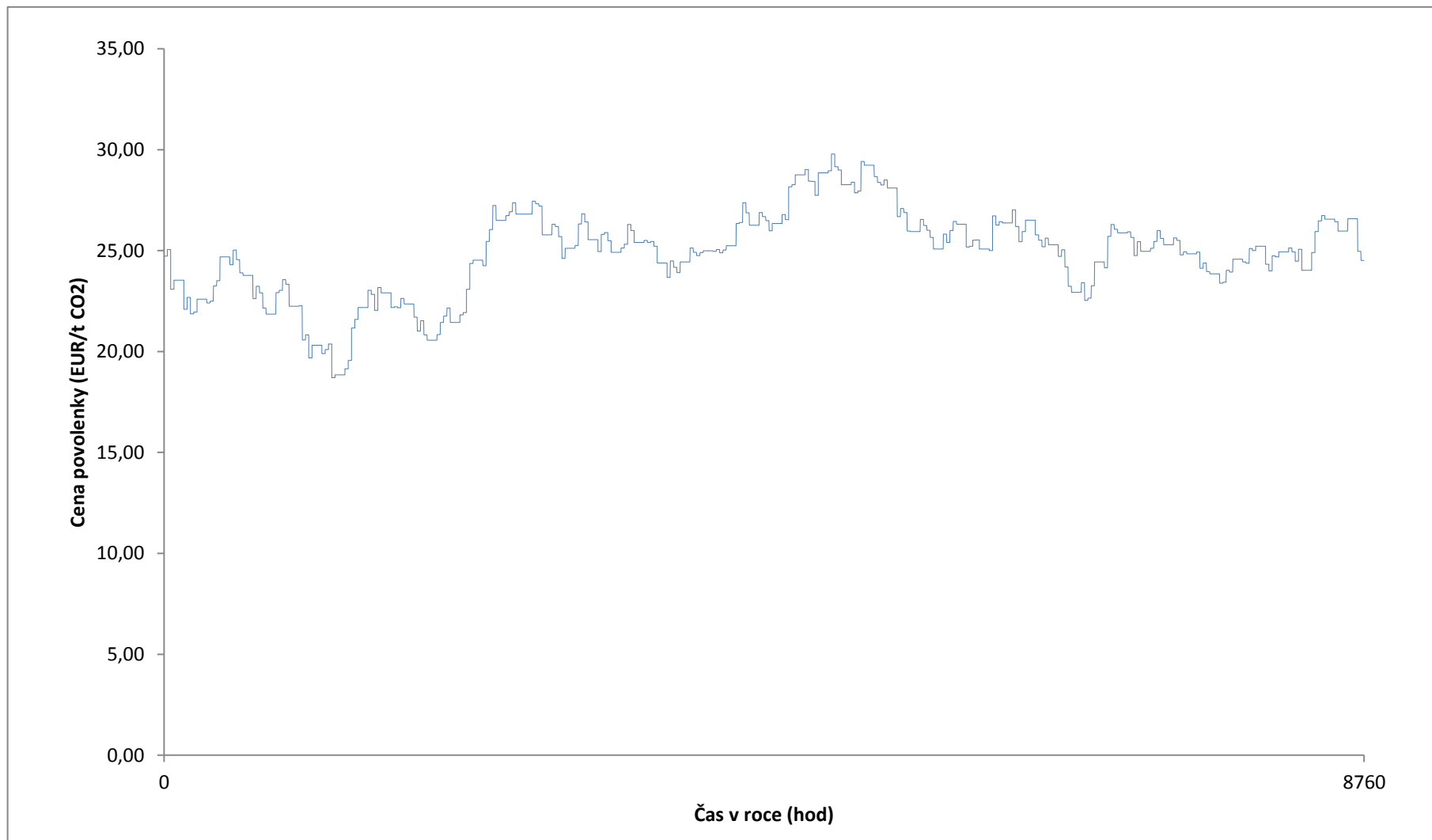
### Příloha 3 Roční diagram ceny elektřiny na trhu



#### Příloha 4 Roční diagram ceny zemního plynu na trhu



### Příloha 5 Roční diagram ceny emisní povolenky



## Příloha 6 Četnost cen elektřiny

