

**ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ
TECHNICKÉ V PRAZE**



FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ

**KATEDRA EKONOMIKY, MANAŽERSTVÍ A
HUMANITNÍCH VĚD**

**AKUMULACE PŘEBYTKŮ
ENERGIE Z OZE DO VODÍKU**

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

AUTOR: MARTIN TICHÝ

**VEDOUCÍ PRÁCE: ING. JIŘÍ BERANOVSKÝ
PH.D., MBA**

KVĚTEN 2021

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Tichý** Jméno: **Martin** Osobní číslo: **483855**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Elektrotechnika a management**

II. ÚDAJE K BAKALÁŘSKÉ PRÁCI

Název bakalářské práce:

Akumulace přebytků energie z OZE do vodíku

Název bakalářské práce anglicky:

Accumulation of energy surplus from RES to hydrogen

Pokyny pro vypracování:

- Analýza možností využití přebytků energie z FVE systémů do vodíku.
- Návrh ekonomického cyklu využití, například: FVE, elektrolyzátor, akumulace, palivový článok.
- Sestavení energetické bilance a ekonomického modelu pro vzorový projekt.
- Vyhodnocení variant, shrnutí a vyhodnocení výsledků, formulace závěrů.

Seznam doporučené literatury:

ENABLING FACTORS FOR ALTERNATIVELY-POWERED CARS AND VANS IN THE EUROPEAN UNION [online]. 2020 [vid. 2020-12-25]. Dostupné z: www.eafo.eu.
International Finance Corporation (2015) Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants in partnership with a project Developer's Guide, Available at https://www.ifc.org/wcm/connect/a1b3dbd3-983e-4ee3-a67b-cdc29ef900cb/IFC+Solar+Report_Web+08+05.pdf?MOD=AJPERES&CVID=kZePDPG
o Ing. František Žák: Provoz fotovoltaických elektráren připojených do distribuční sítě, přednáška na ZČU, 2011
o PPDS 2011, Příloha č. 4 - Pravidla pro paralelní provoz zdrojů se sítí provozovatele distribuční soustavy
o Ing. Vladimír Korenc, Dr. Ing. Tomáš Bůbela; Problematika regulace jalového výkonu u fotovoltaických elektráren; Odborný článek firmy ELCOM, a.s., 2012

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) bakalářské práce:

Ing. Jiří Beranovský, Ph.D., MBA, katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL

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

Datum zadání bakalářské práce: **26.01.2021**

Termín odevzdání bakalářské práce: _____

Platnost zadání bakalářské práce: **30.09.2022**

Ing. Jiří Beranovský, Ph.D., MBA
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

_____ Datum převzetí zadání

_____ Podpis studenta

Prohlášení

„Prohlašuji, že jsem předloženou 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

.....

Martin Tichý

Poděkování

Rád bych poděkoval vedoucímu mé bakalářské práce Ing. Jiřímu Beranovskému, Ph.D. MBA, za jeho čas, odborné rady a vstřícnost, se kterou přistupoval k vedení této práce. Dále bych na tomto místě rád poděkoval pánům Aleši Douckovi a Lukáši Polákovi z ÚJV Řež, a. s., Tomáši Chmelíkovi a Martinu Machkovi z ČEZ, a. s., Jiřímu Pohlovi ze Siemens Mobility Engineering, Vladimíru Pejřilovi z Dopravního podniku města Hradec Králové, Piotru Pochwalskimu z Cylinders Holding a panu Michalu Varnavčínovi z TST SAQIA za odborné konzultace a poskytnutí dat. V neposlední řadě děkuji své rodině za bezmeznou podporu při studiu a psaní této práce.

Abstrakt

Tato bakalářská práce se zaměřuje na akumulaci elektřiny z intermitentních obnovitelných zdrojů do vodíku, zvláště pak na využití tohoto energetického média pro pohon autobusů městské hromadné dopravy. Práce obsahuje stručnou analýzu možností uplatnění vodíkových technologií a konkrétní návrh ekonomického modelu provozu vodíkových autobusů včetně kalkulace ekonomické nákladnosti a její porovnání s obdobným modelem týkajícím se bateriových elektrobusů.

Klíčová slova

Energetika, Obnovitelné zdroje energie, Akumulace energie, Vodíková mobilita, Ekonomické hodnocení investic

Abstract

This bachelor thesis focuses on the accumulation of electricity from intermittent renewables into hydrogen, especially the use of this energy form to power urban public transport buses. The work includes a brief analysis of the possibilities of applying hydrogen technologies and a concrete proposal for an economic model for operating hydrogen buses, including a calculation of the economic cost and its comparison with a similar model for battery-electric buses.

Key words

Energy, Renewable Energy, Energy Accumulation, Hydrogen Mobility, Economic Evaluation of Investments

Obsah

Úvod	8
1. Analýza možností využití přebytků energie z OZE při akumulaci do vodíku	9
1.1 Elektrolýza vody a palivové články	9
1.1.1 Alkalická elektrolýza	10
1.1.2 Elektrolýza s protonovou výměnou – PEM elektrolýza	10
1.2 Skladování a transport vodíku	11
1.2.1 Stlačení vodíku.....	11
1.2.2 Zkapalnění vodíku.....	11
1.3 Využití vodíku	12
2. Návrh ekonomického modelu využití akumulace do vodíku	14
3. Sestavení energetické bilance a ekonomického modelu pro vzorový projekt.....	16
3.1. Metodika	16
3.2. Analýza výrobní bilance.....	17
3.3. Analýza ekonomické výhodnosti oddělení plnicí stanice od místa výroby vodíku.....	22
3.4 Cena silové elektřiny.....	24
3.4.1 Výkup z OZE	24
3.4.2 Výkup z elektrizační soustavy	25
3.5 Komprese vodíku	26
3.6 Nájezd autobusů.....	26
3.7 Vyčíslení finančních nákladů a výdajů	27
4.7.1 Investiční výdaje	28
3.7.2 Provozní náklady	31
3.8 Ekonomické srovnání.....	38
3.8.1 Diskontní sazba.....	38
3.8.2 Hotovostní toky	39
3.8.3 Ekonomická kritéria	40
Závěr	45
Seznam použitých zkratk	47
Seznam tabulek	48
Seznam grafů	50
Seznam použité literatury	51

Úvod

Tato bakalářská práce se zaměřuje na vodík jako na možný nosič energie využitelný v dopravě a energetice, který má potenciál do budoucna přispět k odklonu od využívání fosilních paliv za účelem redukce emisí skleníkových plynů do atmosféry, případně k zajištění větší energetické soběstačnosti jednotlivých zemí. Úloha vodíku v tomto procesu má smysl zejména v kombinaci s výrobou elektřiny obnovitelnými, bezemisními, ovšem intermitentními zdroji. Typickými příklady takovýchto zdrojů jsou fotovoltaické a větrné elektrárny. Tyto zdroje budou s největší pravděpodobností hlavními nástroji energetické transformace, která země Evropské unie čeká. Jejich masivní rozšíření způsobí potřebu akumulovat energii, získanou v čase, kdy výroba elektřiny převažuje nad spotřebou.

V současné době je nejpoužívanějším způsobem akumulace energie využívání přečerpávacích vodních elektráren. Potenciál této technologie však dnes již z velké části vyčerpán, a to zejména z důvodů nedostatku vhodných lokalit na stavbu těchto děl a zásahů přečerpávacích vodních elektráren do krajiny. Nejvíce rozvíjeným segmentem akumulace energie jsou proto bateriové systémy. Tyto aplikace jsou však vhodné spíše pro akumulaci zajišťující rovnováhu sítě a pro posun výkonu v řádu hodin nanejvýš jednotek dnů, stejně jako je tomu u přečerpávacích vodních elektráren.

Charakter výroby v průběhu ročního cyklu například fotovoltaických elektráren však indikuje budoucí poptávku po sezónní akumulaci. Jednou z metod, které by tuto potřebu mohly uspokojit je metoda nazvaná Power to gas, jež je založena na výrobě plynného paliva, typicky vodíku, z přebytečné elektřiny. Mezi odvětví, ve kterých se může využít toto palivo, se řadí dopravní průmysl, zejména jeho části zaměřené na velká vozidla jako jsou nákladní vozidla nebo autobusy.

Hlavní náplní práce by mělo být vytvoření modelu provozu autobusů MHD, který by zahrnoval vodíkové technologie, jež jsou k dispozici při současném stavu technologického pokroku v tomto odvětví. Tento model by měl komplexně řešit veškeré aspekty spojené s uvedením těchto inovativních technologií do praxe, od výstavby infrastruktury přes dodávky paliva po konkrétní specifikaci jednotlivých komerčně dostupných produktů. Kromě toho bude realizováno ekonomické srovnání tohoto modelu s alternativním modelem provozujícím elektrobuses, který je již v dnešní době součástí několika systémů MHD ve vybraných městech ČR.

Za hlavní cíl této práce považuji odpovědět na otázky, zda je provoz vodíkových autobusů MHD v současné době v technických podmínkách ČR proveditelný, jaká je jeho ekonomická konkurenceschopnost ve srovnání s provozem elektrobuses, případně jaká jsou největší ekonomická úskalí pro větší využití této technologie.

1. Analýza možností využití přebytků energie z OZE při akumulaci do vodíku

Jasným trendem minimálně v evropské energetice je navyšování podílu elektřiny vyrobené z OZE na celkové produkci (v roce 2019 19,7 % v EU a 16,2 % v ČR [36]). Významná část těchto zdrojů je ve formě fotovoltaických a větrných elektráren, tedy zdrojů intermitentních, jejichž výroba je plně závislá na aktuálních přírodních podmínkách a řídit je v reálném čase lze pouze velmi omezeně, například formou odpojení od sítě při nadbytku výkonu v elektrizační soustavě. Vzhledem k tomu, že podíl OZE bude nadále v Evropě, potažmo i České republice, nadále stoupat (cíl EU pro rok 2030 je podíl OZE na výrobě elektřiny ve výši 32 % [37]), lze předpokládat, že poroste poptávka po akumulaci této energie i jejím následném spotřebování v čase nižší výroby těchto zdrojů.

Jednou z možností, jak akumulovat přebytky energie, je metoda nazvaná „Power to X“. Tato metoda spočívá v přeměně elektřiny na palivo, teplo, chlad či jiný produkt v době jejího nadbytku. Podmnožinou tohoto postupu je „Power to gas“, kdy je pomocí „přebytečné“ elektřiny vyráběné plynné palivo. Nejčastější obdobou tohoto postupu je výroba vodíku pomocí elektrolýzy vody. Je-li energetickým vstupem elektrolýzy elektřina vyrobená OZE, je vodík vyroben bez jakýchkoliv vypuštěných emisí v rámci celého procesu výroby a může být označen jako „zelený vodík“.

V současné době je produkce zeleného vodíku ekonomicky náročná. Náklady na výrobu jednoho kilogramu vodíku se pohybují od 2,50 do 6,80 dolarů za kg, kdy jsou závislé hlavně na cenách elektřiny. [25] Naprostá většina dnes vyrobeného vodíku, je však vyráběna z fosilních paliv, většinou ze zemního plynu (parní reforming) nebo z uhlí (zplynování uhlí). Takto vyrobený vodík, který sebou nese nezanedbatelnou emisní stopu, uvádí se 9–10 tun CO₂ na jednu tunu vyrobeného vodíku, se nazývá „šedým vodíkem“. [19] Cena tohoto plynu se v dnešní době pohybuje mezi 1 a 1,8 USD/kg. [25] Určitým mezistupněm v procesu většího zapojení vodíku jako energetického média se může stát „modrý vodík“, což je označení pro vodík vyrobený z fosilních paliv, ovšem při použití technologie „Carbon capture and storage“ (CCS), neboli zachytávání a uskladňování oxidu uhličitého. Cena tohoto vodíku se uvádí mezi 1,4–2,4 USD/kg. [25] S akumulací přebytků energie z OZE se ovšem pojí pouze výroba bezemisního zeleného vodíku elektrolýzou vody a na tento postup se také ve své práci zaměřím.

1.1 Elektrolýza vody a palivové články

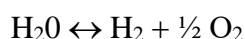
Elektrolýza vody je jednoduchým procesem, který v zásadě přeměňuje elektrickou energii na energii chemickou ve formě vodíku. Vedlejším produktem je kyslík. Obecnými charakteristikami těchto technologií jsou vysoká čistota produkovaného vodíku, nulová emisivita procesu, ale také vysoké energetické nároky na dodávanou elektřinu a s tím spojená vysoká výrobní cena výsledného produktu.

Opačným procesem elektrolýzy vody je získávání energie z vodíku pomocí palivových článků (fuel cell – FC). Chemická energie vodíku zde přechází na energii elektrickou a tepelnou, a to v přibližném poměru 1:1. „Odpadním“ materiálem je v tomto procesu pouze destilovaná voda. Z jednoho kilogramu vodíku tak lze pomocí palivového článku dostat 16 kWh elektrické energie a stejné množství energie tepelné. [30]

Elektrolýzu vody dělíme na tři základní typy. Alkalickou, PEM a vysokoteplotní elektrolýzu vody s pevným elektrolytem (SOEC), ta je ovšem v současné době spíše ve fázi vývoje a v praxi se zatím takřka vůbec nevyskytuje, proto se zaměřím na první dva typy a jejich analogicky strukturované palivové články.

1.1.1 Alkalická elektrolýza

Tento typ elektrolýzy je dnes nejpoužívanější a investičně nejlevnější metoda. Základem je elektrolyt, kterým je 30% roztok hydroxidu sodného (NaOH) nebo hydroxidu draselného (KOH), niklová katoda s platinovou katalytickou vrstvou a anoda, která může být z niklu, mědi, wolframu nebo ruthenia. Voda se na katodě štěpí za vzniku vodíku a iontu OH⁻, který přejde na anodu, kde vznikne kyslík. Vodík musí být posléze vyseparován z elektrolytu.

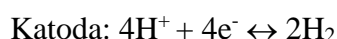
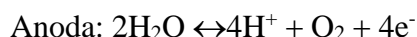


Výroba vodíku touto cestou probíhá za nízkých teplot a má poměrně pomalou reakční dobu náběhu. Účinnost výroby vodíku se pohybuje zpravidla do 60 %. Je využívána především pro velkokapacitní stacionární systémy. [26] [27]

Alkalické palivové články jsou poměrně levné, mají snadnou údržbu, ovšem jejich nevýhodou jsou velké rozměry, znemožňující uplatnění v mobilních aplikacích, a fakt, že do reakce musí vstupovat čistý kyslík namísto vzdušné směsi. [31]

1.1.2 Elektrolýza s protonovou výměnou – PEM elektrolýza

Tato technologie je známá také jako kyselá elektrolýza s polymerním membránovým elektrolytem. Jako materiál pro elektrody se používají platina, iridium nebo ruthenium. Polymerní membrána, která je mezi elektrodami, odděluje kyslík a vodík. Na anodě se voda rozštěpí na kyslík a protony, které se skrz membránu dostanou na katodu, kde se sloučí s elektrony z vnějšího zdroje a vzniká vodík.



PEM elektrolýza je nízkoteplotní děj (probíhá v teplotách do 100 °C), který dosahuje vysoké účinnosti (60–70 %) a čistoty vodíkového plynu (až 99,999 %). Je vhodným řešením pro mobilní jednotky, ale

nyní již dochází k jeho komerčnímu užití i ve stacionárních aplikacích. Nevýhoda této elektrolýzy spočívá ve vysoké ceně způsobené nutným použitím drahých platinových kovů. [26] [27]

Výhodou PEM článku je vysoký poměr výkon:váha a dynamika procesu. Negativem je vysoká pořizovací cena, náchylnost na čistotu vodíku (není-li vodík dostatečně čistý, dochází k usazování nečistot na membráně) a složitý systém regulace vody, který musí zabránit vysušení membrány, ale zároveň také přílišnému zaplavení. [31]

1.2 Skladování a transport vodíku

Další otázkou, kterou je nutné se zabývat při úvaze o využití vodíku jako akumulacího média, je jeho bezpečné a ekonomické skladování, potažmo transport. Tyto dva aspekty nakládání s vodíkem ztěžují některé vlastnosti tohoto prvku, a to zejména jeho malá hustota ($0,089 \text{ kg/m}^3$) a nízký bod varu ($-252,9 \text{ }^\circ\text{C}$). Nelze zanedbat také pronikavost vodíku většinou materiálů, díky níž rostou nároky na materiály pro práci s touto látkou. Skladování a přeprava vodíku jsou dnes realizovány zejména kompresí a zkapalňováním.

1.2.1 Stlačení vodíku

Pro skladování vodíků ve formě stlačeného plynu (CGH₂ – compressed hydrogen – stlačený vodík) je zásadní obalový materiál, který musí zajistit nepronikavost materiálu a vysokou pevnost, neboť vodík je skladován za vysokého tlaku kvůli snížení objemu, který by při zachování atmosférického tlaku byl velmi neúměrný. Kupříkladu jeden kilogram vodíku zabere při normálním tlaku asi 11 m^3 , projde-li však kompresí na 700 bar, má hustotu 42 kg/m^3 a kilogram takto stlačeného vodíku zabere jen cca 24 l.

Na vysoké tlaky jsou konstruovány hlavně mobilní skladovací nádoby, typicky v dopravních prostředcích na vodíkový pohon. Normovaný tlak vodíkové nádrže ve vodíkových automobilech je 700 barů, v autobusech 350 barů. V těchto aplikacích je potřeba nejen malý objem, ale také malá váha zásobníku. Většinou se proto používají kompozitní tlakové nádoby, jejichž vnitřní povrch je z tenké vrstvy kovu nebo speciálního polymeru zabraňujícího úniku vodíku.

Při statickém skladování není nutné dimenzovat nádoby na tak velké tlaky a malou roli hraje hmotnost, proto jsou v tomto případě využívány nízkouhlíkaté nebo legované oceli. [28] [29]

1.2.2 Zkapalnění vodíku

Dalším způsobem, jak podstatně zmenšit objem vodíkového paliva, je jeho přeměna na zkapalněný vodík (LH₂ – liquid hydrogen). Zkapalnění nastává při teplotách nižších než $-252,9 \text{ }^\circ\text{C}$ (teplota varu). Při zvýšení tlaku lze teplotu potřebnou pro zkapalnění zvýšit teoreticky až na $-239,9 \text{ }^\circ\text{C}$ (kritická teplota). Při zmíněné teplotě $-252,9 \text{ }^\circ\text{C}$ a normálním tlaku dosahuje hustota zkapalněného vodíku hodnot okolo 71 kg/m^3 . Kilogram vodíku tak zabere jen asi 14 l. Tedy asi o tři řády méně než plynný vodík za normálního tlaku.

Kvůli velmi nízké teplotě je nutné používat vícevrstvé nádrže z materiálů s velmi dobrými teplotně-izolačními vlastnostmi. Postupnému oteplování vodíku a následnému zvýšení tlaku vlivem přechodu části vodíku do plynného stavu však zabránit nelze a vzhledem k tomu, že nádoby na kapalný vodík nejsou dimenzovány na vysoké tlaky (pouze na jednotky až nižší desítky barů), musí se vypařený vodík vypouštět, čímž dochází ke ztrátám energie. Za jeden den se takhle mohou ztratit 3 % energie uložené v kapalném vodíku. Možným řešením je vnější zachytávání vodíku do tlakových lahví, ovšem to jen komplikuje již tak technologicky složitou výrobu skladovacího systému.

Toto skladování není příliš energeticky účinné, neboť pro zkapalnění je potřeba asi 40 % energie ve vodíku. Nutné je také řešit bezpečnostní rizika spojená s opětovným ohřátím látky a velmi rychlou expanzí vzniklého vodíkového plynu.

Tento druh skladování je tak dnes využíván spíše okrajově, a to hlavně při transportu na velké vzdálenosti nebo ve velmi specifických aplikacích, jako je vesmírný průmysl a podobně. [28] [29]

1.3 Využití vodíku

V této kapitole bych chtěl představit krátký přehled možností využití vodíku. Vodík se v současné době převážně uplatňuje v chemickém či metalurgickém průmyslu. Těmito odvětvími se však zabývat nebudu. Pro vodík získaný z přebytků OZE se nabízejí spíše varianty jeho využití jako paliva či energetického média.

Vodík lze použít k výrobě elektřiny, čímž se docílí nejvěrnějšího naplnění termínu „akumulace do vodíku“, kdy se v době nadbytku elektřiny na trhu vyrobí pomocí elektrolýzy vody vodík a v době, kdy je elektřiny naopak nedostatek, se za pomoci tohoto vodíku generuje elektřina. Někdy se takovému modelu říká power-to-X-to-power. Výroba může probíhat buď skrze palivové články, nebo přímým spalováním vodíku, nebo směsí vodíku a zemního plynu. Častější uplatnění těchto technologií se očekává s větší volatilitou cen silové elektřiny, dnes jsou ve fázi pilotních projektů. Například v korejském Ulsanu má v blízké době vzniknout elektrárna na bázi vodíkových palivových článků s instalovaným výkonem 1 MW. [20] Jiný pilotní projekt nazvaný „HYFLEXPOWER“ uvádí do provozu inovativní plynovou turbínu SGT-400 schopnou spalovat směs zemního plynu a vodíku v libovolném poměru (turbína zvládá spalovat i 100% vodík). Tato vlastnost může v budoucnu zpřístupnit postupné nahrazení zemního plynu zeleným vodíkem. Konkrétně tato turbína má pracovat pro účely teplárny o výkonu 12 MWe ve městě Saillat-sur-Vienne. [21] Ke kombinované výrobě elektřiny a tepla je možné vodík využít také formou malých kogeneračních jednotek pro bytové domy nebo kancelářské objekty. I zde již existují konkrétní realizované projekty. [22]

Dalším odvětvím, které ovšem může úzce souviset se segmentem výroby elektřiny a tepla, v němž se může uplatnit použití vodíku, je plynárenství. První možností je přímé vtláčování vodíku do plynovodů.

Otázkou ovšem je, jak velký poměr vodíku by byl přípustný vzhledem k technickým charakteristikám plynárenské soustavy a spotřebičů na zemní plyn, které byly dimenzovány na zemní plyn. Například Česká plynárenská soustava je podle Českého plynárenského svazu technicky připravena na podíl vodíku ve směsi až 2 %. [23] Například ve Velké Británii však probíhá testování s cílem maximalizovat podíl vodíku za minimální technických úprav soustavy. [24]

Další možností, jak pomocí ekologicky získaného vodíku nahradit zemní plyn, je proces „metanizace vodíku“. Při něm dochází ke katalytické chemické reakci vodíku s oxidem uhličitým za vzniku metanu a vody. Vzhledem k tomu, že zemní plyn je z většiny tvořen právě metanem, je tento takzvaný syntetický metan plnohodnotnou náhradou zemního plynu. Výhodou tohoto postupu je snadný transport a skladování získaného plynného paliva stávající infrastrukturou.

Dalším pojmem, který se souvisí energetickým využitím vodíku, je „vodíková mobilita“. Vozidla na vodíkové palivové články (fuel cell vehicles – FCV) mají zabudované palivové články, které vyrábí elektřinu, jež buď přímo napájí trakční soustavu, nebo se akumuluje do trakčních akumulátorů. Tyto akumulátory mají podstatně menší kapacitu než u elektromobilu či elektrobusů, neboť slouží pouze k pokrytí výkonových špiček a výhoda jejich použití je zejména v možnosti instalace menších palivových článků, čímž dochází k nemalé úspoře. Vodíkové automobily mají obvykle zabudovanou nádrž na plynný vodík o tlaku 700 bar. Naproti tomu obdobné autobusy využívají systém na uchovávání vodíku při tlaku 350 bar.

FCV mají oproti svým bateriovým konkurentům výhodu ve větším dojezdu, který je způsobený zejména omezenou kapacitou a vysokou váhou trakčních baterií, a v rychlém doplnění energie. Tankování vodíkové nádrže zabere jednotky minut. Naopak překážkami ve větším rozvoji vodíkové mobility jsou prozatím nedostatečná plnicí infrastruktura, vysoká cena paliva a deficit v technologickém a výzkumném vývoji oproti elektromobilitě.

FCV vozidel se na konci roku 2019 v celém světě evidovalo něco málo přes 25 tisíc kusů, z toho bylo téměř 19 tisíc automobilů a 4,5 tisíce autobusů (Fuel cell bus – FCB). Zbytek z oněch 25 tisíc tvořily dodávky nebo menší nákladní vozy. Největší podíl z tohoto celkového počtu FCV vozidel jezdí v USA (8 tisíc), následují asijské země Čína (6 tisíc), Jižní Korea (5 tisíc) a Japonsko (3,5 tisíc). Evropa v tomto ohledu výrazně zaostává, neboť v ní bylo zaregistrováno zatím jen něco přes 2 tisíce vozů. [32]

Jedním z důvodů nízkého počtu těchto vozidel v provozu je nedostačující plnicí infrastruktura. V celé Evropě je pouhých 177 plnicích vodíkových stanic, z toho 87 v Německu, které je s 679 vozy evropským lídrem v počtu vozidel s vodíkovým pohonem. V některých zemích EU dokonce není ani jedna veřejně přístupná vodíková plnicí stanice. K takovým zemím patří momentálně i Česká republika, kde byla jediným takovýmto zařízením plnicí stanice v Neratovicích, která sloužila pro provoz experimentálního

autobusu na vodíkové palivové články TriHyBus. V roce 2021 dojde k realizaci tří vodíkových stanic společnosti Benzina v Praze, Brně a Litvínově. Naproti tomu světovým lídrem v počtu vodíkových plnicích stanic je Japonsko, kde bylo v provozu ke konci roku 2019 takových zařízení celkem 113. [32] [33] [34]

2. Návrh ekonomického modelu využití akumulace do vodíku

V této části se pokusím nastínit mé úvahy vedoucí k vytvoření technickoekonomického modelu provozu MHD založeného na využívání FC busů a k vybraní referenční varianty modelu, se kterým bude srovnáván.

Mnoho měst v České republice usiluje v souladu s trendem ekologizace dopravy o bezemisní městskou hromadnou dopravu. Tyto snahy se zaměřují na dopravu autobusovou, neboť ostatní druhy MHD, jako tramvaje, metro nebo trolejbusy už ze své podstaty bezemisní jsou. Primární volbou se stávají elektrobusy, tedy autobusy s elektrickým pohonem a soustavou bateriových akumulátorů uchovávajících elektrickou energii během jízdy (Battery electric bus – BEB – BE bus). Tyto elektrobusy jsou stoprocentně bezemisní, ovšem pouze z lokálního hlediska. Celkový vliv provozu těchto autobusů na vypouštění emisí skleníkových plynů, prachových částic a dalších škodlivin závisí na energetickém mixu zdrojů, které dodávají elektřinu pro dobíjení elektrobusů. Přesto budu systém MHD založený na elektrobusích brát jako referenční variantu, k čemuž mi dopomůže fakt, že řada projektů na provozování elektrobusů pro MHD již i v České republice byla realizována. Konkrétně využiji dat z projektu, který byl realizován pro trutnovskou MHD a který zahrnuje kromě nákupu elektrobusů i pořízení veškeré dobíjecí infrastruktury, a z dat, které mi poskytl Dopravní podnik města Hradec Králové, jenž elektrobusy také disponuje.

Druhou variantou, jak docílit bezemisní charakter MHD, je využití elektrobusů, které pro akumulaci energie během jízdy využívají primárně vodíkové nádrže a ve kterých je elektřina pro elektrický pohon získávána pomocí vodíkových palivových článků (Fuel cell – Fuel cell bus – FC bus). Při analýze ekonomické proveditelnosti zařazení FC busů do provozu systému MHD je nutné se nejprve zabývat otázkou, kde získat vodík pro provoz FC busů.

Vzhledem k tomu, že vodík, který by splňoval kritéria takzvaného „zeleného vodíku“, se zatím v ČR nevyrábí a nelze jej tak odebírat od externího dodavatele, je nutné počítat s tím, že je třeba do projektu započítat kromě plnicí vodíkové stanice i velkokapacitní elektrolyzátor na výrobu vodíku. Hlavním variabilním nákladem při výrobě vodíku tímto elektrolyzátelem je cena elektřiny. Vzhledem k tomu, že celková efektivita přeměny elektrické energie na chemickou (vodík) a zpět (elektřina pohánějící FC bus) se pohybuje mezi 30–40 %, dají se předpokládat velké nároky na množství dodané elektrické energie. Pokud by byl elektrolyzátor napájen z distribuční soustavy, znamenalo by to nutnost platit poplatky

související s přenosem elektřiny elektrizační soustavou, což by ztížilo ekonomickou proveditelnost modelu. Mimo to je cílem mé práce představit systém, ve kterém by byl vodík vyráběn z elektřiny z obnovitelných zdrojů, proto se nabízí umístit do prostoru depa či autobusového nádraží kromě elektrolyzérů i fotovoltaické moduly.

Tato úvaha však naráží na velký příkon elektrolyzérů. V současné době se výrobci elektrolyzérů soustředí především na velkokapacitní elektrolyzéry, mezi kterými se nevyskytují zařízení o menším příkonu než 1 MW. Pokud je tedy brán v úvahu elektrolyzér o příkonu 1 MW, lze dojít k závěru, že požadovaný počet fotovoltaických modulů by znamenal velkou investiční zátěž a zároveň by s sebou nesl potřebu velké plochy, na které by bylo možné FV moduly instalovat, neboť fotovoltaické moduly o špičkovém výkonu 1 MWp zaberou přibližně 1 ha. Je zřejmé, že střechy běžného autobusového depa či nádraží takovou plochou zdaleka nedisponují.

Proto jsem ve své úvaze dospěl k modelu, v němž by byl elektrolyzér instalován přímo k již provozovanému obnovitelnému zdroji energie, který pro výrobu požadovaného poskytne dostatečné množství elektrické energie, nebo alespoň jeho výraznou část. V úvahu budou brány již fungující fotovoltaické a větrné elektrárny. Při návrhu modelu se budu snažit minimalizovat podíl elektřiny spotřebované elektrolyzérem, kterou bude nutné odebrat z distribuční sítě, neboť při stavu, kdy nebude elektrolyzér napájen z distribuční soustavy, ale z přímo z FVE či VtE, nemusíme do nákladů za elektřinu započítávat regulované poplatky za distribuci, podporu obnovitelných zdrojů, systémové služby a další položky účtované při využití distribuční sítě. Odběr ze zdroje s sebou navíc nese i ekologický benefit, jelikož elektřina pochází přímo z obnovitelných zdrojů a nenesení tedy žádnou přímou uhlíkovou stopu.

Nevýhodou tohoto modelu je fakt, že elektrolyzér a plnicí stanice nejsou v těsné blízkosti, a je tedy nutné počítat s náklady na dopravu vodíku. V ekonomické náročnosti projektu se projeví také navýšení investičních výdajů vlivem vybudování dvou vodíkových zásobníků, neboť je nutné vodík skladovat jak na místě výroby, tak v prostoru plnicí stanice a zařízení kompresor umístěný u elektrolyzérů, který zajistí kompresi plynu pro přepravu. Zda tyto dodatečné náklady nepřeváží úspory za distribuční poplatky, se budu zabývat v kapitole „Analýza ekonomické výhodnosti oddělení plnicí stanice od místa výroby vodíku“.

Jelikož firmy zabývající se dodávkami technických plynů realizují transport výhradně těch plynů, které jsou vyrobeny v jejich vlastních výrobních kapacitách, je nutné pořízení speciálního transportního MEGC (Multiple Elements Gas Container) pro přepravu vodíku. Pro pravidelnou přepravu tohoto kontejneru na denní bázi budu uvažovat o využití služeb specializovaných transportních firem.

Vzhledem k tomu, že se dají předpokládat vysoké výdaje na infrastrukturu, bude třeba, aby model počítal s větším množstvím autobusů. Jako prvotní návrh jsem zvolil systém zahrnující 12 autobusů u obou variant.

V následujících částech práce budou popsány možnosti dimenzování systému s FC busy při současných technických a ekonomických možnostech a následné porovnání variant s elektrobusem a s FC busy metodou celkových nákladů na vlastnictví – Total cost of ownership (TCO) a výpočet Čisté současné hodnoty – Net present value (NPV) z pohledu nákladů.

3. Sestavení energetické bilance a ekonomického modelu pro vzorový projekt

Cílem této části práce je sestavení energetické bilance, tedy definování všech energetických nároků obou variant projektu (FC busy a BE busy) a způsobu jejich získávání v průběhu roku. Druhým cílem je ekonomické srovnání obou variant při započtení všech nákladů na pořízení a provoz jak samotných autobusů, tak veškeré potřebné infrastruktury.

3.1. Metodika

V této práci budu pro výpočet ekonomické náročnosti výše popsaných variant pracovat s metodami TCO a NPV. Kromě toho využiji kritéria nazývaného „roční ekvivalentní peněžní tok“ – RCF.

Celkové náklady na vlastnictví určují sumu peněžních prostředků, kterou je nutné vydat za pořízení a používání konkrétního aktiva. Zahrnují pořizovací cenu, náklady na dopravu a uvedení do provozu, všechny provozní náklady spojené s používáním aktiva a případně náklady na jeho likvidaci. V této práci budu do TCO ekologických autobusů (BE a FC) započítávat kromě celkových nákladů na samotné autobusy i náklady spojené s vlastnictvím veškeré infrastruktury potřebné k jejich provozu. Kalkulace naopak nebudou obsahovat osobní náklady (zejména mzdy řidičů) a cenu pozemků pro infrastrukturu. Je důležité zmínit, že TCO je sumou nediskontovaných toků peněz a nezahrnuje tedy časovou změnu ceny peněz.

Čistá současná hodnota je jedním z nejpoužívanějších ekonomických kritérií k hodnocení investic. Vstupy této metody jsou peněžní toky (cash flow – CF) v jednotlivých rocích investice a časová cena peněz vyjádřená diskontní sazbou. NPV je pak sumou diskontovaných peněžních toků.

$$NPV = \sum_{t=0}^T CF_t * (1 + r)^{-t}$$

T – životnost

r – diskont

Obvykle do tohoto hodnocení investice vstupují příjmy a výdaje a investor se díky NPV může rozhodnout, zda investici realizovat či nikoliv, podle toho, zda vychází NPV kladné či záporné (nemá-li alternativní možnost investice). Metodu NPV je ovšem také možné využít pro hodnocení nákladové investice, tedy investice, která přináší benefit jiným způsobem než generováním příjmů a v jejích CF se objevují jen výdaje. Ve své práci budu zohledňovat pouze výdajovou stránku provozování autobusů MHD, a proto mohu použít jako druhou metodu ekonomického hodnocení právě nákladovou NPV.

Posledním použitým kritériem v mé práci bude RCF. Nebude použito pro celkové hodnocení variant investic, nýbrž pro stanovení pomyslné roční hodnoty nákladů respektující časovou cenu peněz spojených s pořízením dílčí investiční položky. Hodnota RCF je poté srovnatelná s ročními náklady. Zjednodušeně řečeno tak budu porovnávat RCF konkrétního zařízení s úsporou provozních nákladů, které se jejím pořízením ušetří. Používá-li se tato metoda pro běžnou investici, je RCF násobkem NPV a poměrné annuity. V případech, pro které budu RCF využívat, lze dosadit místo NPV cenu zařízení. Poměrná annuita pak závisí na diskontu a předpokládané životnosti zařízení.

$$RCF = NPV * a_p = NPV * \frac{q^T * (q - 1)}{q^T - 1}$$

$$q = 1 + r$$

a_p – poměrná annuita

3.2. Analýza výrobní bilance

V této kapitole se zaměřím na energetickou bilanci námi navrženého systému v místě výroby vodíku, tedy bilanci soustavy zdroj – elektrolyzér. Moje řešení vychází z předpokladu ekonomické výhodnosti napájení elektrolyzéro přímo z obnovitelného zdroje bez použití distribuční sítě. Jelikož obě uvažované varianty zdrojů (FVE, VtE) jsou intermitentní, bude nutné počítat s faktem, že elektrolyzér bude muset být částečně napájen z distribuční sítě, neboť je nutné zajistit pravidelnou výrobu vodíku pro bezproblémový chod MHD. Kolik elektřiny bude potřeba takto získat, bude záviset na velikosti zdroje, jeho ročním výrobním diagramu a skladovací kapacitě vodíkových zásobníků v blízkosti elektrolyzéro.

Přesný roční výrobní diagram intermitentních zdrojů samozřejmě nejde predikovat, ovšem dostatečnou představu o charakteru těchto diagramů mohou poskytnout i data z jednoho roku. Data o ročním výrobním diagramu větrné elektrárny mi poskytla společnost ČEZ Distribuce, a.s., která mi zaslala reálná data o hodinové produkci elektřiny v průběhu roku 2020 větrné turbíny ve východních Čechách o instalovaném výkonu **1 250 kW**.

Pro ilustraci ročního výrobního diagramu fotovoltaické elektrárny mi posloužila platforma Evropské komise „Photovoltaic Geographical Information System“ [2]. Tento volně dostupný nástroj používá reálná data o slunečním záření v letech 2005–2016 a dokáže vypočítat hodinovou výrobu teoretické

FVE, která by v daném roce stála na vybraném místě. Pro svůj model jsem použil data z roku 2016, kvůli stejnému počtu dní v roce jako v roce 2020, ze kterého máme údaje o VtE. Geografickou polohu teoretické FVE jsem umístil na Hradecko. Jelikož mi jde pouze o charakter výroby, není nutné se detailněji zabírat přesným umístěním.

Další otázkou je dimenzování skladovací kapacity v místě výroby. Pro tuto úvahu jsem použil informace z dokumentu „Technicko-ekonomické posouzení implementace vodíkového pohonu v Ústeckém kraji“, který popisuje kapacitu a přibližnou cenu velkokapacitního zásobníku vodíku. *Investiční náklady na zásobník stlačeného vodíku o vodním objemu 95 m³ a pracovním tlaku 40 bar se pohybují kolem 5M CZK.* [3] Kapacita takového zařízení je něco přes **340 kg**. Při kalkulaci jsem bral v potaz scénáře pořízení jednoho až tří takových zásobníků.

V této analýze jsem zkoumal závislost množství energie, která musí být dodána do elektrolyzérů z distribuční sítě, na velikosti zdroje a skladovací kapacitě vodíku, tedy na počtu použitých zásobníků daného typu. Předpokladem je, že systém musí poskytnout každodenní odběr daného množství vodíku (240 kg – viz kapitola Nájezd autobusů), které bude následně přepraveno do plnicí stanice.

Rovněž bylo zkoumáno, zda je systém zdroj-elektrolyzér v některých měsících v roce soběstačný, tedy zda zajistí dostatečné množství vodíku pro provoz MHD i bez využití napájení z distribuční soustavy. Počet těchto soběstačných měsíců je opět závislý na instalovaném výkonu zdroje a kapacitě stacionárního zásobníku, v našem případě počtu zásobníků s kapacitou 340 kg.

Pro tuto simulaci jsem využil vývojářského prostředí MS Excel. Vstupem byly instalované výkony zdrojů, velikost skladovací kapacity vodíku a každodenní odběr požadovaného množství vodíku. Simulace tedy provedla pro každý den výpočet. Pokud je součet denní produkce vodíku z energie ze zdroje a vodíku v zásobních kapacitách nižší než požadované množství, je nutné vyrobit potřebné množství vodíku napájením ze sítě. V úvahu je rovněž potřeba brát fakt, že elektrolyzér má omezen nejen maximální výkon (1 MW), ale i minimální, který je roven 20 % maximálního výkonu.

Dále jsem si vyjádřil, kolik energie musí být odebráno ze sítě v daném měsíci. Z těchto údajů jsem zjistil počet soběstačných měsíců, kdy není třeba využít služeb distribuční soustavy, pro jednotlivé kombinace instalovaného výkonu zdroje a počet zásobníků. Tento údaj je zajímavý kvůli snížení nákladů na rezervovaný příkon odběru ze sítě.

Při odběru ze sítě vysokého napětí lze totiž sjednat rezervovaný příkon buď formou rezervování příkonu po celý rok, nebo formou využití služeb sítě jen na konkrétní měsíce. Jednotlivé sazby uvádí pro různé distributory „Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 9/2020 ze dne 27. listopadu 2020, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny“. [7]

Provozovatel distribuční soustavy	Hladina napětí	Měsíční cena za roční rezervovanou kapacitu v Kč/MW a měsíc	Měsíční cena za měsíční rezervovanou kapacitu v Kč/MW a měsíc
ČEZ Distribuce, a. s.	VVN	71 703	79 724
	VN	176 388	196 119
EG.D, a.s. ⁴⁾	VVN	68 153	75 525
	VN	160 717	178 100
PREdistribuce, a.s.	VVN	75 223	82 707
	VN	194 060	213 368
UCED Chomutov s.r.o.	VN	256 136	289 599
SV servisní, s.r.o.	VN	178 315	192 580

Tabulka 1 – Cena roční rezervované kapacity

Při výpočtu jsem kalkuloval s cenami pro distribuční území společnosti ČEZ Distribuce, a.s. a hladinou vysokého napětí. Pokud je systém v dané variantě soběstačný alespoň ve dvou měsících v roce, vyplatí se sjednat si měsíční rezervovanou kapacitu na zbývajících měsících. V opačném případě počítám s roční rezervovanou kapacitou.

Dále je nutné znát variabilní složku ceny odebírané elektřiny ze sítě. Ta se bude skládat z ceny silové elektřiny (**0,8 Kč/kWh** při odběru ze sítě, viz kapitola „Cena silové elektřiny“) a také z ceny za distribuci a další služby sítě. Opět vycházím z cenového rozhodnutí ERÚ pro rok 2021. [7]

Cena odebírané elektřiny ze sítě		
měsíční cena za roční rezervovanou kapacitu	176 388	Kč/MW/měsíc
měsíční cena za měsíční rezervovanou kapacitu	196 119	Kč/MW/měsíc
cena silové elektřiny	0,8	Kč/kWh
cena za distribuci a přenos elektřiny	0,59596	Kč/kWh
cena za POZE	0,26224	Kč/kWh
cena za systémové služby a činnost OTE	0,09335	Kč/kWh

Tabulka 2 – Cena odebírané elektřiny ze sítě

Cenu silové elektřiny odebírané přímo ze zdroje jsem stanovil na **0,9 Kč/kWh** (o tom více v kapitole Cena silové elektřiny). Je-li elektřina odebírána takto není nutné platit další síťové poplatky. Uvažovaná měrná spotřeba elektřiny je **57,3 kWh/kg** a každodenní odběr vodíku je dimenzován na hodnotu **240 kg** vodíku. To dohromady dává roční spotřebu **5 016 143 kWh**. Roční ekvivalentní cena jednoho zásobníku (RCF) je **305 784 Kč**. Tyto údaje jsou blíže popsány v kapitole „Vyčíslení finančních nákladů a výdajů“

Cílem simulace tedy bylo určit množství elektřiny, které je nutné dodat ze sítě, pro varianty s různým instalovaným výkonem fotovoltaického a větrného zdroje a různým počtem uvažovaných zásobníků. Pro jednotlivé instalované výkony zdrojů jsem rovněž hledal, kolik zásobníků zajistí ekonomicky nejvýhodnější variantu. Toho lze dosáhnout porovnáním součtu nákladů na elektřinu a RCF zásobníku,

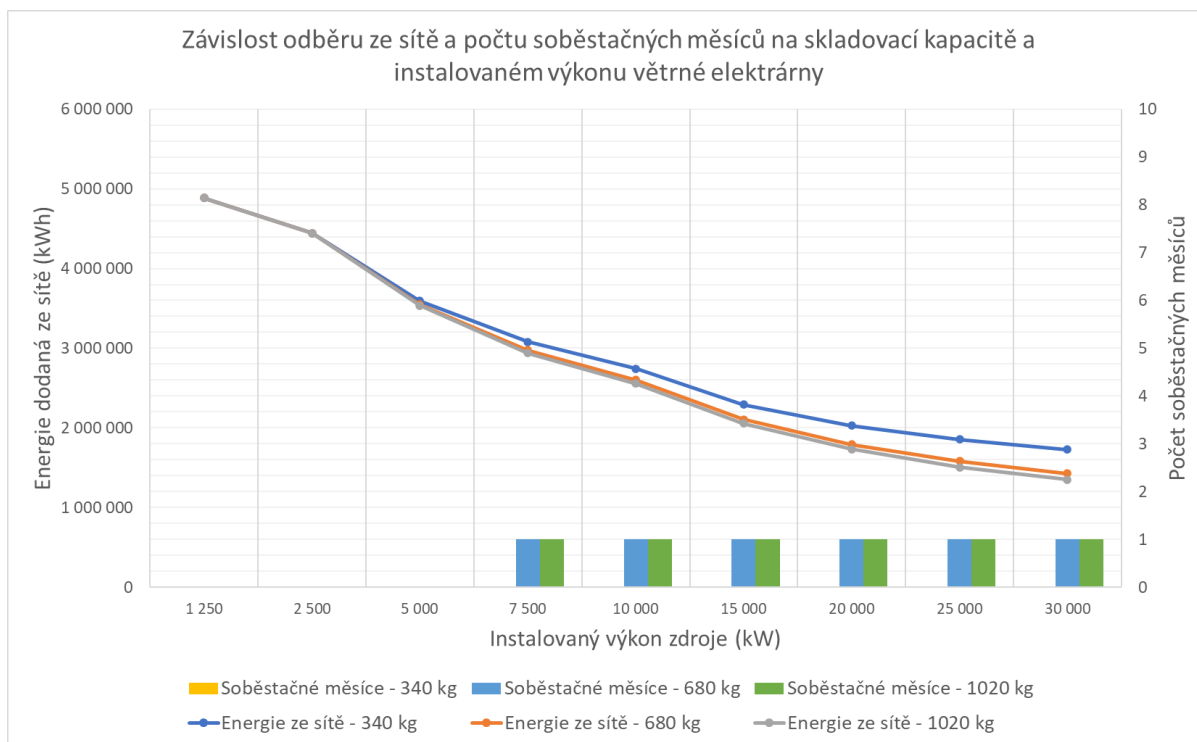
respektive zásobníků. Náklady na elektřinu se vždy skládají z nákladů na energii odebranou ze sítě, nákladů na energii ze zdroje a nákladů na rezervovaný příkon pro konkrétní počet měsíců, kdy je ho třeba využít.

Větrná elektrárna									
zásobník - 340 kg									
výkon (kWh)	1 250	2 500	5 000	7 500	10 000	15 000	20 000	25 000	30 000
ze sítě (kWh)	4 885 646	4 444 852	3 591 499	3 078 379	2 740 484	2 293 934	2 028 914	1 856 007	1 730 070
soběstačné měsíce	0	0	0	0	0	0	0	0	0
roční náklady na elektřinu + RCF zásobníku (Kč)	11 093 589	10 762 311	10 120 974	9 735 338	9 481 393	9 145 789	8 946 613	8 816 665	8 722 017
zásobník - 680 kg									
výkon (kWh)	1 250	2 500	5 000	7 500	10 000	15 000	20 000	25 000	30 000
ze sítě (kWh)	4 885 646	4 444 852	3 548 232	2 975 289	2 602 694	2 105 632	1 792 680	1 581 172	1 429 060
soběstačné měsíce	0	0	0	1	1	1	1	1	1
roční náklady na elektřinu + RCF zásobníku (Kč)	11 382 740	11 051 461	10 377 607	9 947 011	9 666 988	9 293 421	9 058 222	8 899 263	8 784 943
zásobník - 1020 kg									
výkon (kWh)	1 250	2 500	5 000	7 500	10 000	15 000	20 000	25 000	30 000
ze sítě (kWh)	4 885 646	4 444 852	3 533 397	2 936 325	2 558 304	2 055 248	1 732 552	1 505 219	1 351 132
soběstačné měsíce	0	0	0	1	1	1	1	1	1
roční náklady na elektřinu + RCF zásobníku (Kč)	11 671 890	11 340 612	10 655 608	10 206 879	9 922 777	9 544 705	9 302 183	9 131 331	9 015 527

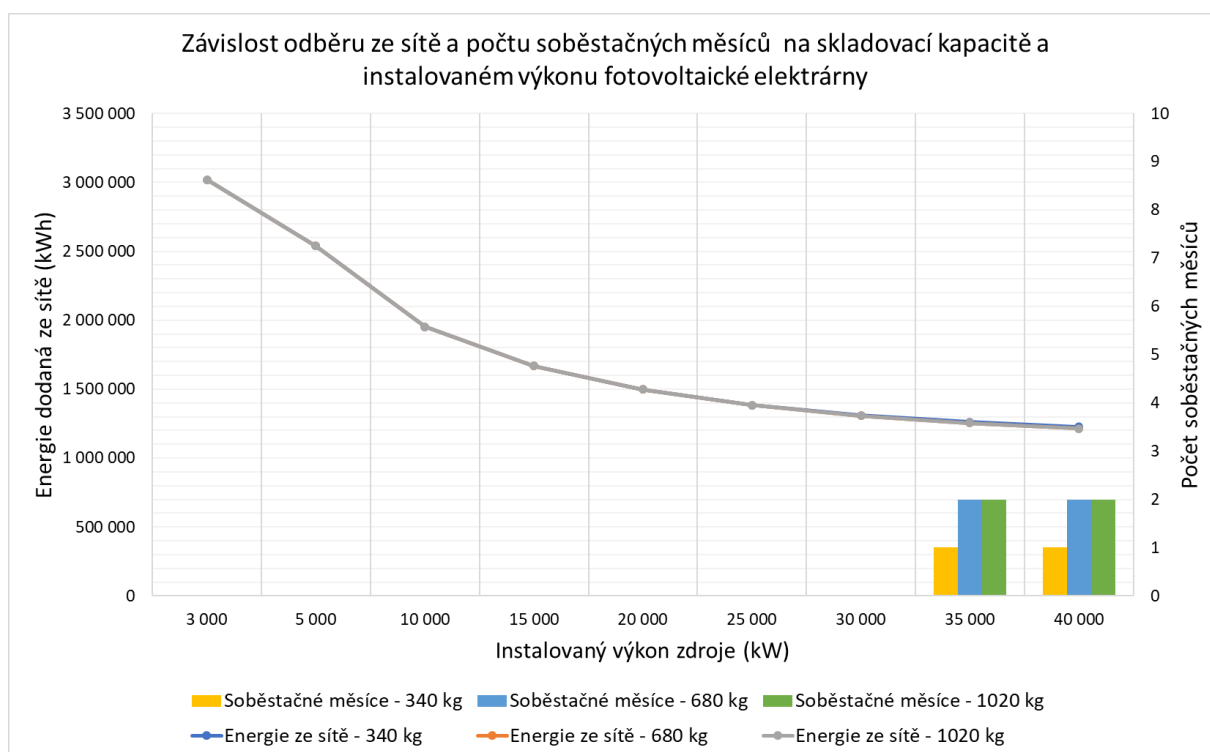
Tabulka 3 – Výrobní bilance – Větrná elektrárna

Fotovoltaická elektrárna									
zásobník - 340 kg									
výkon (kWh)	3 000	5 000	10 000	15 000	20 000	25 000	30 000	35 000	40 000
ze sítě (kWh)	3 019 117	2 539 582	1 952 591	1 668 898	1 497 201	1 383 253	1 309 449	1 262 009	1 227 548
soběstačné měsíce	0	0	0	0	0	0	0	1	1
roční náklady na elektřinu + RCF zásobníku (Kč)	9 690 800	9 330 405	8 889 252	8 676 042	8 547 004	8 461 366	8 405 899	8 370 245	8 344 346
zásobník - 680 kg									
výkon (kWh)	3 000	5 000	10 000	15 000	20 000	25 000	30 000	35 000	40 000
ze sítě (kWh)	3 019 117	2 539 582	1 952 591	1 668 898	1 497 201	1 383 253	1 308 064	1 254 611	1 214 835
soběstačné měsíce	0	0	0	0	0	0	0	2	2
roční náklady na elektřinu + RCF zásobníku (Kč)	9 979 950	9 619 556	9 178 403	8 965 193	8 836 154	8 750 517	8 694 008	8 498 370	8 468 476
zásobník - 1020 kg									
výkon (kWh)	3 000	5 000	10 000	15 000	20 000	25 000	30 000	35 000	40 000
ze sítě (kWh)	3 019 117	2 539 582	1 952 591	1 668 898	1 497 201	1 383 253	1 308 064	1 254 611	1 214 835
soběstačné měsíce	0	0	0	0	0	0	0	2	2
roční náklady na elektřinu + RCF zásobníku (Kč)	10 269 101	9 908 706	9 467 553	9 254 343	9 125 305	9 039 667	8 983 159	8 787 521	8 757 627

Tabulka 4 – Výrobní bilance – Fotovoltaická elektrárna



Graf 1 – Závislost odběru ze sítě a počtu soběstačných měsíců na skladovací kapacitě a instalovaném výkonu větrné elektrárny



Graf 2 – Závislost odběru ze sítě a počtu soběstačných měsíců na skladovací kapacitě a instalovaném výkonu fotovoltaické elektrárny

Z výsledných dat lze vypožorovat, že u varianty napájení elektrolyzéro primárně z větrné elektrárny má pokles množství energie dodané ze sítě zpočátku lineární charakter a zhruba od instalovaného výkonu 20 MW je změna energie dodané ze sítě s rostoucím výkonem malá. Rozdíl mezi scénáři s různými počty zásobníků se projevuje zejména mezi variantami s jedním a dvěma zásobníky a při vyšších instalovaných výkonech nad 7,5 MW. Zároveň je vidět, že při uvažovaných meteorologických podmínkách by systém bez zvětšené skladovací kapacity nebyl nezávislý na dodávkách soustavy ani při jednom uvažovaném výkonu zdroje. Při zvětšení skladovací kapacity se systém obejde bez dodávek ze sítě vždy jeden měsíc v roce, a to při připojení na soustavu zdrojů o instalovaném výkonu alespoň 7,5 MW. Jako nejvýhodnější varianta vychází bez ohledu na výkon zdroje pořízení jen jednoho skladovacího zásobníku.

Množství odebrané energie ze sítě při napojení na fotovoltaickou elektrárnu není téměř vůbec závislé na skladovací kapacitě a její množství klesá s instalovaným výkonem, přičemž pokles je podstatný zhruba do výkonu 20 MW. Systém by dosáhl soběstačnosti v určitých měsících při připojení k FV zdrojům o velikosti alespoň 35 MW, přičemž rozdíly v počtech soběstačných měsíců se mění s rostoucí kapacitou zásobníků maximálně o jeden měsíc. Bez ohledu na velikost FVE se nevyplatí investovat do rozšíření skladovací kapacity vodíku nad rámec jednoho stacionárního zásobníku.

Při tomto dimenzování modelu závisí množství elektřiny, které je nutné dodat ze sítě, na velikosti obnovitelného zdroje, ke kterému je připojen. Zároveň systém nedosahuje velké soběstačnosti ani při využití velkých zdrojů, což se negativně projeví na konečné ceně elektřiny, potažmo vodíkového paliva.

3.3. Analýza ekonomické výhodnosti oddělení plnicí stanice od místa výroby vodíku

Tato analýza odpoví na otázku, kterou jsem nastínil již v kapitole „Návrh ekonomického modelu využití akumulace do vodíku“, tedy zda se vyplatí umístit elektrolyzér do blízkosti obnovitelného zdroje (fotovoltaické nebo větrné elektrárny). Tímto řešením lze dosáhnout úspor v platbách za elektřinu, neboť není nutné platit variabilní síťové poplatky (platba za distribuci, podporu OZE, systémové služby...). Stálé platby za rezervovaný příkon budou muset být započítány i nadále, jelikož pro výrobu dostatečného množství vodíku musí systém někdy využít napájení ze sítě, viz kapitola „Analýza výrobní bilance“.

Při takovémto umístění elektrolyzéro ovšem vznikají dodatečné náklady, které budou pro potřeby této práce nazvány jako „aditivní náklady na transport vodíku“. Do těch se započítávají kromě nákladů na přepravu vodíku, kterou bude provádět externí firma, také náklady na stlačení vodíku pro potřeby přepravy (produkce vodíku vynásobena spotřebou kompresoru a celkovou měrnou cenou elektřiny) a

investiční výdaje MEGC kontejneru na přepravu vodíku. Pro výpočet nákladů na MEGC kontejner jsem využil metodu RCF.

Porovnání bylo provedeno nejprve pro variantu využití FVE o instalovaném výkonu 10 MWp. Cena MEGC kontejneru je **3 900 000 Kč** a jeho předpokládaná životnost je 30 let. RCF MEGC pak vychází na **174 135 Kč**. Cena za transport vodíku je **70 Kč/km**. Měrné náklady na kompresi vodíku jsou **2,5 kWh/kg**, měrná cena elektřiny pak **1,78 Kč/kWh**. O těchto údajích je psáno podrobněji v kapitolách „Komprese vodíku“ a „Vyčíslení finančních nákladů a výdajů“.

Aditivní náklady na transport vodíku jsem poté porovnával s náklady na síťové poplatky, které by bylo nutné zaplatit, pokud by projekt nepočítal s transportem vodíku, ale s přenosem elektřiny ze zdroje do elektrolyzéry, který by stál v blízkosti plnicí stanice. Pomocí citlivostní analýzy jsem zjistil, že mezní hodnota vzdálenosti mezi elektrolyzérem a plnicí stanicí je cca **46 km**. Pokud by tato operační vzdálenost byla větší, transport vodíku by se nevyplatil a bylo by výhodnější umístit elektrolyzér přímo k plnicí stanici. V opačném případě je ekonomický profit na straně varianty s umístěním elektrolyzéra přímo ke zdroji.

elektřina odebraná ze zdroje	3 063 552	kWh
cena za distribuci a přenos elektřiny	0,596	Kč/kWh
cena za úhradu nákladů spojených s podporou	0,262	Kč/kWh
cena za systémové služby a činnost OTE	0,093	Kč/kWh
náklady na "transport" elektřiny	2 915 123	Kč

Tabulka 5 – Náklady na „transport“ elektřiny 1

RCF MEGC	174 135	Kč
cena dopravy	70	Kč/km
náklady na kompresi	2,50	kWh/kg
cena elektřiny	1,79	Kč/kWh
roční produkce vodíku	87 600	kg
aditivní náklady na transport vodíku - 70 km	4 143 664	Kč
aditivní náklady na transport vodíku - 46 km	2 915 123	Kč
aditivní náklady na transport vodíku - 40 km	2 610 664	Kč
aditivní náklady na transport vodíku - 20 km	1 588 664	Kč

Tabulka 6 – Aditivní náklady na transport vodíku 1

Pokud by byl systém napojen na větší zdroj, vzrůstalo by množství elektřiny odebrané ze zdroje, čímž by se zvýšila výpočetní položka „náklady na transport elektřiny“. Mezní hodnota operační vzdálenosti mezi elektrolyzérem a plnicí stanicí, kdy je transport vodíku ekonomicky výhodný by tak vzrostla. Pro FVE s instalovaným výkonem 40 MWp by tato mezní vzdálenost byla **60 km**.

elektřina odebraná ze zdroje	3 788 595	kWh
cena za distribuci a přenos elektřiny	0,596	Kč/kWh
cena za úhradu nákladů spojených s podporou	0,262	Kč/kWh
cena za systémové služby a činnost OTE	0,093	Kč/kWh
náklady na "transport" elektřiny	3 605 037	Kč

Tabulka 7 – Náklady na „transport“ elektřiny 2

RCF MEGC	174 135	Kč
cena dopravy	70	Kč/km
náklady na kompresi	2,50	kWh/kg
cena elektřiny	1,65	Kč/kWh
roční produkce vodíku	87 600	kg
aditivní náklady na transport vodíku - 70 km	4 113 543	Kč
aditivní náklady na transport vodíku - 60 km	3 605 037	Kč
aditivní náklady na transport vodíku - 40 km	2 580 543	Kč
aditivní náklady na transport vodíku - 20 km	1 558 543	Kč

Tabulka 8 – Aditivní náklady na transport vodíku

3.4 Cena silové elektřiny

V mnou navrhovaném modelu počítám s napájením elektrolyzérů primárně z fotovoltaické nebo větrné elektrárny doplněným o napájení ze soustavy v době nedostatečné výroby zdroje. Z analýzy výrobní bilance je zřejmé, že pro pokrytí většiny energetických nároků elektrolyzérů při daném objemu vyrobeného vodíku je zapotřebí napojení na zdroj elektrické energie o instalovaném výkonu v řádech megawattů. V následujících odstavcích se budu zabývat stanovením ceny silové elektřiny vykupované jak z tohoto zdroje, tak ze sítě.

3.4.1 Výkup z OZE

Pokud by můj teoretický model počítal s napojením na FVE, nabízí se v ČR v současné době 13 fotovoltaických parků, které disponují instalovaným výkonem alespoň 10 MWp. Všechny tyto FVE byly uvedeny do provozu v letech 2009 až 2010 během takzvaného solárního boomu. Tyto zdroje čerpají provozní podporu ve formě garantované výkupní ceny nebo zeleného bonusu. Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 7/2020 ze dne 30. září 2020, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie, [35] udává následující hodnoty provozních podpor pro FVE o výkonu vyšším než 30 kWp, které byly uvedeny do provozu v roce 2009 nebo 2010.

Provozní podpora pro FVE nad 30 kW			
Datum uvedení do provozu	Výkupní ceny (Kč/MWh)	Zelený bonus (Kč/MWh)	rozdíl (Kč/MWh)
2009	16 240	15 346	894
2010	15 117	14 223	894

Tabulka 9 – Provozní podpora pro FVE nad 30 kW

Podpora formou garantování výkupní ceny se vztahuje pouze na elektřinu, která je dodána do distribuční nebo přenosové soustavy. Při zužitkování elektřiny v místě výroby, což je případ mého modelu, je možné využít pouze zelený bonus, který se vztahuje k vyrobené elektřině, nikoli k dodané do sítě. Čerpá-li výrobní elektřiny provozní podporu skrze zelený bonus, dostává tuto částku za každou vyrobenou MWh, kterou si obchoduje dle své vůle. Je tedy nutné nabídnout provozovateli FVE spolupráci formou PPA (Power Purchase Agreements neboli dlouhodobé dohody o nákupu elektrické energie), kde bude sjednána vyšší cena než tržní, a zároveň musí být součet nabízené ceny a zeleného bonusu vyšší než výkupní cena.

Z roční zprávy Operátora trhu s energiemi (OTE) [17] jsem vyčetl, že průměrná marginální cena elektřiny na denním trhu byla v roce 2020 **887 Kč/MWh**. Také jsem vypočetl, že průměrná cena prodané elektřiny by pro uvažovanou FVE (výrobní diagram dle PVGIS, viz kapitola „Analýza výroby“) by v roce 2016, ze kdy pocházejí tato data, dosáhla hodnoty **851 Kč/MWh**, což je jen o 9 Kč/MWh méně než průměrná marginální cena na denním trhu daného roku. Průměrnou marginální cenu je tedy možné brát jako relevantní hladinu pro úvahu nad možnostmi FVE prodat svou elektřinu na trhu.

Provozovateli tedy musíme nabídnout cenu vyšší, než je 887 Kč/MWh, ale také zároveň vyšší, než je rozdíl mezi garantovanou výkupní cenou a zeleným bonusem, aby se provozovateli vyplatilo čerpat podporu formou zeleného bonusu. Má-li tedy být pro provozovatele nabídka ekonomicky zajímavá tak, aby měl z realizace tohoto teoretického projektu ekonomický profit, je třeba mu nabídnout odkup elektřiny alespoň ve výši **1 000 Kč/MWh**.

U varianty výkupu elektřiny z větrné elektrárny je situace obdobná, neboť rozdíl mezi výkupní cenou a zeleným bonusem pro tyto zdroje se pohybuje také kolem 900 Kč/MWh, a navíc jsem vypočetl, že průměrná marginální cena pro typovou VtE (vycházím zde z výrobního diagramu od ČEZ DISTRIBUCE a.s.) by byla v roce 2020 o 38 Kč/MWh nižší než průměrná marginální cena na denním trhu. [17] Cenová nabídka na úrovni **1 000 Kč/MWh** by tedy měla být výhodná i pro provozovatele větrné elektrárny.

3.4.2 Výkup z elektrizační soustavy

Pro určení cenové hladiny elektřiny, kterou je třeba nakupovat pro obě varianty provozování ekologických autobusů ze soustavy, budu předpokládat nákup na velkoobchodním trhu s elektřinou bez zprostředkování obchodníkem s energiemi.

Při výkupu elektřiny ze sítě pro variantu s FC busy, tedy při nakupování elektřiny pro doplnění odběru ze zdroje ve dnech, kdy zdroj nezvládne dodat dostatečné množství elektřiny, lze využít flexibilní a akumulací charakter mnou navrženého systému. Elektřina ze sítě by byla zpravidla odebírána v nočních hodinách, když by bylo jasné, kolik vodíku se stačilo vyrobit přes den a zda to stačí na

pravidelný odběr vodíku do dopravního kontejneru. Pro zjednodušení lze říct, že systém bude odebírat elektřinu v zátěžovém pásmu offpeak load, které nastává mezi 20. hodinou večerní a 8. hodinou ranní. Průměrná marginální cena na denním trhu v pásmu Offload (SPOT MARKET OFFPEAK LOAD INDEX ČR) byla dle OTE 791 Kč/MWh. [17] Pro výpočet tedy budu uvažovat odběr v tomto schématu za cenu **800 Kč/MWh**.

Odběr elektřiny pro potřeby provozu elektrobusů nastává ve špičkovém pásmu (peak load) pro rychlodobíjení, ale zároveň také v pásmu v offpeak load při nočním dobíjení. Pro stanovení ceny tohoto odběru tak použijeme průměrnou marginální cenu v roce 2020, která byla 887 Kč/MWh. Pro kalkulaci budu tedy uvažovat cenu silové elektřiny **900 Kč/MWh**.

3.5 Kompresie vodíku

Vodík musí být před transportem, vzhledem ke své velmi nízké hustotě, stlačen. Převážný tlak v MEGC kontejneru je 200 bar. Výstupní tlak vodíku vyrobeného v elektrolyzátoru je 35 bar. Velkokapacitní zásobník je dimenzován dokonce na tlak 40 bar. Literatura uvádí, že měrná energie potřebná ke kompresi vodíku z výchozího tlaku 20 bar na tlak 350 bar je 1,05 kWh/kg. Při započtení účinnosti komprese, která zpravidla nepřesahuje 50 %, se spotřeba kompresoru pohybuje mezi 2 a 4 kWh/kg. [15] Vzhledem k tomu, že v mém modelu bude prováděna komprese menšího rozsahu (z 35 nebo 40 bar na 200 bar), budu počítat s konzervativní hodnotou spotřeby kompresoru **2,5 kWh/kg**.

Pro aplikaci v mnou navrhovaném modelu je potřeba velkokapacitní kompresor, který zvládne stlačit denní produkci vodíku za přiměřenou dobu (jedna až dvě hodiny) na hodnotu 200 bar. Množství plynu, který kompresor zvládne za hodinu stlačit, se uvádí v Nm³. Množství vodíku, který bude denně transportován, je 240 kg (kapitola „Náklady na elektřinu FC busů“), což je v přepočtu cca 2 860 Nm³ (hustota vodíku při běžných podmínkách je 0,084 kg/m³). Cena takto dimenzovaného kompresoru se pohybuje v řádech desítek tisíc dolarů. [16] Jako konzervativní hodnotu jsem pro pozdější kalkulace odhadnul cenu 35 000 USD, tedy asi **750 000 Kč**.

3.6 Nájezd autobusů

Při srovnání bateriových elektrobusů a vodíkových fuel cell busů z pohledu dosažitelného denního nájezdu v provozu MHD je nutné konstatovat, že FC busy mají v tomto ohledu navrch z důvodů rychlého doplnění paliva. Natankování stlačeného vodíku do integrované nádrže autobusu netrvá zpravidla více než 3–5 minut. Naproti tomu bateriovému elektrobusu trvá i při nabíjení rychlodobíjecí stanicí plně nabití baterií minimálně desítky minut, spíše ale nižší jednotky hodin, záleží zde hlavně na výkonu nabíjecí stanice.

Podle Dopravního podniku města Hradec Králové je denní nájezd při celodenním provozu se třemi třicetiminutovými zastávkami na dobíjení 250–300 km. Bez denního dobíjení pak 150–170 km,

s takovým schématem provozu ovšem nepočítám, neboť mnou uvažované schéma disponuje dostatkem rychlodobíjecích stanic pro průběžné denní dobíjení, konkrétně jednou rychlodobíjecí stanicí na čtyři elektrobusy.

Provoz MHD s sebou nese kromě částečně sezónního charakteru (nižší frekvence spojů například v období letních prázdnin) také nutnost vytvoření určité rezervy provozní kapacity, například kvůli riziku poruchy některého zařízení. V rámci své kalkulace proto uvažuji průměrný denní nájezd jednoho BE busu **250 km**. Dvanáct takových vozidel tedy bude mít průměrný denní nájezd **3 000 km**.

Jeden elektrobus tedy průměrně najede 250 km/den ovšem i se započtením tří třicetiminutových zastávek pro částečné dobíjení. FC bus však bude potřebovat mnohem kratší čas na doplnění paliva. Jednak kvůli vyššímu dojezdu na jedno natankování (například Solaris Urbino 12 hydrogen má deklarovaný dojezd 350 km [14]), ale zvláště kvůli krátkému času, který je potřebný pro natankování. Stejnou denní kilometráž jako dvanáct bateriových elektrobusů tedy může obstarat i menší počet FC busů. Konkrétně pokud bychom měli k dispozici 11 FC busů, musel by jejich průměrný denní nájezd být pro každý autobus o 23 km vyšší než u elektrobusu. K této teoretické vzdálenosti má FC bus k dispozici čas, který musí strávit elektrobus u dobíjecích stanic, tedy asi 90 minut. Z toho plyne, že FC bus musí jet průměrnou rychlostí alespoň 15,3 km/h, což je s přehledem dosažitelné i se započtením prostojů kvůli zastávkám a dopravní situaci.

Naopak pokud by flotila zahrnovala jen 10 vodíkových FC busů, musel by každý takový autobus ujet o 50 km více než elektrobus. Aby takovou vzdálenost překonal za 90 minut, musel by dosáhnout průměrné rychlosti 33 km/h. To je poměrně vysoká hodnota, zvláště s přihlédnutím k tomu, že denní nájezd všech autobusů 3 000 km je průměrná hodnota. Pro variantu s využitím FC busů budu tedy počítat se zakoupením 11 těchto vozidel.

	BE busy	FC busy	
počet autobusů	12	11	
průměrný denní nájezd 1 autobusu	250	273	km
roční nájezd 1 autobusu	91 250	99 545	km
celkový průměrný denní nájezd	1 095 000	1 095 000	km
celkový roční nájezd	399 675 000	399 675 000	km

Tabulka 10 – Nájezd autobusů

3.7 Vyčíslení finančních nákladů a výdajů

Aby bylo možné srovnat finanční náročnost modelů provozování MHD s BE busy a FC busy, je potřeba definovat a vyčísřit všechny náklady a výdaje obou variant. Ty budou zahrnovat i náklady na veškerou infrastrukturu, kterou je pro potřeby provozů potřeba pořídit. Naopak v tomto srovnání nebudu

započítávat náklady na pozemky a osobní náklady, tedy mzdy zejména řidičů autobusů. Pro variantu s využitím vodíkových autobusů budu vyčíslvat stav při připojení na FV zdroj o instalovaném výkonu 10 MWp a při operační vzdálenosti elektrolyzér-plnicí stanice 40 km.

4.7.1 Investiční výdaje

Prvním aspektem, díky kterému lze ekonomicky porovnávat varianty, jsou investiční náklady. V následujících odstavcích tedy vyčíslím celkové investiční náklady obou variant včetně nákladů na veškerou infrastrukturu potřebnou k provozu.

3.7.1.1 FC busy

V tomto modelu počítám s jedenácti FC busy o standardní délce vozidel MHD 12 m. Projekt Evropské unie na podporu zavádění vodíkových autobusů do praxe JIVE 2 stanovuje maximální cenu jednoho FC busu v rozmezí 625 000 až 650 000 EUR. [4] Že je taková cenová hladina komerčně dosažitelná ukazuje například projekt německého města Wuppertal, které nakoupilo v roce 2019 deset FC busů za cenu 650 000 EUR, tedy asi **16 900 000 Kč** při kurzu 26 CZK/EUR. [5] Tuto cenu použiji i v mé kalkulaci. Předpokládaná životnost je i s ohledem na zkušenosti společnosti ÚJV Řež a.s. s provozováním experimentálního vodíkového autobusu TriHyBus 12 let.

Další částí projektu je pořízení plnicí vodíkové stanice, která je uzpůsobená k čerpání stlačeného vodíku o tlaku 350 bar. Podle informací od společnosti ÚJV je součástí této stanice plnicí zařízení, kompresor a stacionární zásobník vodíku s pracovním tlakem 40 bar a kapacitou 60 m³. Pořizovací náklady na tuto plnicí stanici se podle ÚJV pohybují kolem 1 000 000 EUR (**26 000 000 Kč**). Stejný údaj lze nalézt například v tiskové zprávě ČTK věnující se výstavbě prvních komerčních vodíkových plnicích stanic v ČR. [1] Životnost plnicí stanice odhaduje ÚJV na 20 let.

Dále je nutné započítat do investičních nákladů stacionární elektrolyzér, který je umístěn u zdroje elektrické energie. Pro přesnou specifikaci dostupných elektrolyzérů jsem použil seznam komerčně dostupných elektrolyzérů z dokumentu „Technicko-ekonomické posouzení implementace vodíkového pohonu v Ústeckém kraji“ [3]. Z dostupných zařízení jsem pro svou úvahu vybral typ Areva H2Gen - PEM Elyte 200, který disponuje maximálním výkonem 1 MW, při kterém je deklarovaná produkce vodíku 240 Nm³/hod. Tržní cena tohoto elektrolyzéru se pohybuje kolem **37 000 000 Kč**. Deklarovaná životnost zařízení je 20 let.

Jelikož se plnicí stanice a elektrolyzér v uvažovaném modelu nenacházejí na stejném místě, je nutné kalkulovat i s investičními náklady na stacionární velkokapacitní zásobník a kompresor v blízkosti elektrolyzéru. Dle studie „Technicko-ekonomické posouzení implementace vodíkového pohonu v Ústeckém kraji“ [3] se cena velkokapacitního zásobníku o objemu 95 m³ a pracovním tlaku 40 bar pohybuje okolo **5 000 000 Kč**. Životnost vodíkového zásobníku je uváděna jako 20 let. [6] Vzhledem k

diskontní sazbě dvou procent (bude diskutováno v samostatné podkapitole) je RCF tohoto zásobníku **305 784 Kč**.

Výběrem a cenovým ohodnocením kompresoru jsem se zabýval již v kapitole „Komprese vodíku“. Cenu kompresoru s příslušnými parametry jsem stanovil na **750 000 Kč**. Odhadovaná životnost kompresoru je 15 let.

Jak již bylo zmíněno výše, v tomto modelu počítám se zakoupením MEGC kontejneru. Podle informací od firmy Cylinders holding a.s. je při uvažovaném objemu 250–300 kg orientační cena takového kontejneru 150 000 EUR, tedy přibližně **3 900 000 Kč** při kurzu 26 Kč/EUR. Hodnota RCF tohoto zařízení pak vychází na **174 135 Kč**.

Investiční výdaje		
cena za jeden autobus	16 900 000	Kč
počet autobusů	11	
životnost autobus	12	let
celková cena autobusů	185 900 000	Kč
životnost elektrolyzéry	20	let
cena elektrolyzéry	37 000 000	Kč
životnost čerpací stanice	20	let
cena čerpací stanice	26 000 000	Kč
životnost velkokapacitního zásobníku	20	let
cena velkokapacitního zásobníku	5 000 000	Kč
životnost MEGC kontejneru	30	let
cena MEGC kontejnerů	3 900 000	Kč
životnost kompresoru	15	let
cena kompresoru	750 000	Kč
celkové investiční výdaje	258 550 000	Kč

Tabulka 11 – Investiční výdaje (varianta s FC busy)

3.7.1.2 BE busy

Investiční výdaje této varianty lze rozdělit na dvě části. První budou tvořit vstupní investice a druhou investice, které bude nutné realizovat v průběhu životního cyklu investice, v tomto případě se jedná o výměnu trakčních akumulátorů elektrobusů.

Pro výpočet počátečních investičních nákladů této varianty používám veřejně dostupné informace o projektu města Trutnov na pořízení elektrobusů pro potřeby MHD a také data, která mně poskytl Dopravní podnik města Hradec Králové (DpmHK). Projekt města Trutnov je pro naše srovnání směrodatnější, neboť se jedná o model, kde všechny elektrobusy fungují v režimu celodenního provozu s průběžným rychlodobíjením, a jsou tak schopny realizovat denní nájezd, který je srovnatelný s denním nájezdem FC busů.

Zakázku na pořízení čtyř elektrobusů pro MHD Trutnov získala firma Škoda Electric svou nabídkou elektrobusů Škoda 26 BB (někdy také nazývaných Škoda Perun HE) za cenu 14 585 000 Kč bez DPH [8], s DPH tedy 18 462 025 Kč. Vzhledem k tomu, že v této práci počítám s provozem dvanácti elektrobusů, dovolil jsem si vzít v úvahu úsporu z rozsahu ve výši 10 %. Při započtení této úspory vychází cena za jeden elektrobus jako cca **16 600 000 Kč**. Elektrobusy Škoda 26 BB disponují bateriovým systémem o kapacitě 222 kWh, což v kombinaci s rychlodobíjecími stanicemi zajišťuje možnost celodenního provozu o denním nájezdu až 300 km. Dosažitelnost minimálně této hodnoty uvádí také DpmHK. V této kalkulaci však počítám s průměrným denním nájezdem 250 km, viz kapitola „Nájezd autobusů“. Životnost elektrobusů se obvykle odhaduje na 12 let. [9]

Další investiční položkou je dobíjecí infrastruktura. Zde vycházím z nákladů na dobíjecí areál v Trutnově, který zahrnuje jednu dobíjecí stanici pro denní dobíjení o výkonu 150 kW a čtyři stanice pro noční dobíjení o výkonu 75 kW. Výstupem všech dobíjecích stanic je stejnosměrný proud (DC stanice) a vývodní kabely jsou v souladu se standardem CCS/COMBO 2. Vybudování takového areálu vyšlo na 20 000 000 Kč. [8] K provozování dvanácti elektrobusů je potřeba dimenzovat dobíjecí areál na trojnásobek oproti trutnovskému projektu. To znamená 3 dobíjecí stanice o výkonu 150 kW a dvanáct stanic pro noční dobíjení o výkonu 75 kW. Pokud budu opět uvažovat s 10% úsporou z rozsahu, vycházejí investiční náklady na dobíjecí infrastrukturu asi **54 000 000 Kč**. Při výpočtu uvažuji dobu životnosti dobíjecí infrastruktury 12 let. V trutnovském dobíjecím areálu je dle informací ČEZ ESCO použito napájení z trafostanice, která slouží více odběratelům, proto její cena není zahrnuta v ceně výstavby areálu a do své kalkulace proto musím náklady na tuto trafostanici připočíst. Podle firmy Power-Energo s.r.o. je cena olejového transformátoru 22/0,4 kV o výkonu s dostatečnou rezervou (1 600 kV) **420 000 Kč**. Životnost trafostanic je obvykle poměrně dlouhá, pro náš výpočet jsem zvolil očekávanou životnost 30 let.

Počáteční investiční výdaje		
cena za jeden autobus	16 615 823	Kč
životnost autobusu	12	let
celková cena autobusů	199 389 873	Kč
počet dobíjecích komplexů (4+1)	3	ks
cena dobíjecího komplexu (4+1)	20 000 000	Kč
životnost dobíjecích stanic	12	let
cena dobíjecích stanic	54 000 000	Kč
životnost trafostanice	30	let
cena trafostanice - 22/0,4 kV	420 000	Kč
celkové počáteční investiční výdaje	253 809 873	Kč

Tabulka 12 – Počáteční investiční výdaje (varianta s BE busy)

Dále se zaměřím na odhad nutných investičních výdajů během životního cyklu projektu. Určit cenu výměny trakčních akumulátorů není jednoduché. Jde o investici, která bude realizována minimálně 5 let od počáteční investice, a do cenového vývoje tedy může vstoupit mnoho faktorů. Dále není jasné, zda je opravdu nutné provádět výměnu celého bateriového systému v průběhu cyklu. Například Dopravní podnik města Hradec Králové popsal zkušenosti s dvouletým provozem elektrobusů takto: „Průběžně dochází k výměně článků u jednotlivých vozidel nepotvrzuje se predikovaný úbytek kapacity baterií a dochází k rámcové obnově jednotlivých článků. Ve voze jej jich 33 000 kusů a výměna se týká např. 28 kusů, lze tedy předpokládat, že se nepotvrdí výměna všech článků 1x za životnost.“ [39]

Podle agentury Bloomberg [12] by po roce 2024 by měla poklesnout cena trakčních baterií do elektromobilů či elektrobusů pod hodnotu 100 USD/kWh. Pokud tedy budu operovat s touto hodnotou a pokud budu předpokládat, že během životního cyklu bude nutné vyměnit pouze 75 % článků, dostávám se k ceně výměny baterií pro všech dvanáct elektrobusů, která je rovna **4 315 680 Kč**. Tuto investiční položku zařadíme pro zjednodušení do 6. roku provozování, tedy do poloviny životnosti investice. Zařazení do konkrétního roku využijeme ve výpočtu NPV této varianty.

Investiční výdaje v průběhu životního cyklu		
předpokládaná životnost akumulátoru	6	let
kapacita akumulátoru	222	kWh
výměna baterie	100	USD/kWh
výměna baterie	2 160	Kč/kWh
články k výměně	75	%
výměna akumulátoru pro jeden EV bus	359 640	Kč
výměna akumulátorů	4 315 680	Kč

Tabulka 13 – Investiční výdaje v průběhu životního cyklu (varianta s BE busy)

3.7.2 Provozní náklady

V této části se budu zabývat ročními hodnotami provozních nákladů obou variant. Do provozních nákladů varianty s vodíkovými autobusy je nutné zahrnout kromě nákladů na elektřinu a údržbu autobusů, plnicí stanice a elektrolyzéry také náklady na každodenní přepravu MEGC kontejneru pro transport vodíku od místa výroby k plnicí stanici. Provozní náklady varianty autobusů s trakčními akumulátory dělím na náklady na elektřinu, vytápění interiéru autobusů (tato položka se u první varianty neobjevuje, o tom více níže) a na údržbu elektrobusů a dobíjecí infrastruktury.

3.7.2.1 FC busy

3.7.2.1.1 Náklady na elektřinu

Nejprve se zaměřím na výpočet ročních nákladů na elektřinu pro výrobu vodíku v elektrolyzéro. Vstupy pro tento výpočet jsou průměrná spotřeba vodíku a průměrný denní nájezd FC busu, spotřeba elektřiny elektrolyzéro a cena nakupované elektřiny.

Průměrná spotřeba FC busu se, podle informací ÚJV, pohybuje od 7 do 10 kg na 100 km. Velmi přitom záleží na rychlosti a dynamice jízdy. Obecně platí, že s rostoucí frekvencí zastavování a s rostoucí hustotou dopravy průměrná rychlost klesá a spotřeba se blíží k hodnotám 7–8 kg/100 km. Pro výpočet беру v potaz průměrnou spotřebu **8 kg/100 km**. Průměrný nájezd jednoho autobusu jsem stanovil v kapitole „Nájezd autobusů“ na **273 km**.

Vybraný elektrolyzér dosahuje dle technických údajů spotřeby 4,4–4,7 kWh/Nm³. Jelikož v tomto modelu pracuje elektrolyzér často s nižším výkonem, než je výkon maximální, je vhodné brát v potaz spíše vyšší hodnotu spotřeby elektřiny **4,6 kWh/Nm³**. Jelikož normativní metry krychlové (Nm³) lze pomocí tabulkové hodnoty hustoty vodíku (0,084 kg/m³) jednoduše převést na kilogramy, lze si spotřebu elektrolyzéro stanovit také jako **54,8 kWh/kg**. K této hodnotě je třeba přičíst energetické nároky komprese vodíku. Ty byly stanoveny v kapitole „Komprese vodíku“ na **2,5 kWh/kg**. Souhrnná spotřeba elektřiny na výrobu a kompresi vodíku pro přepravu je tedy **57,3 kWh/kg**. Celkové roční nároky na elektřinu poté vychází na **5 016 143 kWh**. Jaká část z této sumy bude odebrána ze zdroje a jaká ze sítě, závisí na velikosti a typu zdroje, u kterého bude nainstalovaný elektrolyzér. Pro primární výpočet jsem zvolil konzervativní variantu s fotovoltaickou elektrárnou o instalovaném výkonu **10 MW**. V kapitole „Analýza výrobní bilance“ jsem určil, že elektrolyzér odebere v takovém případě za rok **1 740 484 kWh** ze sítě a že systém nebude ani jeden měsíc soběstačný, tudíž je nutné započítat platbu za rezervovaný příkon na všech dvanáct měsíců. Cenu silové elektřiny jsem pro odběr ze zdroje stanovil na **0,8 Kč/kWh**. Ze zdroje je pak elektřina vykupována za **1 Kč/kWh**. Ostatní položky celkové ceny elektřiny jsou regulovány Energetickým regulačním úřadem. Jejich aktuální výši jsem odečetl z „Cenového rozhodnutí ERÚ č. 9/2020“. [9] Při výpočtu konečné ceny elektřiny pak záleží na rezervovaném příkonu, ten odpovídá příkonu elektrolyzéro **1 MW**, a na distribučním území, ve kterém se areál nachází. Pro tento teoretický model jsem zvolil distribuční území společnosti ČEZ Distribuce, a.s.

Náklady na elektřinu		
příkon elektrolyzéro	1	MW
průměrná spotřeba autobusu	0,08	kg/km
průměrná denní spotřeba vodíku	240	kg
spotřeba elektrolyzéro	4,60	kWh/Nm ³
spotřeba elektrolyzéro	54,76	kWh/kg
spotřeba kompresoru	2,50	kWh/kg
průměrná denní spotřeba elektřiny	13 743	kWh
roční produkce vodíku	87 600	kg
roční spotřeba elektřiny	5 016 143	kWh
elektřina odebraná ze zdroje	2 275 659	kWh
elektřina odebraná ze sítě	2 740 484	kWh
cena silové elektřiny ze zdroje	1,0	Kč/kWh
cena silové elektřiny ze sítě	0,8	Kč/kWh
cena za rezervovaný příkon	176 388	Kč/MW/měsíc
cena za rezervovaný příkon	2 116 656	Kč
cena za distribuci a přenos elektřiny	0,5960	Kč/kWh
cena za úhradu nákladů spojených s POZE	0,2622	Kč/kWh
cena za systémové služby a činnost OTE	0,0934	Kč/kWh
celková cena elektřiny	1,94	Kč/kWh
roční náklady na elektřinu	9 740 506	Kč
roční náklady na elektřinu	8,90	Kč/km

Tabulka 14 – Náklady na elektřinu (varianta s FC busy)

Měrná cena elektřiny po výpočtech dosahuje **1,94 Kč/kWh**. Roční náklady na odebranou elektřinu jsou v tomto případě **9 740 506 Kč**, po přepočtu na kilometry pak **7,82 Kč/km**.

3.7.2.1.2 Náklady na topení

Energie, která je produkována palivovým článkem autobusu, je z poloviny energií elektrickou a z poloviny tepelnou. Tepelná energie je pro napájení trakčního zařízení zbytečná a stává se tak fakticky odpadním teplem. Toho využívají konstruktéři FC busů k zajištění vytápění interiéru. Zkušenosti společnosti ÚJV Řež a.s. říkají, že tato tepelná energie stačí k dostatečnému tepelnému komfortu autobusu MHD, není-li venkovní teplota hluboko pod nulou. Konkrétně v experimentálním FC busu této společnosti TriHyBus bylo využíváno odpadního tepla palivového článku o parametrech 50 kW tepelného výkonu při teplotě tepelného média 60 °C. Do provozních nákladů FC busů tak není třeba započítávat jakékoliv náklady na topení.

3.7.2.1.3 Náklady na dopravu vodíku

Velikost těchto nákladů bude záležet na vzdálenosti mezi výrobou vodíku a místem plnění do FC busů. Transportní firma TST Saqia Zlín CZ odhadla, vzhledem k velkým rozměrům MEGC kontejneru, bezpečnostním požadavkům a časové a technické náročnosti spojené s čerpáním a tlakováním vodíkového plynu, měrné náklady na transport vodíku na 70 Kč/km. Náklady na dopravu vodíku jsou tedy samozřejmě přímo úměrné vzdálenosti elektrolyzéro a plnicí stanice. Pro primární výpočet jsem

zvolil vzdálenost **40 km**. Celkové náklady se samozřejmě skládají z dvou cest denně, neboť kontejner musí být zpět dopraven na místo výroby vodíku.

Náklady na přepravu vodíku		
vzdálenost elektrolyzér - plnicí stanice	40	km
cena dopravy	70	Kč/km
cena za jednu přepravu	5 600	Kč
roční náklady na přepravu vodíku	2 044 000	Kč

Tabulka 15 – Náklady na přepravu vodíku (varianta s FC busy)

3.7.2.1.4 Náklady na údržbu

Roční náklady této varianty projektu na údržbu zařízení zahrnují náklady na údržbu všech FC busů, plnicí stanice a elektrolyzéry.

Náklady na údržbu FC busů jsou většinou vztaženy k ujeté vzdálenosti autobusů. Jako zdroj dat jsem v této problematice použil „American Fuel Cell Bus Project Evaluation: Third Report“ [10], což je studie americké „Národní laboratoře pro obnovitelnou energii“ z roku 2017 zabývající se projektem provozování čtyř FC busů ve státě Kalifornie. Tato studie využívající data z praktického provozu vyčíslila náklady na údržbu FC busů na 0,42 USD na míli, což je při kurzu 21 CZK/USD cca 5,5 Kč/km. Z toho více než polovinu tvoří náklady na pohonný systém autobusu, tedy zejména na opravy elektromotoru a repasi palivových článků a trakčních baterií. Druhá část těchto nákladů zahrnuje zejména opravy karoserie, skel a laku po nehodách a náklady na běžný servis (výměna pneumatik, brzd, světel...) a preventivní prohlídky. Tyto měrné náklady však zahrnují i neplánované výdaje na údržbu způsobené neočekávanými událostmi. Aby byly náklady na údržbu této varianty srovnatelné se stejnou položkou u varianty s elektrobusy, použil jsem údaj z této studie, který uvádí plánované výdaje na údržbu vodíkového autobusu. Ty jsou ve výši 0,08 USD na míli, což je v přepočtu cca **1,08 Kč/km**. Při uvažovaném ročním nájezdu autobusu 273 km je tedy možné stanovit roční výši nákladů na údržbu FC busu na **107 509 Kč**.

Roční náklady na údržbu a provoz (včetně nákladů na energie) plnicí stanice se podle ÚJV Řež a.s. pohybují okolo 5–10 % z hodnoty investice, tedy cca **2 000 000 Kč**. Roční údržba elektrolyzéry, která zahrnuje rutinní servis a výměnu iontoměničů, stojí cca **660 000 Kč**. [3]

Náklady na údržbu		
roční údržba plnicí stanice	2 000 000	Kč
roční údržba elektrolyzérů	660 000	Kč
údržba FC busů	1,08	Kč/km
roční údržba jednoho FC busu	107 509	Kč
roční údržba FC busů	1 182 600	Kč
celková roční náklady na údržbu	3 842 600	Kč

Tabulka 16 – Náklady na údržbu (varianta s FC busy)

3.7.2.1.5 Celkové roční provozní náklady

Celkové provozní náklady jsou sumou nákladů na elektřinu, na přepravu vodíku a na údržbu veškerého zařízení, a vyčíslil jsem je na **15 627 106 Kč**.

Provozní náklady		
roční náklady na elektřinu	9 740 506	Kč
roční náklady na přepravu vodíku	2 044 000	Kč
celkové roční náklady na údržbu	3 842 600	Kč
celkové provozní náklady	15 627 106	Kč

Tabulka 17 – Provozní náklady (varianta s FC busy)

3.7.2.2 BE busy

3.7.2.2.1 Náklady na elektřinu

Podle Dopravního podniku města Hradec Králové je průměrná spotřeba elektrobuse cca **1 kWh/km**. Při uvažovaném denním nájězdě to znamená, že dvanáct elektrobuseů spotřebuje za jeden rok asi **1 095 000 kWh**. Cena samotné silové elektřiny je **0,9 Kč/kWh**, jak již bylo uvedeno v kapitole „Cena silové elektřiny“.

Kromě toho je nutné k nákladům za elektřinu připočítat regulovanou složku. Ta se skládá z nákladů na rezervovaný příkon, měrné ceny za distribuci a přenos elektřiny, účtované podpory obnovitelných zdrojů energie a nákladů na systémové služby vlastníka přenosové soustavy a činnost OTE. Výši všech těchto položek stanovuje „Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 9/2020“. [9] Jako distribuční území jsem stejně jako u variant s FC busy zvolil oblast ČEZ Distribuce, a.s. Sjednaný rezervovaný příkon se bude rovnat příkonu všech dobíjecích stanic pro pomalé dobíjení, neboť nejvyšší odběr dobíjecí areál zaznamená v případě, že budou všechny elektrobusey najednou dobíjeny z těchto stanic. Příkony dobíjecích stanic jsem stanovil podle technických specifikací dobíjecích stanic realizovaných pro projekt trutnovského MHD. Tato specifikace mi poskytla společnost ČEZ ESCO, která se na projektu podílela.

Náklady na elektřinu		
příkon 75kW dobíjecí stanice	80	kVA
příkon 150kW dobíjecí stanice	165	kVA
celkový příkon	960	kVA
cena za rezervovaný příkon	176 388	Kč/MW/měsíc
cena za rezervovaný příkon	2 031 990	Kč
průměrná spotřeba autobusu	1	kWh/km
roční spotřeba elektřiny	1 095 000	kWh
cena silové elektřiny	0,9	Kč/kWh
cena za distribuci a přenos elektřiny	0,5960	Kč/kWh
cena za úhradu nákladů spojených s POZE	0,2622	Kč/kWh
cena za systémové služby a činnost OTE	0,0934	Kč/kWh
celková cena elektřiny	3,71	Kč/kWh
roční náklady na elektřinu	4 059 437	Kč
roční náklady na elektřinu	3,71	Kč/km

Tabulka 18 – Náklady na elektřinu (varianta s BE busy)

Celkové náklady na dodávku elektrické energie lze tedy vyčíslit na **4 059 437 Kč**. Cena jedné kilowatthodiny vychází na **3,71 Kč**, což je vyšší cena než u první varianty (**1,94 Kč**). Měrné náklady na elektřinu přepočtené na ujetý kilometr jsou ovšem výrazně nižší ($3,71 \times 7,82$ Kč/km), což je dáno faktem, že u varianty s elektrobusy nedochází k ztrátám způsobeným transformacemi energie.

3.7.2.2.2 Náklady na vytápění

Ve většině dnes využívaných elektrobusů je instalován dieselový vytápěcí systém. Ač jde tento postup proti jednomu z hlavních argumentů pro zavádění elektrobusů do praxe – ekologii, jedná se prakticky o jediné řešení, které zamezí výraznému snížení dojezdu elektrobusu, neboť elektrické vytápění je energeticky náročné a kapacita akumulátorů omezená.

Dopravní podnik města Hradec Králové uvedl, že průměrná spotřeba dieselového vytápění je **0,5 l** za hodinu, přičemž topení je obvykle zapínáno od října do března. Řekněme, že denní doba provozu topení je, včetně vytápění před začátkem směny kvůli zachování komfortu cestujících i řidiče, zhruba **16 hodin** a topení musí být zapnuta ve **165 dnech** v roce, neboli po dobu 5,5 měsíců. Cena nafty je poměrně proměnlivá, pro potřeby výpočtu jsem zvolil její výši na **30 Kč/l**.

Náklady na vytápění		
spotřeba vytápění	0,5	l/h
průměrný denní provoz	16	h
topné období	165	dni
roční spotřeba paliva	15 840	l
cena paliva	30	Kč/l
roční náklady na vytápění	475 200	Kč

Tabulka 19 – Náklady na vytápění (varianta s BE busy)

Celkové roční náklady na vytápění pro dvanáct BE busů potom vychází jako **475 200 Kč**.

3.7.2.2.3 Náklady na údržbu

Tato nákladová položka se skládá z nákladů na údržbu elektrobuseů a dobíjecí infrastruktury, přičemž do nákladů na údržbu elektrobuseů už nezahrnuji náklady na výměnu trakčních akumulátorů elektrobuseů, neboť jsem tuto položku už zařadil do kategorie investičních nákladů realizovaných v průběhu životního cyklu investice.

V této části se tedy budu zabývat pouze náklady na běžné či pravidelné servisní úkony na BE busu. Dle článku „Comparison of the Lifecycle Cost Structure of Electric and Diesel Buses“ [11] jsou roční výdaje na výměnu pneumatik, technické kontroly, údržbu brzdného systému a další běžné úkony ve výši 5 350 EUR. Tato studie počítá s ročním nájezdem elektrobuseu kolem 72 000 km. V mé kalkulaci ovšem беру v potaz předpokládaný nájezd více než 91 000 km. Náklady na běžnou údržbu elektrobuseu jsem tedy proporčně navýšil na 6 760 EUR, to je cca 176 000 Kč. Roční cena za údržbu všech dvanácti elektrobuseů se pak bude pohybovat kolem **2 112 000 Kč**.

Podle společností DpmHK a ČEZ ESCO, které mají zkušenosti s provozováním dobíjecích stanic pro elektrobusey MHD v Hradci Králové, respektive v Trutnově, jsou náklady na údržbu dobíjecích stanic v porovnání s celkovými náklady projektů zanedbatelné. V literatuře jsem našel alespoň hodnotu ročních nákladů na údržbu rychlodobíjecích DC stanic. Pro stanici o výkonu 350 kW jsou ve výši 4 000 EUR a pro tu o výkonu 150 kW 2 000 EUR. [13] Při předpokladu lineární závislosti nákladů na údržbu stanice na jejím výkonu pak lze odhadnout náklady na údržbu stanice o výkonu 75 kW na 1 000 EUR. Jelikož model obsahuje tři dobíjecí stanice s výkonem 150 kW a dvanáct s výkonem 75 kW, vycházejí celkové náklady na dobíjecí infrastrukturu na **468 000 Kč**.

Náklady na údržbu		
roční údržba 150 kW dobíjecí stanice	52 000	Kč
roční údržba 75 kW dobíjecí stanice	26 000	Kč
roční údržba dobíjecí infrastruktury	468 000	Kč
roční údržba elektrobuseu	176 000	Kč
roční údržba elektrobuseů	2 112 000	Kč
celková roční náklady na údržbu	2 580 000	Kč

Tabulka 20 – Náklady na údržbu (varianta s BE busy)

3.7.2.2.4 Celkové provozní náklady

Celkové provozní náklady na provozování dvanácti elektrobuseů pro potřeby MHD vychází na **7 114 637 Kč**. Tato částka je podstatně nižší než u první varianty, což je dané nižšími náklady na elektřinu a údržbu, což je způsobeno i faktem, že náklady na výměnu bateriových článků elektrobuseů jsou zahrnuty v investicích v průběhu životního cyklu investice.

Provozní náklady		
roční náklady na elektřinu	4 059 437	Kč
roční náklady na vytápění	475 200	Kč
celkové roční náklady na údržbu	2 580 000	Kč
celkové provozní náklady	7 114 637	Kč

Tabulka 21 – Náklady na údržbu (varianta s BE busy)

3.8 Ekonomické srovnání

Tato část se bude zabírat samotným ekonomickým srovnáním obou variant. Pro srovnání bude využito dvou metod. Celkové náklady vlastnictví (Total cost of ownership – TCO) a Čistá současná hodnota nákladů (nákladové NPV).

Metoda TCO zahrnuje veškeré náklady po dobu životnosti projektu, a dává tak investorovi jasný obrázek o ekonomické náročnosti investice. V odvětví investic do prostředků veřejné dopravy je proto tato metoda často používána. Její nevýhodou je, že nezahrnuje časovou hodnotu peněz. Naopak NPV investice je součtem diskontovaných hotovostních toků, a časová cena finančních prostředků se tak v tomto kritériu projeví.

Budu počítat s dobou porovnání obou variant dvanáct let, neboť taková je předpokládaná ekonomická životnost autobusů (jak elektrobusů, tak FC busů). Vzhledem k tomu, že některé části investice mají předpokládanou životnost delší než 12 let a kvůli technickému pokroku v daném oboru nelze počítat s cyklickým opakováním dílčích investic pro výpočet NPV výdajů, budu kalkulovat se zbytkovými hodnotami v době ukončení projektů, tedy po dvanáct letech. To se bude samozřejmě týkat jen těch zařízení, které mají předpokládanou životnost delší než námi zvolená doba porovnání.

Dále je nezbytné počítat s růstem cen, který se projeví zvýšením provozních nákladů v průběhu životního cyklu projektu. Predikovat růst cen jednotlivých položek provozních nákladů by bylo velmi obtížné, budeme tedy pracovat s konstantním růstem cen ve výši přibližné předpokládané míry inflace, čili ve výši **3 %** a s odhadnutým konstantním růstem cen elektřiny **2 %**.

Náklady mnou navrhnutého systému provozování vodíkových autobusů částečně ovlivňují dvě proměnné, které závisejí na místních podmínkách. Jsou to velikost instalovaného výkonu obnovitelného zdroje, ze kterého by byl elektrolyzátor primárně napájen, a jeho vzdálenost od místa, které je vhodné k vybudování plnicí vodíkové stanice. Proto jsem hodnoty TCO a NPV pro variantu s FC busy zpracoval pro více scénářů.

3.8.1 Diskontní sazba

Důležitým vstupem pro výpočet efektivnosti každé investice je výše diskontní sazby. Vzhledem k tomu, že tyto teoretické investice by financovala městská samospráva, lze diskontní sazbu stanovit jako cenu

kapitálu, který by si municipalita půjčila od finančních domů. Výši úroků pro municipality banky bohužel nezveřejňují, proto jsem využil údaje České národní banky, která udává výši úrokových sazeb úvěrů pro nefinanční podniky, jež lze brát při určitém zjednodušení za podobné instituce jako městské samosprávy.

Dle posledních zveřejněných dat systému ČNB ARAD se pohybují úrokové sazby pro úvěry nefinančním podnikům s objemem nad 30 milionů Kč kolem 2 % [37]. Tuto hodnotu jsem tedy použil jako diskontní sazbu při ekonomické kalkulaci.

3.8.2 Hotovostní toky

K výpočtu obou ekonomických kritérií je nutné stanovit hotovostní toky v jednotlivých rocích provozu. Počáteční investiční výdaje jsou v tomto přehledu znázorněné jako náklady v roce 0. Investiční výdaje realizované v průběhu životního cyklu (výměna akumulátorů) pak v 6. roce. Běžné hotovostní toky (CF) zahrnují růst cen elektřiny (2 %) a ostatních položek (3 %). Diskontované peněžní toky (DCF) kromě toho ještě ztrátu hodnoty peněz v čase reprezentovanou diskontem (4 %).

V této práci pracuji s nákladovou investicí, tedy s investicí, která negeneruje žádné příjmy, a výdaje tak jsou uváděné v kladných hodnotách (provoz autobusů MHD samozřejmě příjmy generuje, ale v této práci se zabývám pouze nákladovou stránkou). Jedinou výjimkou budou předpokládané příjmy za teoretický prodej součástí investice, které nebudou po konci životního cyklu investice na konci své životnosti, tedy zbytkové hodnoty zařízení. Tento teoretický příjem je uvažován ve 13. roce investice, tedy po skončení jejího životního cyklu.

Hodnoty hotovostních toků pro variantu s FC busy jsou zde uvedeny pro referenční scénář stejně jako v kapitole „Vyčíslení finančních nákladů a výdajů“.

Roční hotovostní toky - FC busy							
rok	0	1	2	3	4	5	6
CF (Kč)	258 550 000	15 627 106	15 998 515	16 379 117	16 769 150	17 168 858	17 578 489
DCF (Kč)	258 550 000	15 320 693	15 377 273	15 434 408	15 492 103	15 550 363	15 609 195
rok	7	8	9	10	11	12	13
CF (Kč)	17 998 301	18 428 556	18 869 524	19 321 485	19 784 721	20 259 527	- 29 690 000
DCF (Kč)	15 668 604	15 728 595	15 789 174	15 850 347	15 912 120	15 974 498	- 22 951 336

Tabulka 22 – Roční hotovostní toky – FC busy

Roční hotovostní toky - BE busy							
rok	0	1	2	3	4	5	6
CF (Kč)	253 809 873	7 114 637	7 287 482	7 464 700	7 646 407	7 832 720	12 339 441
DCF (Kč)	253 809 873	6 975 134	7 004 500	7 034 153	7 064 098	7 094 336	10 957 070
rok	7	8	9	10	11	12	13
CF (Kč)	8 219 654	8 420 528	8 626 513	8 837 746	9 054 364	9 276 511	- 252 000
DCF (Kč)	7 155 703	7 186 839	7 218 281	7 250 030	7 282 091	7 314 466	- 194 804

Tabulka 23 – Roční hotovostní toky – BE busy

Při pohledu na výkazy ročních hotovostních toků investice je vidět rozdíl v provozních nákladech, ty jsou u varianty s elektrobusem v šestém roce doplněny výdajem za výměnu akumulátorů. Zbytkové hodnoty jsou poměrně výrazně vyšší u modelu s vodíkovými autobusy.

3.8.3 Ekonomická kritéria

Ekonomické hodnocení srovnává jednotlivé varianty s ohledem na investiční výdaje na autobus a infrastrukturu a jednotlivé části provozních nákladů za dvanáct let provozu, přičemž položka „infrastruktura“ zahrnuje i zbytkové hodnoty zařízení, která nejsou na konci životního cyklu. Výsledné hodnoty TCO a NPV jsou vyjádřeny v absolutních číslech i v přepočtu na ujeté kilometry.

První scénář provozu FC busů jsem nazval referenčním, pro něj byly vyčísleny finanční náklady a výdaje v předchozí kapitole, počítá s připojením k FVE o výkonu 10 MWp a vzdálenosti elektrolyzér-plnicí stanice 40 km.

Ekonomické hodnocení varianty s FC busy - referenční scénář		
autobusy	185 900 000	Kč
infrastruktura	42 960 000	Kč
elektřina	120 585 240	Kč
údržba	54 534 293	Kč
transport vodíku	29 008 508	Kč
TCO	432 988 041	Kč
TCO	32,95	Kč/km
NPV	414 485 806	Kč
NPV	31,54	Kč/km

Tabulka 24 – Ekonomické hodnocení varianty s FC busy – referenční scénář

Další dva scénáře berou v úvahu FVE o výkonu 25 respektive 40 MWp.

Ekonomické hodnocení varianty s FC busy - FVE 25 MWp		
autobusy	185 900 000	Kč
infrastruktura	42 960 000	Kč
elektřina	113 319 192	Kč
údržba	54 534 293	Kč
transport vodíku	29 008 508	Kč
TCO	425 721 993	Kč
TCO	32,40	Kč/km
NPV	408 112 234	Kč
NPV	31,06	Kč/km

Tabulka 25 – Ekonomické hodnocení varianty s FC busy – FVE 25 MWp

Ekonomické hodnocení varianty s FC busy - FVE 40 MWp		
autobusy	185 900 000	Kč
infrastruktura	42 960 000	Kč
elektřina	111 332 042	Kč
údržba	54 534 293	Kč
transport vodíku	29 008 508	Kč
TCO	423 734 843	Kč
TCO	32,25	Kč/km
NPV	406 369 162	Kč
NPV	30,93	Kč/km

Tabulka 26 – Ekonomické hodnocení varianty s FC busy – FVE 40 MWp

Následující scénář simuluje operační vzdálenost výroby a tankování vodíku 20 km.

Ekonomické hodnocení varianty s FC busy - operační vzdálenost 20 km		
autobusy	185 900 000	Kč
infrastruktura	42 960 000	Kč
elektřina	120 585 240	Kč
údržba	54 534 293	Kč
transport vodíku	14 504 254	Kč
TCO	418 483 787	Kč
TCO	31,85	Kč/km
NPV	401 792 287	Kč
NPV	30,58	Kč/km

Tabulka 27 – Ekonomické hodnocení varianty s FC busy – operační vzdálenost 20 km

Scénář nazvaný „centralizovaná infrastruktura“ počítá s nulovou vzdáleností zdroj-plnicí stanice, kdy může být dosaženo úspor nejen díky vynechání nákladů za dopravu vodíku, ale tím, že není potřeba pořizovat velkokapacitní zásobník, MEGC kontejner a kompresor.

Ekonomické hodnocení varianty s FC busy - centralizovaná infrastruktura		
autobusy	185 900 000	Kč
infrastruktura	37 800 000	Kč
elektřina	120 585 240	Kč
údržba	54 534 293	Kč
transport vodíku	-	Kč
TCO	398 819 532	Kč
TCO	30,35	Kč/km
NPV	382 919 684	Kč
NPV	29,14	Kč/km

Tabulka 28 – Ekonomické hodnocení varianty s FC busy – centralizovaná infrastruktura

Poslední scénář této varianty je optimální a kombinuje centralizovanou infrastrukturu s největším uvažovaným zdrojem o velikosti 40 MWp.

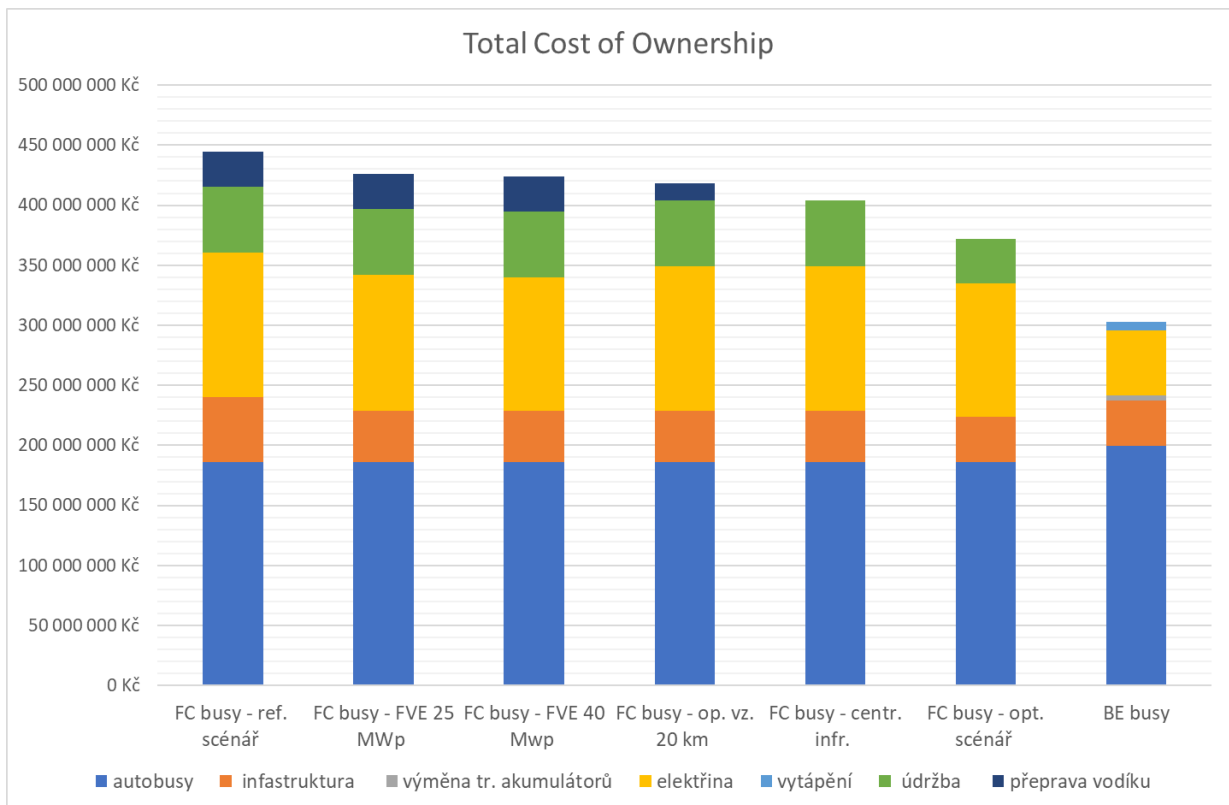
Ekonomické hodnocení varianty s FC busy - optimální scénář		
autobusy	185 900 000	Kč
infrastruktura	37 800 000	Kč
elektřina	111 332 042	Kč
údržba	54 534 293	Kč
transport vodíku	-	Kč
TCO	389 566 335	Kč
TCO	29,65	Kč/km
NPV	374 803 041	Kč
NPV	28,52	Kč/km

Tabulka 29 – Ekonomické hodnocení varianty s FC busy – optimální scénář

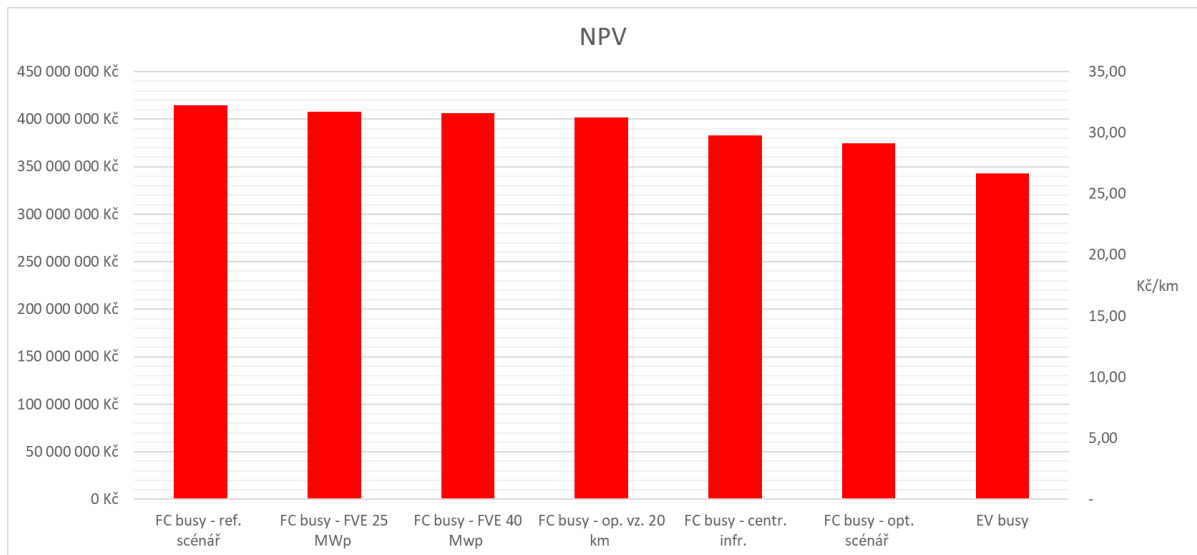
Na závěr je zde pro srovnání ekonomické hodnocení varianty s bateriovými elektrobusey.

Ekonomické hodnocení varianty s BE busy		
autobusy	199 389 873	Kč
infrastruktura	54 168 000	Kč
výměna trakčních akumulátorů	4 315 680	Kč
elektřina	54 445 533	Kč
údržba	36 615 436	Kč
vytápění	6 744 052	Kč
TCO	343 501 198	Kč
TCO	26,14	Kč/km
NPV	343 151 770	Kč
NPV	26,12	Kč/km

Tabulka 30 – Ekonomické hodnocení varianty s BE busy



Graf 3 – Total cost of ownership jednotlivých variant provozu



Graf 4 – NPV jednotlivých variant provozu

Z toho srovnání je patrné, že provozování FC busů je v každém uvažovaném scénáři ekonomicky nákladnější než provozování obdobných autobusů typu EV. Je to způsobeno vyššími provozními

náklady, které například u referenčního scénáře dosahují více než dvojnásobku provozních nákladů druhé varianty. Dále je vidět poměrně velký vliv centralizace infrastruktury na snížení celkové nákladnosti investice.

Závěr

V této bakalářské práci jsem pracoval na vytvoření modelu využití akumulace energie z OZE do vodíku a vodíkových autobusů. Tento model jsem poté porovnával s obdobným modelem využívajícím bateriové elektrobusy. Práce měla za úkol odpovědět na otázky, zda je provozování vodíkových autobusů pro MHD v ČR v současné době technicky proveditelné, jak je ekonomicky výhodné ve srovnání s provozem elektrobusů a jaké faktory brání hojnějšímu výskytu vodíkových autobusů ve flotilách městských dopravních podniků.

Povedlo se mi vytvořit model, který zahrnuje jak samotný provoz FC busů, tak proces výroby vodíku a jeho dopravy na místo plnění. Všechna zařízení, která by zajišťovala provoz tohoto teoretického projektu i jejich specifikace jsem uváděl dle reálné dostupnosti na českém či evropském trhu nebo podle reálného použití v jiných projektech. Můžu tak prohlásit, že provoz vodíkových autobusů MHD je v českých podmínkách technicky proveditelný, a to i se zahrnutím výroby z větší části bezemisního vodíku.

Můj teoretický výzkum však ukázal, že mnou navrhnutý systém není při použitém dimenzování (11 FC busů s průměrným denním nájezdem 273 km) schopný zajistit dostatek energie z OZE pro výrobu vodíku. Závislost modelu na dodávkách elektřiny ze soustavy způsobuje jednak ekonomické vícenáklady spojené s platbami za použití sítě, ale snižuje ekologický význam projektu, neboť vyrobený vodík se nedá považovat za zcela bezemisní. Využitelnost modelu v praxi by také závisel na poloze města, které by se zapojilo do tohoto projektu, neboť pro výrobu vodíkového paliva je zapotřebí velikých obnovitelných zdrojů, kterých není v ČR v současné době velké množství. Obecně pak platí, že velikost zdroje dopomáhá lepší ekonomické konkurenceschopnosti i většímu pozitivnímu vlivu na životní prostředí teoretického projektu.

Schéma, které zahrnuje oddělení místa výroby vodíku a místa plnicí stanice, je novým konceptem (nepodařilo se mi najít projekt, který by podobnou strukturu zahrnoval), jenž se ukázal být výhodným v případech, kdy se tato operační vzdálenost pohybuje v nižších desítkách kilometrů. Při větších vzdálenostech by bylo na místě tradičního umístění i přes vyšší platby za elektřinu způsobené síťovými poplatky.

V mé práci se také projevil technický rozdíl mezi variantami využívající elektrobusy s trakčními akumulátory a s vodíkovými palivovými články. Vodíkové autobusy zvládají ujet větší počet kilometrů, což je způsobeno jejich rychlým doplňováním energie formou tankování vodíku. Tento fakt dovoluje uvažovat o úsporách vycházejících z pořízení menšího počtu autobusů oproti případu pořízení elektrobusů. Konkrétně z mé práce vyplývá, že 11 FC busů pohodlně zvládne stejné penzum jízd jako 12 bateriových elektrobusů. Samozřejmě, dovozovala by to logistika provozu. Náklady na pořízení a

údržbu jednoho FC busu a BE busu jsou v mé práci srovnatelné. Mimo jiné jsem zjistil, že výměna trakčních akumulátorů v průběhu životního cyklu nepředstavuje zásadní nákladovou položku z pohledu celkové doby investice.

Při ekonomickém srovnání vyšlo najevo, že varianta provozu vodíkových autobusů vychází vždy jako nákladnější, a to i ve scénářích, ve kterých jsou zahrnuty příznivé externí podmínky, jako je velikost připojeného zdroje a operační vzdálenost mezi ním a zázemím MHD (plnicí stanice).

Příčiny rozdílu v ekonomické nákladnosti variant je třeba hledat zejména v nákladech na palivo, respektive elektřinu. Energetická účinnost transformace elektřiny na vodík a zpět se pohybuje okolo 30 %, což znamená výrazně vyšší množství elektřiny, které musí být pro provoz autobusů dodáno. Kromě toho se musí vodík pro potřeby transportu a tankování stlačovat, čímž vznikají další energetické ztráty. Potenciál hlavní výhody mnou navrženého modelu, tedy napájení elektrolyzéry přímo ze zdroje jen za cenu silové elektřiny, se navíc nepodařilo naplnit, jelikož systém výroby je závislý na síti.

Tento model tedy není v současné době ekonomicky konkurenceschopný ani ve srovnání s provozem elektrobusů, jež musí být stejně ve většině případů podporované veřejnými dotacemi. Aby se to změnilo, musel by se více uplatnit akumulční potenciál vodíkového hospodářství, musela by tedy výrazně vzrůst volatilita ceny elektřiny v průběhu denního i ročního cyklu. Kromě toho by musely nejspíš klesnout náklady na vodíkové technologie (FC busy, elektrolyzéry...). Obě tyto možnosti rozhodně nejsou směrem do budoucnosti vyloučené, proto využití akumulace do vodíku pro veřejnou dopravu nelze zavrhnout.

Seznam použitých zkratek

BEB (BE bus) – battery electric bus – bateriový elektrobús

CCS – carbon capture and storage – zachytávání a ukládání uhlíku

CF – cash flow – peněžní tok CGH2 – compressed hydrogen – stačený vodík

ČTK – Česká tisková kancelář

DC stanice – dobíjecí stanice využívající napájení stejnosměrným proudem

DPH – daň z přidané hodnoty

DpmHK – Dopravní podnik města Hradec Králové

ERÚ – Energetický regulační úřad

FC – fuel cell – palivový článek

FCB (FC bus) – autobus s pohonem na (vodíkový) palivový článek

FCV – fuel cell vehicle – vozidlo s pohonem na (vodíkový) palivový článek

FVE – fotovoltaická elektrárna

LH2 – liquide hydrogen – zkapalněný vodík

MEGC - Multiple Elements Gas Container - článkový kontejner na plyn

NPV – net present value – čistá současná hodnota

OTE – Operátor trhu s elektřinou

OZE – obnovitelné zdroje energie

PPA - power purchase agreements – smlouva o nákupu elektřiny

PVGIS - photovoltaic geographical information system – fotovoltaický geografický systém

RCF – roční ekvivalentní peněžní tok

SOEC – solid oxide electrolyzer cell – elektrolyzér na bázi pevných oxidů

TCO – total cost of ownership – celkové náklady na vlastnictví

ÚJV – ústav jaderného výzkumu

VtE – větrná elektrárna

Seznam tabulek

Tabulka 1 – Cena roční rezervované kapacity

Tabulka 2 – Cena odebírané elektřiny ze sítě

Tabulka 3 – Výrobní bilance – Větrná elektrárna

Tabulka 4 – Výrobní bilance – Fotovoltaická elektrárna

Tabulka 5 – Náklady na „transport“ elektřiny 1

Tabulka 6 – Aditivní náklady na transport vodíku 1

Tabulka 7 – Náklady na „transport“ elektřiny 2

Tabulka 8 – Aditivní náklady na transport vodíku

Tabulka 9 – Provozní podpora pro FVE nad 30 kW

Tabulka 10 – Nájezd autobusů

Tabulka 11 – Investiční výdaje (varianta s FC busy)

Tabulka 12 – Počáteční investiční výdaje (varianta s BE busy)

Tabulka 13 – Investiční výdaje v průběhu životního cyklu (varianta s BE busy)

Tabulka 14 – Náklady na elektřinu (varianta s FC busy)

Tabulka 15 – Náklady na přepravu vodíku (varianta s FC busy)

Tabulka 16 – Náklady na údržbu (varianta s FC busy)

Tabulka 17 – Provozní náklady (varianta s FC busy)

Tabulka 18 – Náklady na elektřinu (varianta s BE busy)

Tabulka 19 – Náklady na vytápění (varianta s BE busy)

Tabulka 20 – Náklady na údržbu (varianta s BE busy)

Tabulka 21 – Náklady na údržbu (varianta s BE busy)

Tabulka 22 – Roční hotovostní toky – FC busy

Tabulka 23 – Roční hotovostní toky – BE busy

Tabulka 24 – Ekonomické hodnocení varianty s FC busy – referenční scénář

Tabulka 25 – Ekonomické hodnocení varianty s FC busy – FVE 25 MWp

Tabulka 26 – Ekonomické hodnocení varianty s FC busy – FVE 40 MWp

Tabulka 27 – Ekonomické hodnocení varianty s FC busy – operační vzdálenost 20 km

Tabulka 28 – Ekonomické hodnocení varianty s FC busy – centralizovaná infrastruktura

Tabulka 29 – Ekonomické hodnocení varianty s FC busy – optimální scénář

Tabulka 30 – Ekonomické hodnocení varianty s BE busy

Seznam grafů

Graf 1 – Závislost odběru ze sítě a počtu soběstačných měsíců na skladovací kapacitě a instalovaném výkonu větrné elektrárny

Graf 2 – Závislost odběru ze sítě a počtu soběstačných měsíců na skladovací kapacitě a instalovaném výkonu fotovoltaické elektrárny

Graf 3 – Celkové náklady na vlastnictví pro jednotlivé varianty provozu

Graf 4 – Čistá současná hodnota jednotlivých variant provozu

Seznam použité literatury

- [1] V ČR budou první tři stojany s vodíkem [online]. Praha: ČTK, 2020 [cit. 2021-04-21]. Dostupné z: <https://www.ceskenoviny.cz/zpravy/v-cr-budou-prvni-tri-stojany-s-vodikem/1936187>
- [2] *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)* [online]. [cit. 2021-04-21]. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- [3] *Technicko-ekonomické posouzení implementace vodíkového pohonu v Ústeckém kraji: etapa 2* [online]. In: ÚJV Řež, 2020, 7/2020, s. 43-44 [cit. 2021-04-21]. Dostupné z: https://www.kr-ustecky.cz/assets/File.ashx?id_org=450018&id_dokumenty=1750654
- [4] *Fuel Cell Electric Buses* [online]. [cit. 2021-04-21]. Dostupné z: <https://www.fuelcellbuses.eu>
- [5] „Čisté autobusy poháněné odpadky“: palivočlánkové autobusy ve Wuppertalu [online]. redakce Smartcityvpraxi.cz, 2020 [cit. 2021-04-21]. Dostupné z: http://www.smartcityvpraxi.cz/zajimave_projekty_294.php
- [6] ROSE, Philipp K. a Fabian NEUMANN. Hydrogen refueling station networks for heavy-duty vehicles in future power systems. *Transportation Research Part D: Transport and Environment* [online]. 2020, **2020**(83), 6 [cit. 2021-04-16]. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920920305459>
- [7] Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 9/2020. In: *Energetický regulační VĚSTNÍK* [online]. Jihlava: Energetický regulační úřad, 2020, s. 2-25 [cit. 2021-04-21]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/-/cenove-rozhodnuti-c-9-2020>
- [8] HINČICA, Libor. Elektrobuses Škoda Perun také v Trutnově. *Československý Dopravák*. 2019, **17**(2), 12-20. ISSN 1804-2309
- [9] QUARLES, Neil, Kara M. KOCKELMAN a Moataz MOHAMED. Costs and Benefits of Electrifying and Automating Bus Transit Fleets. *Sustainability* [online]. 2020, **2020**(12), 4-5 [cit. 2021-5-4]. Dostupné z: <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/10/3977/pdf>
- [10] EUDY, Leslie, Matthew POST a Matthew JEFFERS. *American Fuel Cell Bus Project Evaluation: Third Report* [online]. 5/2017, 13-19 [cit. 2021-5-4]. Dostupné z: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67209.pdf>
- [11] POTKÁNY, Marek, Martina HLATKÁ, Marek DEBNÁR a Jiří HANZL. Comparison of the Lifecycle Cost Structure of Electric and Diesel Buses. *NAŠE MORE* [online]. 2018, **65**(4), 273 [cit. 2021-5-4]. Dostupné z: <https://www.nasemore.com/wp-content/uploads/2018/11/20.-Potkany-Hlatka-Debnar-Hanzl.pdf>

- [12] Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh. *BloombergNEF* [online]. 16.12.2020 [cit. 2021-5-4]. Dostupné z: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>
- [13] SUOMALAINEN, Emilia a François COLET. A Corridor-Based Approach to Estimating the Costs of Electric Vehicle Charging Infrastructure on Highways. *World Electric Vehicle Journal* [online]. 2019, **2019**(10), 6 [cit. 2021-5-4]. Dostupné z: <https://www.mdpi.com/2032-6653/10/4/68/pdf>
- [14] Směr Hydrogen. *Solaris Bus* [online]. [cit. 2021-5-4]. Dostupné z: <https://www.solarisbus.com/cs/vozidla/nulove-emise/hydrogen-1>
- [15] GARDINER, Monterey. Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs. *DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record* [online]. 2009, 7.7.2009, 1-3 [cit. 2021-5-11]. Dostupné z: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf
- [16] *Alibaba.com* [online]. [cit. 2021-5-11]. Dostupné z: https://cnsouair.en.alibaba.com/product/60278433874-801832093/High_Pressure_Hydrogen_H2_gas_compressor_30_1600Nm3_hr_250bar_oil_free_reciprocating_fueling_cylinder_power_plant_food_industry.html
- [17] Prognóza ČNB – jaro 2021. *Česká národní banka* [online]. Praha 1, 6.5.2021 [cit. 2021-5-11]. Dostupné z: <https://www.cnb.cz/cs/menova-politika/prognoza/>
- [18] Statistika OTE: Roční zpráva o trhu 2020. *OTE, a.s.* [online]. Praha, 2020 [cit. 2021-5-11]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/rocní-zpráva?date=2020-01-01>
- [19] Experti: Vodík má v Česku potenciál v energetice nebo dopravě. *TZB-info* [online]. 2020, 5.11.2020 [cit. 2021-5-17]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/127191-experti-vodik-ma-v-cesku-potencial-v-energetice-nebo-doprave>
- [20] HORČÍK, Jan. Hyundai staví 1MW vodíkovou elektrárnu Nexo. *Hybrid* [online]. 2019, 18.4.2019 [cit. 2021-5-17]. Dostupné z: <http://www.hybrid.cz/hyundai-stavi-1mw-vodikovou-elektrarnu-nexo>
- [21] Siemens ukázal plynovou turbínu na spalování vodíku. *Hybrid* [online]. 2020, 23.6.2020 [cit. 2021-5-17]. Dostupné z: <http://www.hybrid.cz/siemens-ukazal-plynovou-turbinu-na-spalovani-vodiku>

- [22] A cogeneration plant that runs on pure hydrogen. PvEurope [online]. 2020, 13.5.2020 [cit. 2021-5-17]. Dostupné z: <https://www.pveurope.eu/electricity/cogeneration-plant-runs-pure-hydrogen>
- [23] Svaz: V ČR začíná výzkum možností akumulace energie do plynovodů. O ENERGETICE [online]. 2021, 6.1.2021 [cit. 2021-5-17]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/svaz-v-cr-zacina-vyzkum-moznosti-akumulace-energie-do-plynovodu>
- [24] JOHN, Jeff St. Green Hydrogen in Natural Gas Pipelines: Decarbonization Solution or Pipe Dream? *Green tech media* [online]. 2020, 30.11.2020 [cit. 2021-5-17]. Dostupné z: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/green-hydrogen-in-natural-gas-pipelines-decarbonization-solution-or-pipe-dream>
- [25] ADÁMKOVÁ, Alena. Jaká je budoucnost vodíku v dopravě? *Hospodářské noviny* [online]. *Economia*, 2020, 25.11.2020 [cit. 2021-5-17]. Dostupné z: <https://archiv.ihned.cz/c1-66847790-jaka-je-budoucnost-vodiku-v-doprave>
- [26] HADRAVA, Jan, Roman VOKATÝ, Tomáš HLINČÍK a Daniel TENKRÁT. POROVNÁNÍ KVALITY VODÍKU Z RŮZNÝCH TECHNOLOGIÍ VÝROBY. *Paliva* [online]. 2013, 9.9.2013, 5(3), 79-83 [cit. 2021-5-17]. Dostupné z: <http://paliva.vscht.cz/download.php?id=95>
- [27] KOLMANOVÁ, Marie. Vysokoteplotní elektrolyza: „čistá“ výroba vodíku s možností zpětné konverze. *Technický týdeník* [online]. Nádražní 32, 150 00 Praha: Business Media CZ, 2016, 26.4.2016 [cit. 2021-5-17]. Dostupné z: https://www.technickytydenik.cz/rubriky/veda-vyzkum-inovace/vysokoteplotni-elektrolyza-cista-vyroba-vodiku-s-moznosti-zpetne-konverze_35526.html
- [28] Storing Hydrogen. *Air Liquide* [online]. [cit. 2021-5-17]. Dostupné z: <https://energies.airliquide.com/resources-planet-hydrogen/how-hydrogen-stored>
- [29] DROBNÝ, Josef. Skladování vodíku. *HydroRACE 4 School* [online]. 10.10.2019 [cit. 2021-5-17]. Dostupné z: <https://www.hydro-race.eu/Skladov%C3%A1n%C3%AD-vod%C3%ADku>
- [30] Palivový článek. *Devinn* [online]. 11.8.2019 [cit. 2021-5-21]. Dostupné z: <https://www.devinn.cz/palivovy-clanek/>
- [31] <https://elektro.tzb-info.cz/elektromotory-pohony-a-stroje/16987-jak-funguji-palivove-clanky>
- [32] http://www.ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2020_AFCTCP_Mobile_FC_Application_Tracking_Market_Trends_2020.pdf
- [33] Hasiči i policisté v Německu už využívají vodíková auta. *Hybrid* [online]. 15.6.2020 [cit. 2021-5-21]. Dostupné z: <http://www.hybrid.cz/hasici-i-policiste-v-nemecku-uz-vyuzivaji-vodikova-auta>

[34] <https://www.auto.cz/v-cesku-konecne-vzniknou-prvni-vodikove-stance-k-dispozici-budou-v-praze-litvinove-i-brne-136132>

[35] Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 7/2020 . In: *Energetický regulační VĚSTNÍK* [online]. Jihlava: Energetický regulační úřad, 2020, s. 42 [cit. 2021-04-21]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/-/cenove-rozhodnuti-c-7-2020>

[36] Renewable energy statistics. Eurostat Statistics Explained [online]. 12/2020 [cit. 2021-5-21]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics

[37] 2030 climate & energy framework. European Commission [online]. [cit. 2021-5-21]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en

[38] Úrokové sazby korunových úvěrů poskytnutých bankami nefinančním podnikům v ČR - nové obchody (%). Česká národní banka: ARAD systém časových řad [online]. [cit. 2021-5-21]. Dostupné z: https://www.cnb.cz/cnb/STAT.ARADY_PKG.VYSTUP?p_period=1&p_sort=2&p_des=50&p_sestuid=58843&p_uka=14&p_strid=AAABAA&p_od=200401&p_do=202103&p_lang=CS&p_format=0&p_decsep=%2C

[39] Pejřil, Vladimír. Žádost o poskytnutí infromací [elektronická pošta]. Message to: tichyma8@fel.cvut.cz. 19.4.2021 [cit. 2021-05-14]