

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

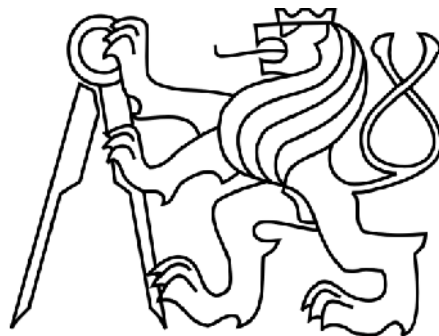
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ

KATEDRA EKONOMIKY, MANAŽERSTVÍ A HUMANITNÍCH VĚD

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

Efektivnost výroby biometanu

Effectiveness of biomethane production



Vedoucí práce: Doc. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

2014

Petr Pavlíček

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

Student: **Pavlíček** Petr

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Obor: Elektrotechnika a management

Název tématu:

Efektivnost výroby biometanu

Pokyny pro vypracování:

1. Technologie pro výrobu biometanu, diskuze investičních a provozních výdajů
2. Přehled současného stavu a perspektiv užití biometanu v zemích EU
3. Analýza palivového cyklu biometanu, sběr dat pro stanovení energetické účinnosti cyklu
4. Porovnání ekonomické a energetické efektivnosti produkce biometanu oproti bioplynu a doporučení pro nastavení případných podpor

Seznam odborné literatury:

1. Sůvová a kol.: Finanční analýza, VŠ - Bankovní institut, Praha
2. Sorensen B.: Renewable Energy. Elsevier, 2011.

Vedoucí bakalářské práce: Doc.Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

Platnost zadání: do konce letního semestru 2014/2015

Doc.Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

vedoucí katedry



Prof.Ing. Pavel Ripka, CSc.

děkan

V Praze dne 10.2.2014

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem tuto bakalářskou práci vypracoval samostatně a použil jsem pouze podklady uvedené v přiloženém seznamu.

V Praze dne 22.5.2014

.....
Podpis

Podkování

Chtěl bych podkovat vedoucímu práce **Doc. Ing. Jaroslavu Knápkovi, CSc.** za jeho cenné konzultace a rady k dokončení této práce.

Dále bych chtěl podkovat **Ing. Miroslavu Kajanovi** za velmi přínosnou konzultaci ohledně bioplynu a za exkurzi do bioplynové stanice.

Také děkuji všem, kteří mi podporovali a pomáhali při zpracování této bakalářské práce.

Anotace

Cílem této práce je ekonomicky a technicky zhodnotit výrobu biometanu, který může být použit jako náhrada zemního plynu (vytápění, výroba elektřiny) resp. jako alternativní palivo pro vozidla se spalovacími motory. Byly popsány a porovnány jednotlivé technologie pro výrobu biometanu. Byla provedena analýza palivového cyklu biometanu a na základě získaných dat byla vypočtena energetická účinnost tohoto cyklu. Pomocí kritérií ekonomické efektivity byla stanovena minimální cena biometanu na 1 kWh tepelného obsahu, tato hodnota je porovnávána s cenou zemního plynu. Výsledky efektivity výroby biometanu jsou porovnány s produkcí bioplynu.

Klíčová slova: bioplynová stanice, biometan, palivový cyklus, energetická účinnost, ekonomická efektivity

Abstract

The aim of this thesis is to economically and technically evaluate the production of biomethane, which can be used as the natural gas substitute (for heating and/or power generation) or as the alternative fuel for vehicles with internal combustion engines. Different biomethane production technologies were described and compared. A biomethane fuel cycle analysis was conducted and the energetic efficiency of this cycle was calculated on the basis of acquired data. A minimal price of biomethane per 1 kWh of heat content was calculated by the criteria of economic effectiveness, this value is compared to the price of natural gas. The results of biomethane production effectiveness were compared with the biogas production.

Key words: biogas plant, biomethane, fuel cycle, energetic efficiency, economic effectiveness

Obsah

Úvod	8
1 Základní fakta	9
1.1 Bioplyn	9
1.1.1 Suroviny pro výrobu bioplynu	9
1.1.2 Druhy bioplynu	9
1.1.3 Složení bioplynu	10
1.2 Biometan.....	10
1.2.1 Možnosti využití biometanu.....	10
2 Současný stav a perspektivy biometanu	11
2.1 Přehled současného stavu biometanu v zemích EU	11
2.1.1 Německo	11
2.1.2 Švédsko	12
2.1.3 Česká Republika	13
2.1.4 Ostatní země EU	13
2.2 Perspektivy užití biometanu v zemích EU	14
3 Technologie pro výrobu biometanu	16
3.1 Proces odsiřování.....	16
3.1.1 Metoda srážení sulfid	16
3.1.2 Biologické čištění.....	17
3.1.3. čištění chemickou oxidací.....	17
3.1.4. Adsorpce na oxidech železa nebo aktivního uhlí.....	18
3.2 Princip používaných technologií pro výrobu biometanu.....	18
3.2.1 Metoda PSA (Pressure Swing Adsorption – stídání tlak).....	18
3.2.2 Chemická absorpce (aminová vypírka).....	19
3.2.3 Metoda HPWS (High Pressure Water Scrubbing – tlaková vodní vypírka).....	19
3.2.4 Kryogenní separace.....	20
3.2.5 Membránová separace.....	21
3.3 Investiční a provozní výdaje technologií pro výrobu biometanu	22

3.3.1 Celkový pohled technologií pro výrobu biometanu.....	26
3.3.2 Diskuze investičních a provozních výdajů	27
4 Palivový cyklus biometanu a jeho účinnost	29
4.1 Metoda výpočtu energetické účinnosti palivového cyklu	29
4.1.1 Popis metody.....	29
4.1.2 Rozsah metody.....	30
4.2 Analýza palivového cyklu biometanu	30
4.2.1 Energetický výnos cíleně pěstované biomasy.....	32
4.2.2 Siláž.....	34
4.2.3 Anaerobní digesce.....	36
4.2.4 Energetická účinnost bioplynové stanice	38
4.2.5 Energetická účinnost biometanové stanice	41
4.2.6 Pěstování kukuřice a její doprava	42
4.3 Stanovení energetické účinnosti palivového cyklu biometanu.....	43
5 Ekonomická efektivnost výroby biometanu	44
5.1 Způsob hodnocení ekonomické efektivnosti	44
5.1.1 NPV (Net Present Value).....	44
5.1.2 Minimální cena jednotky produkce	45
5.1.3 IRR (Internal Rate of Return)	46
5.1.4 Doba návratnosti	46
5.2 Výpočet ekonomické efektivnosti výroby bioplynu a biometanu	46
5.2.1 Efektivnost výroby bioplynu.....	47
5.2.2 Efektivnost výroby biometanu	50
5.2.3 Porovnání efektivnosti výroby biometanu oproti bioplynu	51
Závěr.....	53
SEZNAM OBRÁZKŮ	54
SEZNAM TABULEK	54
SEZNAM PŘÍLOH.....	55
Seznam použité literatury.....	56

Úvod

Dnešní společnost je ve velké míře závislá na fosilních palivech. Fosilní paliva, která vznikala miliony let z organického materiálu, se však nejsou schopna regenerovat vzhledem k rychlosti jejich těžby. Fosilní paliva mají samozřejmě spoustu dalších nevýhod, například vysoké emise skleníkových plynů (poškození atmosféry), mají vliv na zdraví člověka (ozonové díry, škodlivé látky vypouštěné při spalování) a způsobují kyselý dešť, které mají značný dopad na životní prostředí.

Hrozba globálního oteplování společně s prudkým nárůstem ceny ropy a ostatních fosilních paliv vedou k hledání alternativních zdrojů energie. Zatímco některé obnovitelné zdroje jsou již využívány k výrobě elektrické i tepelné energie (například v trných elektrárnách), je třeba ještě nalézt efektivní alternativu paliva do vozidel. Jednou z možností takové alternativy jsou tzv. biopaliva. Jsou vyráběna především z energetických plodin, zatímco používaných k jejich výrobě. Ačkoli jsou všechna biopaliva obnovitelným zdrojem energie, drtivá většina z nich nedosáhla v praxi příliš dobrých výsledků. K jejich produkci je zapotřebí poměrně velké množství energie. Ačkoli všechny mají kladnou energetickou bilanci, jejich výroba je finančně velmi nákladná [3]. Tato bakalářská práce se zaměřuje na výrobu biometanu, který má velký potenciál do budoucna jako alternativní palivo do vozidel. Biometan je upravený bioplyn. Bioplyn je již mnoho desetiletí využíván v kogeneračních jednotkách ke kombinované produkci elektřiny a tepla. Čištění a úprava bioplynu je poměrně nedávný způsob jeho zpracování, první technologie k jeho úpravě vznikly v průběhu 90. let minulého století. Biometan má mnohem širší uplatnění, než bioplyn.

Cílem této práce je posoudit, zda má smysl bioplyn dále upravovat na biometan a porovnat jejich efektivnost. Biometan je také porovnán s ostatními biopalivy z ekologického hlediska. Efektivnost výroby biometanu oproti bioplynu je porovnána z energetického a ekonomického hlediska. Je sestaven model výroby bioplynu v bioplynové stanici o určeném provozním výkonu, ten je porovnán s výrobou biometanu ve stanici se stejným provozním výkonem a s technologií pro výrobu biometanu. Na základě výsledků tohoto porovnání jsou v diskusi uvedeny doporučení pro případné nastavení podpor tohoto obnovitelného zdroje energie.

1 Základní fakta

1.1 Bioplyn

„Souhrnný termín „bioplyn“ je v současné technické praxi používán pro plynný produkt anaerobní metanové fermentace organických látek uváděné též pod pojmy anaerobní digesce, biometanizace, biogasifikace anebo vyhnívání (u čistírenských kalů). Názvem „bioplyn“ je obecně míněna plynná směs metanu a oxidu uhličitého“ [1]. Ten samozřejmě obsahuje menší množství dalších složek. Energeticky využitelný bioplyn je vyráběn zejména v bioplynových stanicích, čistírenských odpadních vod, nebo vzniká v tělesech komunálních skládek [2].

1.1.1 Suroviny pro výrobu bioplynu

V bioplynových stanicích je možno produkovat bioplyn z mnoha různých zdrojů, například bioodpady (tráva, listí), prošlé potraviny, zbytky jídel, odpady z chovu hospodářských zvířat (keřda, hnoj) a cíleně pěstované plodiny. Tyto plodiny se pěstují pro získání biomasy, z níž je produkován bioplyn. Jako cíleně pěstovaná plodina se uplatnila hlavně kukurdice, jelikož technologie sklizny, silážování a výnosy biomasy jsou na vysoké úrovni. Kromě kukurdice i jiné siláže se používá i obilná siláž na zeleno nebo řepa cukrovka. Bioplyn má tedy velmi širokou škálu surovin, ze kterých ho lze produkovat [3].

1.1.2 Druhy bioplynu

V závislosti na původu bioplynu a složení výchozího substrátu se liší poměrné zastoupení nejen hlavních složek (metan, oxid uhličitý), ale i minoritních složek. Kategorie „bioplyn“ se rozděluje na přírodní plyny bahenní a na plyny vznikající biometanizačními procesy buď v reaktorech anebo ve skládkách odpadů i biomasy [1].

Zvláštní kapitolu mezi bioplyny představují plyny tvořící se samovolně ve skládkách odpadů, které obsahují biologicky rozložitelné komponenty. Při biologickém rozkladu některých organických látek uložených ve skládkovém tělese vzniká skládkový plyn, jehož podstatnou část tvoří metan a oxid uhličitý. I když jde v principu o zcela stejné procesy, jako u reaktorové biometanizace, bývá složení skládkových plynů mnohem proměnlivější. Skládkový plyn je termín, který se někdy používá pro veškeré plyny, které lze odsát z tělesa skládky bez ohledu na procentní zastoupení metanu. Kvalitní skládkový plyn se však svým složením velmi blíží kvalitnějším reaktorovým bioplynům [1],[2],[6].

1.1.3 Složení bioplynu

Reaktorový bioplyn, který je vytvořen ve fermentorech (také nazývaných jako bioreaktory, odtud reaktorový bioplyn) na organický odpad, kde dochází k vyhnívání organických materiálů za nepřítupu vzduchu, má obsah metanu obvykle 50 - 70 % a obsah oxidu uhličitého cca 30 - 45 % v jednotce objemu. Obsahuje i určité množství dusíku, které je obvykle menší než 1 %, bžně méně jak 0,2 %. Skládkový bioplyn obsahuje 45 - 62 % metanu, přibližně 30 - 40 % oxidu uhličitého a dusík je v rozsahu 3 - 10 %. Bioplyn také obsahuje stopové prvky, které jsou v něm obsaženy minoritně. Je to zejména sirovodík (H_2S) a další složky síry (sulfidy), které způsobují korozi, zejména v přítomnosti vody. Skládkový bioplyn obsahuje výrazně méně sirovodíku, než reaktorový bioplyn, bžně do 20 mg/m^3 . U reaktorového bioplynu je tento obsah mnohem vyšší, řádově stovky až tisíce mg/m^3 . Další složkami v bioplynu jsou například siloxany, kyslík a voda (cca 6 %) [1],[2],[7].

1.2 Biometan

Z bioplynu se stává biometan poté, co byl upraven na kvalitu potrubního zemního plynu. Má identické vlastnosti jako zemní plyn (ten ale obsahuje kromě metanu i další uhlovodíky), ale není klasifikovaný jako fosilní palivo, jelikož je produkován z bioplynu, který je obnovitelným zdrojem energie (vyskytuje se v přírodě a vzniká tzv. anaerobní digestíí organických materiálů, jako je například kukuřice, hnůj a celá řada dalšího rostlinného i živočišného odpadu). Z bioplynu je třeba odstranit nepotřebné plyny jako je oxid uhličitý a sirovodík, čímž vznikne téměř čistý metan, obsah metanu je obvykle vyšší než 95 % (až 99 %) [2],[3]. Biometan je produkován v biometanových stanicích. Ty umožní výrobu bioplynu pomocí anaerobní fermentace, bioplyn se potom upravuje a čistí. Biometanové stanice mohou být realizovány v různých instalovaných výkonech [10].

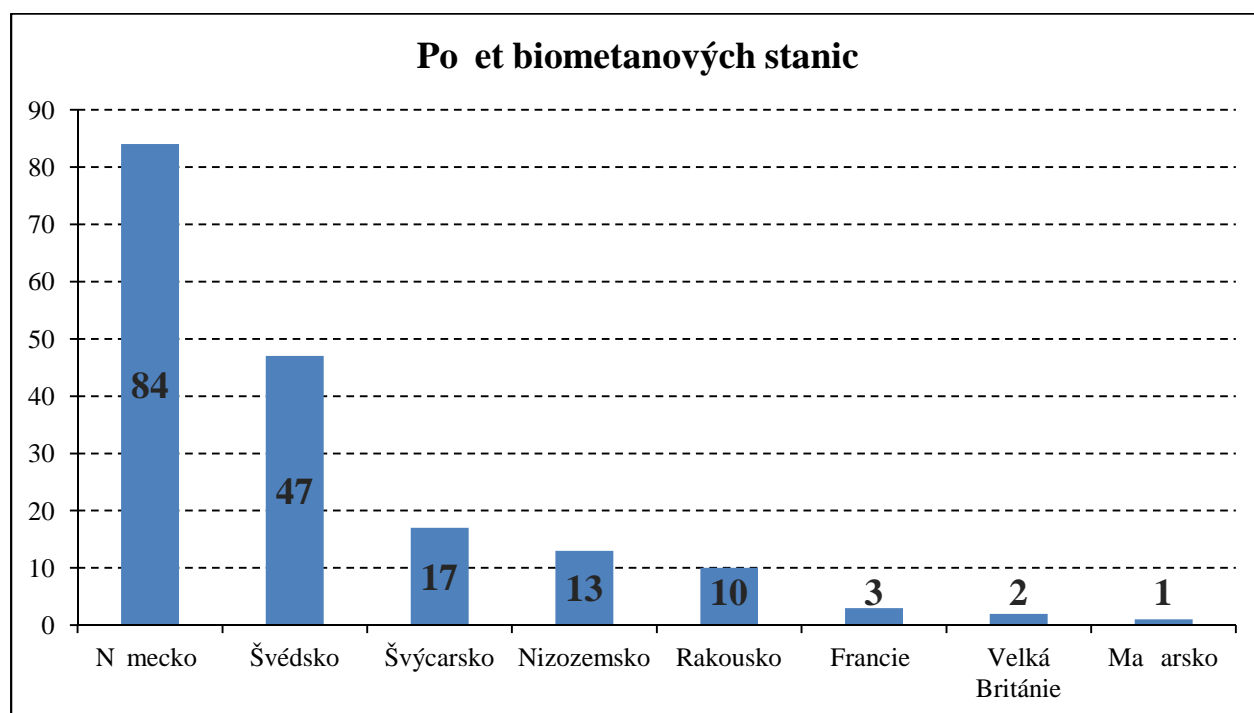
1.2.1 Možnosti využití biometanu

Jak již bylo řečeno, biometan je stejně kvalitní jako zemní plyn, proto ho lze použít pro stejné aplikace. Jedná se především o přímé dodávání do veřejné sítě zemního plynu. Poté existují tři možnosti, jak biometan využít. První z nich je možnost použití k pohonu motorových vozidel na stlačený zemní plyn (CNG) jako náhradu zemního plynu. Druhá možnost využití je v kogenerační jednotce ke kombinované výrobě elektřiny a tepla. Poslední způsob využití biometanu je v průmyslu nebo v domácnostech. Biometan je na rozdíl od zemního plynu obnovitelný zdroj energie a šetří emise oxidu uhličitého [2],[3],[10],[11].

2 Současný stav a perspektivy biometanu

2.1 Pohled současného stavu biometanu v zemích EU

Biometan není v současnosti schopen vytlačit fosilní paliva z jejich dominantního postavení na trhu s energiemi [1]. Nemůže konkurovat ceně zemního plynu při dnešních tržních podmínkách a musí se tudíž spoléhat na systémy podpor. Mimoto jsou všechny projekty zaměřené na výrobu biometanu časově náročné (dlouhá doba realizace), takže se spoléhají na stabilní podmínky podpor (garantované delší dobu platnými zákony) [4]. Největší produkce biometanu je proto v zemích, kde takové podpory existují. Jedná se zejména o Švédsko, Německo a Nizozemsko. Následující graf uvádí počet biometanových stanic v roce 2011, jejich celkový počet byl 177.



Obr. 1 Celkový počet biometanových stanic v EU v roce 2011 [8]

2.1.1 Německo

Biometan a ostatní obnovitelné zdroje energie jsou v Německu podporovány. Například zákon o obnovitelných zdrojích energie (EEG) říká, že obnovitelné zdroje mají prioritní přístup do elektrické sítě za zvýhodněné výkupní ceny. Elektřina z kogeneračních jednotek (CHP), které využívají biometan, je dotována až 0,03 €/kWh (podle velikosti stanice). Biometan je zcela osvobozen od daní z pohonných hmot[8].

V N mecku bylo v roce 2011 přes 8400 bioplynových stanic, z toho 84 z nich produkovalo biometan [5]. První biometanové stanice byly uvedeny do provozu v roce 2006. Biometan má v N mecku důležitou roli jako náhrada zemního plynu, dokonce byla zavedena energetická koncepce z roku 2009 (na úkaz vlády), p ikazující nahradit do roku 2020 celkem 6 % a do roku 2030 dokonce 10 % celostátní spot eby zemního plynu biometanem (1 % p edstavuje cca 1 miliardu m³ biometanu za rok, což je p ibližn 10 000 GWh). V tšina biometanu byla v N mecku až donedávna využívána místo zemního plynu v domácnostech (aplikace v rozvodné síti zemního plynu), ale za íná r st význam biometanu jako paliva pro vozidla na stla ený zemní plyn (CNG). Jen za první pololetí roku 2012 se počet stanic, kde je k dispozici pouze biometan, tak ka ztrojnásobil z 35 na 100. V N mecku je 900 erpacích stanic na CNG, z toho je biometan k dispozici v necelých 230 z nich. To p isp lo k celostátnímu poklesu emisí CO₂ o 3 % [4],[5],[8].

V N mecku se pro výrobu bioplynu, který se poté upravuje na biometan, používá hlavn cílen p stovaných zem d lských plodin (zejména kuku ice). V kv tnu roku 2013 bylo v N mecku již 116 biometanových stanic, které bu aplikovaly biometan do rozvodné sít zemního plynu, nebo ho p ímo prodávaly jako palivo pro vozidla. Kapacita výroby bioplynu v biometanové stanici je v pr m ru 550 m³/h, jednotlivé stanice se však svojí velikostí (kapacitou) výrazn liší, ty nejv tší mají kapacitu produkce biometanu až 10 000 m³/h [8].

2.1.2 Švédsko

Švédsko v sou asné době využívá biometan p edevším v doprav . K dispozici je 130 metanových stanic a celkem 38 600 vozidel využívá metan jako palivo (biometan nebo stla ený zemní plyn). Z celkového množství spot ebovaného metanu v doprav tvo í biometan 60 %, což je nejvíce v celé Evrop . V n kterých m stech jezdí autobusy pouze na biometan [4].

Sou asným politickým cílem pro dopravní sektor je snížení fosilních emisí [8]. Z tohoto d vodu existují ú inné státní podpory pro biometan. Nejvýznamn jší z nich je osvobození od dan (da z pohonných hmot). Dále je to finan ní podpora, až 30 % z celkových investicích náklad na stavbu stanice (maximáln 60 000 €pro veřejné stanice a 30 000 €pro soukromé stanice). Spole nost, která poskytuje zam stnanc m služební auto k osobnímu použití, si m že ode íst až 8000 SEK (900 €) ro n ze základu dan [4],[8]. Ve Švédsku je bioplyn produkován p edevším v ístírnách odpadních vod (tzv. kalový plyn), p ípadn se využívá jiných organických materiál (nap . d evo) [8].

2.1.3 Česká Republika

V České Republice není v dnešní době ani jedna biometanová stanice. Metan jako pohonná jednotka je k dispozici pouze z fosilních zdrojů (CNG). Je to způsobeno především nulovou podporou obnovitelných zdrojů energie [4]. Změna zákona č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie nabyla platnosti dne 13. 9. 2013 (novela 2013), tato změna způsobila ukončení provozní podpory pro obnovitelné zdroje energie od roku 2014 - 2015 (nevztahuje se na stávající projekty). Je to důsledkem zvyšující se finanční zátěže pro spotřebitele a státní rozpočet. Poplatek na podporu obnovitelných zdrojů energie (v ceně elektřiny) vzrostl během pěti let více než desetinásobně (z 52 Kč /MWh v roce 2009 na hodnotu 583 Kč /MWh v roce 2013) [9]. Tato změna se uskutečnila na základě příslušných předpisů Evropské Unie. Ačkoli byla veškerá podpora pro obnovitelné zdroje energie zrušena, tato změna se týká pouze všech budoucích projektů, stávající projekty jsou i nadále podporovány. Podpora stávajících projektů se stanovuje na základě rozhodnutí ERÚ (Energetický regulační úřad) [3]. K zamezení podpory přispěla také špatná reputace biopaliv, protože biopaliva mají obvykle poměrně špatnou energetickou bilanci [3].

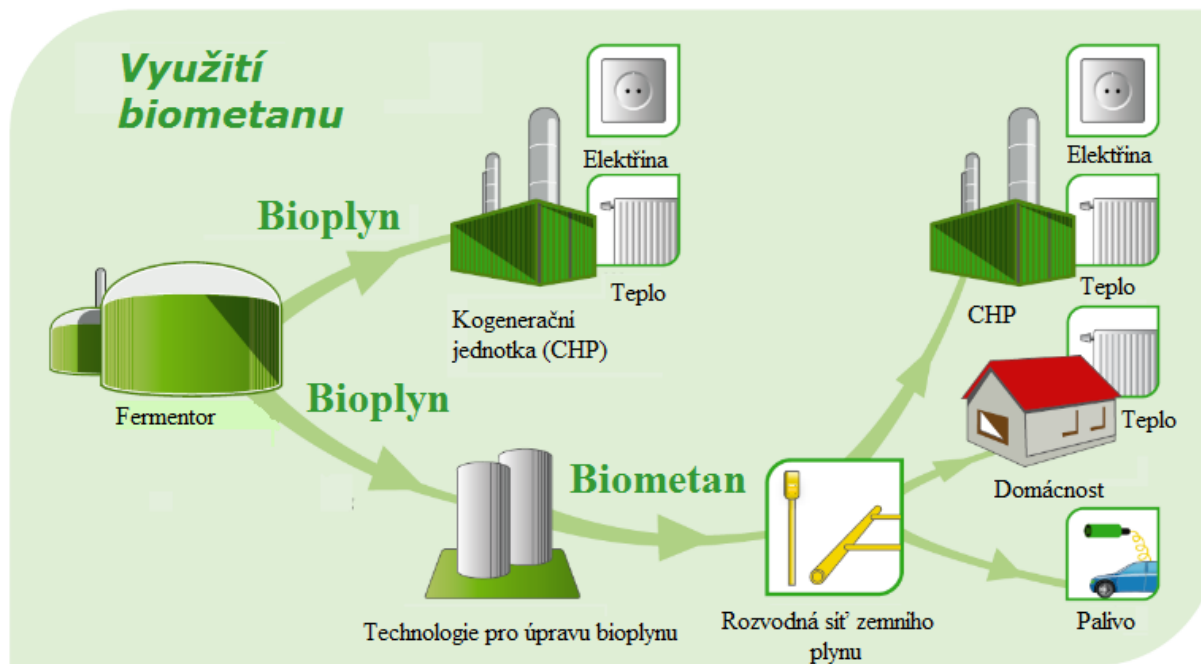
2.1.4 Ostatní země EU

V Rakousku je k dispozici ve více než 180 napájecích stanicích na zemní plyn. Celkově činí biometan pouze 3 % z celkového množství spotřebovaného metanu (zbytek je zemní plyn). Plánuje se zvýšení podílu vozidel na metan, prosazení biometanu jako paliva (nárůst podílu biometanu na 20 %). Z tohoto důvodu mají nová vozidla na CNG sníženou daň, například nový VW Passat CNG jen 4 % ve srovnání s 8 % v případě dieselu. Při nákupu vozidla šetrného k životnímu prostředí existuje příjmový finanční bonus (500 €). Mimoto je biometan osvobozen od daně, daň za CNG je nižší oproti ostatním palivům. Z ekonomického hlediska je metan velmi výhodný pro spotřebitele, díky daňovým zvýhodněním a podporám má metan až o 50 % nižší náklady na 1 km oproti benzínu (pro běžné automobily) [4],[8].

Podobně, jako je tomu v Rakousku, je biometan podporován i ve Švýcarsku (osvobozen od daně, 120 napájecích stanic, podíl biometanu 18 %). V některých zemích se výroba biometanu teprve začíná rozvíjet (Finsko, Španělsko, Velká Británie, Nizozemsko, Francie, Bulharsko), biometan je vyráběn celkem v 15 zemích. Ostatní země Evropské Unie nemají žádné biometanové stanice (Litva, Estonsko, Portugalsko, Itálie, Česká Republika atd.) [8].

2.2 Perspektivy užití biometanu v zemích EU

A koliv se biometan nem že v sou asnosti vyrovnat cen zemního plynu a ostatních fosilních paliv, má na rozdíl od nich vynikající perspektivy pro budoucí využití. I p esto, že je chemicky totožný se zemním plynem a oba vznikají z organického materiálu, zásadn se liší. Zemní plyn je fosilní palivo (vznikal miliony let), zatímco biometan je obnovitelný zdroj energie. Má tedy na rozdíl od fosilních paliv neomezené perspektivy do budoucna [1],[3].



Obr. 2 Možné použití biometanu v EU (schematické znázornění) [25]

Hlavní předností biometanu oproti ostatním obnovitelným zdrojům energie je, že může být vstříkovan do již existující rozvodné sítě zemního plynu, kde může být skladován a následně vyveden k místům lepšího využití. Vzhledem k tomu, že je jeho chemické složení identické se složením zemního plynu, je možné ho využít ke stejným aplikacím. Jednou z takových možností využití je distribuce v dopravě. Očekává se, že biometan sehraje důležitou roli jako biopalivo, jelikož se v dnešní době prosazuje trend snižování emisí skleníkových plynů (oxid uhličitý). Například v Německu je plánováno snížit tyto emise o 40 % do roku 2020 (oproti roku 1990). Nahrazování fosilních paliv biometanem je možností, jak takových cílů dosáhnout. Jak již bylo řečeno v minulé kapitole, v současnosti je v některých zemích plánováno nahrazovat zemní plyn biometanem, jsou tedy stanoveny určité cíle procentuálního zastoupení biometanu v dopravě. Očekává se, že takových projektů bude nadále přibývat. Je tedy zřejmé, že biopaliva mají dobré vyhlídky do budoucna [2],[4],[8].

Biometan má však oproti ostatním biopalivům podstatnou výhodu, díky které se jedná o mnohem perspektivnější palivo. Celá produkce biometanu má nejvyšší úspory emisí skleníkových plynů oproti všem ostatním biopalivům [10]. Biometan má extrémně nízké emise toxických a karcinogenních látek, tak jako nulové emise pevných částic (prach), NO_x motory (na zemní plyn a biometan) mají nižší hlučnost a vibrace oproti zážehovým motorům. Produkce i spotřeba biometanu má nulové emise aromatických uhlovodíků, aldehydů a oxidu uhličitého. Při použití biometanu je nemožné palivo kontaminovat, jedná se tedy o bezpečnou pohonnou hmotu [4]. Množství emisí, které se dají ušetřit při použití jednotlivých biopaliv, je uvedeno v tab. 1.

Tab. 1 Úspora emisí skleníkových plynů jednotlivých biopaliv [Zdroj: Příloha směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/28/ES]

Biopalivo	Typické úspory emisí skleníkových plynů	Standardní úspory emisí skleníkových plynů
Biometan	84 %	81 %
Etanol z cukrové řepy	61 %	52 %
Etanol z pšenice (palivo zemní plyn)	53 %	47 %
Etanol z pšenice (palivo sláma)	69 %	69 %
Etanol z kukuřice	56 %	49 %
Etanol z cukrové třtiny	71 %	71 %
Bionafta z řepkového semene	45 %	38 %
Bionafta ze slunečnice	58 %	51 %
Bionafta ze sóji	40 %	31 %
Bionafta z palmového oleje	36 %	19 %
čistý rostlinný olej z řepky	58 %	57 %

Z tabulky a výše uvedeného vyplývá, že zvýšení spotřeby biometanu v dopravě by mělo vynikající dopad na životní prostředí. Vzhledem k tomu, že při výrobě a spotřebě biometanu jsou téměř nulové emise oxidu uhličitého, ekologické přínosy by dokonce předbíhaly i ostatní konvenční biopaliva. Přimíchání 20 % biometanu do fosilních paliv má potenciál snížit emise oxidu uhličitého o 39 %. Pokud by byl použit pouze biometan, mohly by se tyto emise snížit dokonce až o 97 % [8].

3 Technologie pro výrobu biometanu

Úprava bioplynu na biometan je v dnešní době nejmodernější proces separace plynu. Cílem je získat produkt s vysokou koncentrací metanu (téměř čistý metan). To znamená, že se všechny nežádoucí prvky se musí z bioplynu odstranit. Do zařízení na úpravu plynu se vypouští proud biometanu, výstupem je pak biometan a odpadní plyn. V odpadním plynu se tedy vyskytují veškeré látky, které byly odstraněny procesem čištění bioplynu (např. voda, oxid uhličitý a sirovodík) [6].

Používané technologie jsou PSA (metoda střídní tlaku), HPWS (tlaková vodní vypírka), membránové procesy, chemická vypírka a kryogenní separace. Bohužel neexistuje optimální technologie pro libovolnou biometanovou stanici. Každá technologie má své specifické výhody a nevýhody (ekonomické i technické), což v praxi znamená, že je třeba nalézt kompromis mezi investičními náklady, provozními náklady a technickými parametry dané biometanové stanice. Volba vhodné technologie potom může záviset na mnoha faktorech, kromě již zmíněných to jsou především kvalita a množství bioplynu, který se má ve stanici upravit a požadovaná kvalita biometanu na jeho konečné využití [3],[6],[11].

3.1 Proces odsíování

Aktivní je oxid uhličitý hlavní kontaminantní látka v bioplynu při procesu úpravy na biometan, zbavení bioplynu sirovodíku má rozhodující vliv na technologickou a ekonomickou realizovatelnost celého etape úpravy bioplynu. Síra se vyskytuje v bioplynu jako důsledek anaerobní digesce organických materiálů. Odsíování je někdy nezbytné provést před použitím některých metod pro úpravu bioplynu (zejména metoda PSA) [3],[6].

Sirovodík (H_2S) je nebezpečná látka, která vytváří sloučeniny síry (oxid siřičitý SO_2 , kyselina sírová H_2SO_4) během spalování. Sloučeniny síry v přítomnosti vody způsobují korozi kompresorů, nádrží nebo motorů. V závislosti na použité technologii pro úpravu bioplynu a požadované kvalitě biometanu lze použít jednu nebo více možných technologií pro odsíování [2],[6],[12].

3.1.1 Metoda srážení sulfid

Metoda spočívá v přidání tekutých směsí různých solí kovů (chlorid železnatý, síran železnatý) společně s dávkováním vzduchu (kyslíku) přímo do fermentované organické

hmoty (fermentoru). To má za následek srážení obsahu síry substrátu, ve fermentoru se vytvoří sulfid železnatý, který je tak ka nerozpustný ve vod . Sulfid železnatý se potom vyjme z fermentace společně s produkty, které vznikají při vyhnívání. Tato metoda je vysoce účinná pro vysoké obsahy sloučenin síry, neumožňuje ale dosažení extrémně nízkých a konstantních koncentrací, z tohoto důvodu se používá jako hrubé odsílení plynu. Často se tedy používá v kombinaci s jinou metodou odsílení. Tato metoda také umožňuje odstranění amoniaku (společně se sirovodíkem) z bioplynu. To přispívá ke zvýšení podílu metanu v konečném produktu [2],[6].

Metoda srážení sulfidů je relativně levná odsílovací metoda, která má minimální investiční náklady. Na druhou stranu, stupeň odsílení je stále kontrolovatelný. Jak již bylo naznačeno, dosažitelná kvalita bioplynu po odsílení je značně limitována. Samostatně lze tuto metodu použít jen v případě, že jsou povoleny velká množství obsahu sloučenin síry v bioplynu, který se následně použije k výrobě biometanu. V ostatních případech se využívá jen jako tzv. první desulfurace (odsílovací) stupeň pro plyn s vysokým obsahem sirovodíku [2],[6],[13].

3.1.2 Biologické čištění

Sirovodík se dá odstranit oxidací s pomocí chemotrofních bakterií druhu Thiobacillus. Bakterie potěbují místo k životu a rozmnožování v médiu uvnitř uzavřené kyselinovzdorné nádrže (reaktor), síru, uhlík (CO_2 v bioplynu), vodu, kyslík (kvůli oxidaci), živiny (tekuté hnojivo s obsahem dusíku, fosforu a draslíku) a teplotu v rozmezí 30-55°C. Tyto bakterie způsobují oxidaci sirovodíku pomocí molekulárního kyslíku, a následně přeměňují nepotřebné složky plynu na vodu a síru, případně kyselinu siřičitou. Tyto složky jsou vypouštěny spolu s ostatními odpadními látkami [6],[12].

Tento způsob odsílení je jednoduchý a stabilní, s průměrnými investičními náklady a nízkými náklady na provoz. Nevýhodou je náchylnost na kolísání obsahu sirovodíku v bioplynu (malá přizpůsobivost na proměnlivé obsahy síry) [6].

3.1.3. čištění chemickou oxidací

Metoda spoívá v absorpci sirovodíku v roztoku hydroxidu (hydroxid sodný). Tato reakce vede ke vzniku sulfidu sodného, který je nerozpustný a neobnovitelný. Hydroxid sodný také absorbuje oxid uhličitý, ale k tomuto účelu jsou používány jiné technologie. Jedná se o efektivní metodu, která si poradí i s proměnlivým obsahem sirovodíku [6],[14].

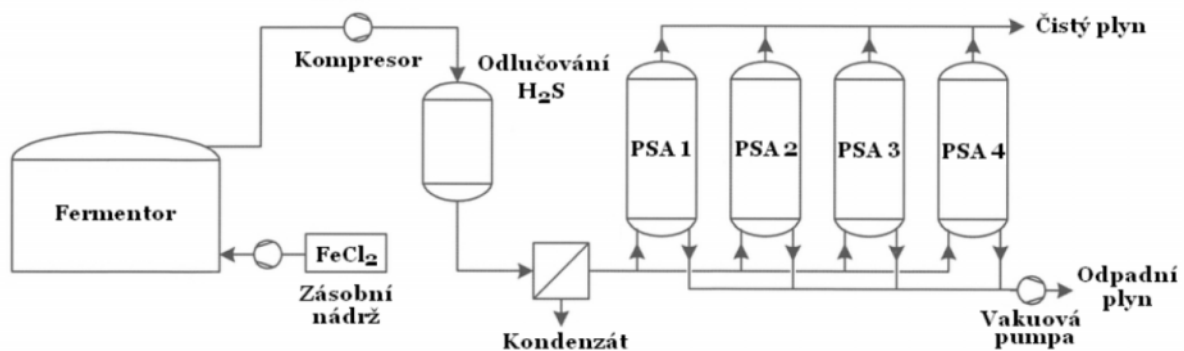
3.1.4. Adsorpce na oxidech železa nebo aktivního uhlí

Sirovodík může být adsorbován na povrchu oxidu kov, jako je oxid železitý nebo oxid manganitý. Během adsorpce na oxidech kov je síra vázána jako sulfid kovu a vodní pára je vypouštěna [6],[14]. Tato metoda je extrémně efektivní, s vynikajícími výsledky. A koliv jsou její investiční náklady poměrně nízké, náklady na provoz jsou mnohem vyšší. Proto se používá až po aplikaci jiné metody, nebo když je v plynu obsah síry malý (do 150 ppm) [6].

3.2 Princip používaných technologií pro výrobu biometanu

3.2.1 Metoda PSA (Pressure Swing Adsorption – stídání tlak)

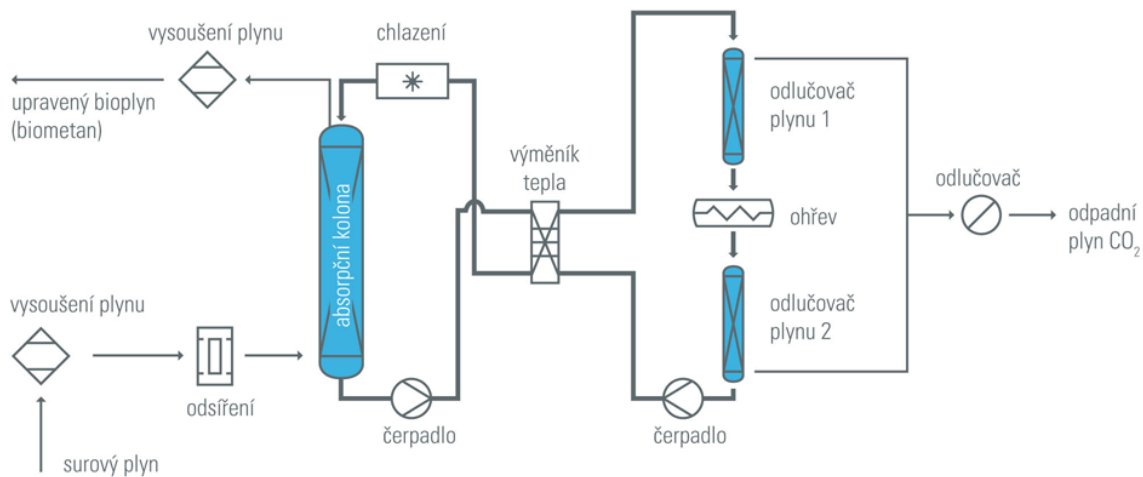
Metoda PSA je založena na rozdílných adsorpčních vlastnostech různých složek plynu na pevném povrchu pod zvýšeným tlakem. Před použitím této metody je nutno plyn odsíť, stlačit na požadovaný tlak a vysušit (aby nedocházelo k poškození adsorberu). Po odsílení se bioplyn stlačí v adsorpční nádobě na hodnotu 8-10 bar. Oxid uhličitý se pod tímto tlakem váže na molekuly aktivního uhlí nebo molekulární síta na bázi aktivního uhlí, tyto prvky jsou používány jako adsorpční materiál. Po této adsorpci dojde k regeneraci adsorpčního materiálu snížením tlaku a uvolňuje se z něj oxid uhličitý, dále je optipidáván bioplyn. Potom je tlak opět zvýšen a celý proces se opakuje. Během fáze snižování tlaku se nejprve vypouští metan (za vyšších tlaků) a až poté oxid uhličitý [2],[3],[6],[14]. Pro zajištění plynulého provozu a dostatečnou rychlost pro potřebnou regeneraci se ve stanicích používá více adsorpčních nádob (kolon), zpravidla se používají čtyři kolony, ale někdy jich může být i šest nebo devět. Všechny kolony poté pracují paralelně, čímž se významně urychluje celý proces ištění vzhledem k času na regeneraci adsorpčního materiálu [3],[6].



Obr. 3 Schéma metody stídání tlak [2]

3.2.2 Chemická absorpce (aminová vypírka)

Chemická absorpce je charakterizována absorpcí plynných složek v istícím roztoku, následovaná chemickou reakcí mezi složkami istící kapaliny a absorbovanými složkami plynu. Vazby nežádoucích látek (oxid uhličitý, sulfan a amoniak) k istící kapalině jsou mnohem silnější, než vazby metanu. Množství absorbovaného metanu v kapalině je velmi nízké, což má za následek velmi vysoký zisk metanu. Vhodné istící (prací) kapaliny jsou například MDEA (metyldietanolamin) nebo MEA (monoetanolamin) [2],[6].



© ÖKOBIT GmbH

Obr. 4 Schéma chemické vypírky [11]

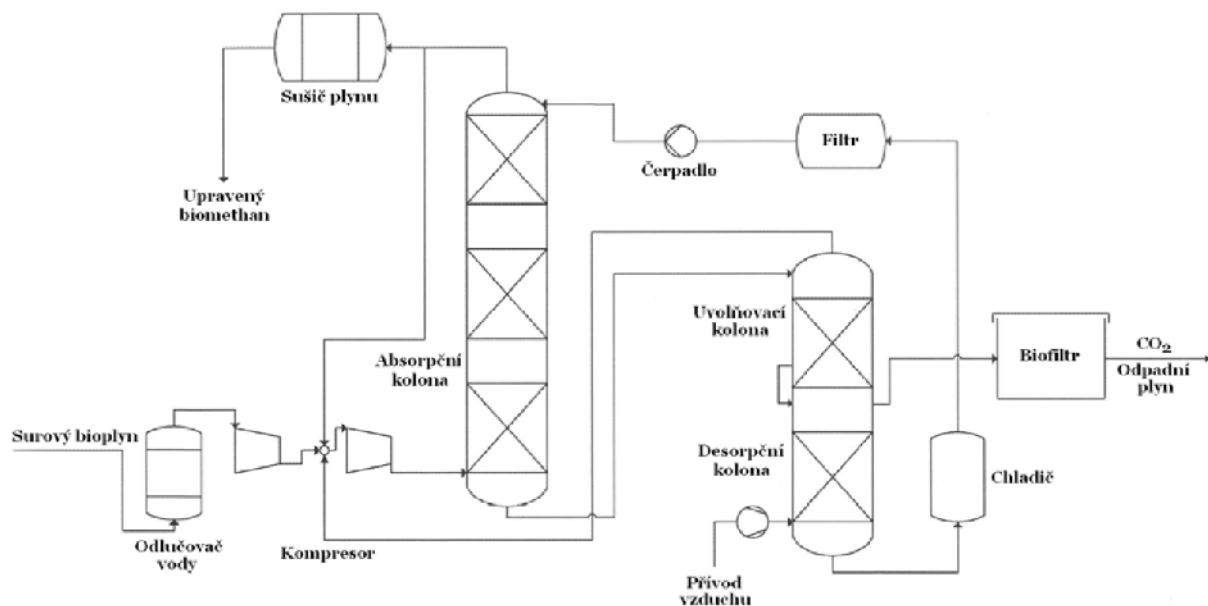
Jak je patrné ze schématu, nejprve dochází k vysoušení plynu a následně k jeho odsíření (zbavení plynu sirovodíku). Poté je plyn veden do absorpční kolony, kde je odstraněn oxid uhličitý pomocí absorpce. Upravený plyn je komprimován na požadovaný tlak a poté je zařazen do sušení plynu. Upravený bioplyn obsahuje okolo 98 % metanu. Odpadní plyn je veden přes tepelný výměník do odlučovače plynu, kde poté dochází k ohřevu odpadního plynu. To znamená, že není nutné dodatečné tepelné ošetření odpadního plynu [2],[11].

3.2.3 Metoda HPWS (High Pressure Water Scrubbing – tlaková vodní vypírka)

Je nejpoužívanější technologie k úpravě bioplynu ve Švédsku. Tlaková vodní vypírka je technika založená na fyzické absorpci rozpouštěných plynů v kapalině. Tato metoda může být použita k čištění bioplynu, protože rozpustnost oxidu uhličitého a sirovodíku je významná.

vyšší než rozpustnost metanu. Rozpustnost všech složek se ještě dále zvyšuje s rostoucím tlakem, což je důvod, proč je při použití této metody využito vysokého tlaku [2],[3],[15].

Při tlakové vypírce se stlačený bioplyn upravuje na biometan bez použití chemikálií, je použita pouze voda. Čistota metanu po úpravě touto technologií je minimálně 97%, přitom kolísání kvality vstupního bioplynu nemá prakticky žádný vliv na provozní náklady a kvalitu biometanu. To znamená, že tato metoda nevyžaduje vysoké požadavky na kvalitu bioplynu (surový plyn), avšak odpadní plyn obsahující oxid uhličitý se potom musí dodatečně upravit, aby mohl být vypuštěn do ovzduší [11].



Obr. 5 Schéma vodní tlakové vypírky (HPWS) [2]

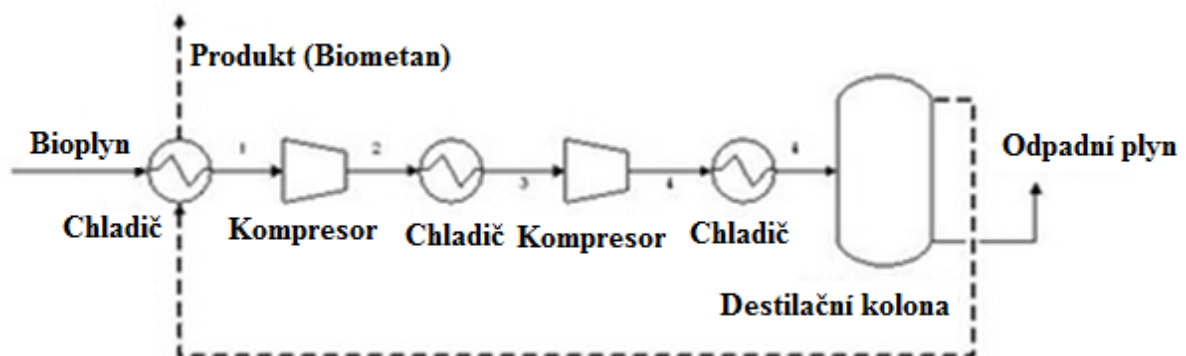
Nejprve bioplyn prochází filtrem, kde je tlak plynu zvýšen na cca 2-3 bary. Pokud bioplyn obsahoval nějakou vodu, bude zde zkondenzována spolu s případnými kontaminanty v plynu. Po ochlazení a odloučení kondenzátu se plyn zkomprimuje na tlak 9-10 bar a je vstříkván na dno absorpční kolony, kde je pokropen vodou z vršku kolony. Plyn, který je veden z kolony v její horní části, se ještě musí vysušit (plyn je zcela nasycen vodní párou). Po tomto vysušení je čistota získaného metanu přibližně 98 % (minimálně 97 %). Voda, která byla použita v procesu, může být regenerována snížením tlaku na 1 bar [2],[11],[15].

3.2.4 Kryogenní separace

Jak již z názvu vyplývá, tato technologie využívá k úpravě bioplynu velmi nízkých teplot a velmi vysokých tlaků. Proces separace potom probíhá za teploty až -100°C a tlaku o velikosti až 4 MPa. Oxid uhličitý, sirovodík a jiné znečišťující látky v bioplynu (kontaminanty)

zkvapalní při určitém tlaku a teplotě, takže se potom dají snadno oddělit od metanu [15]. Například oxid uhličitý zkvapalní při teplotě -20°C a tlaku 19,7 bar [16].

Kryogenní separace oxidu uhličitého je komerčně používána pro plyny, které mají velmi vysoký obsah CO_2 . Jelikož je tato metoda jedna z nejdražších (velké investice i provozní náklady), nevyplatí se její použití v malém množství a pro plyny s nízkým obsahem CO_2 . Nejvyšší provozní náklady připadají na energii potřebnou pro chlazení, které je zcela nezbytné pro tuto technologii. Nevýhodou je, že se některé složky před použitím této metody musí odstranit, jako například voda. Naopak výhodou této technologie je možnost přímé produkce tekutého CO_2 , který je třeba pro některé druhy přepravy [17].



Obr. 6 Schéma kryogenní separace [15]

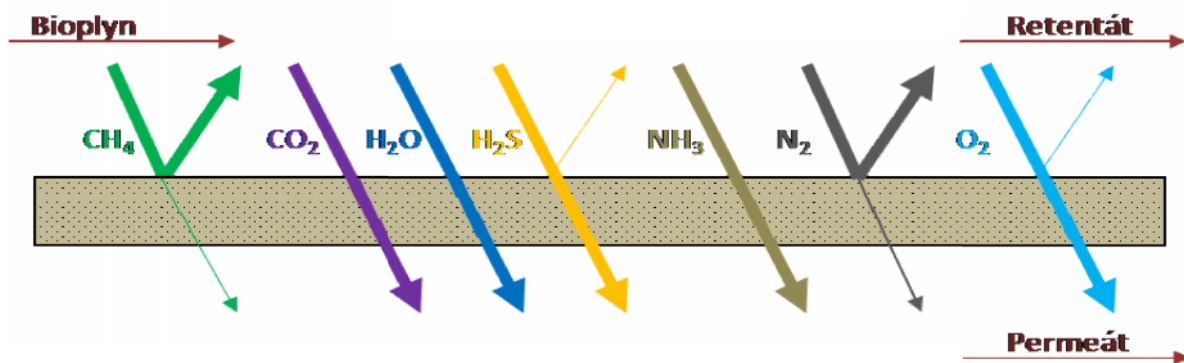
Nejprve se bioplyn zchladí na velmi nízkou teplotu (cca -70°C) v prvním chladiči (výměník tepla), poté následuje kaskáda kompresorů a chladičů, kde dochází ke stlačení plynu na 40 bar (4 MPa). Poté plyn vstupuje do destilační kolony, kde dochází k separaci odpadních složek (zejména CO_2 a H_2S) [15].

3.2.5 Membránová separace

Princip membránové separace je založen na rozdílné propustnosti molekul membránou. Některé molekuly, jako CO_2 , prochází membránou a dostávají se na druhou stranu membrány (permeát). CH_4 neprochází membránou a zůstává na retenční straně. Tím tedy vzniká proud bohatý na CH_4 [18].

Membrány pro úpravu bioplynu jsou vyrobeny z materiálu, který je propustný pro CO_2 , vodu a amoniak. Sirovodík, kyslík a dusík pronikají skrz membránu jen do určité míry, metan prochází do velmi malé míry. Typické membrány jsou vyrobeny z polymerických materiálů, jako je polysulfon nebo polyamid. Tyto membrány jsou aplikovány ve formě dutých vláken,

slou ených dohromady, čímž se vytvo í ur íté množství paralelních membránových modul (kv li dostate né velikosti povrchu membrány) [6].



Obr. 7 Znáznorn ní pr chodnosti r zných složek membránou [18]

Podstatné kritérium pro pr chod ur íté plynné složky membránou je její difúze p es membránu a rozpustnost [2]. Efektivnost tohoto procesu závisí hlavn na použité membrán . Faktory, které rozhodují o výkonu této technologie, jsou nap . tok (propustnost) membránou, životnost, provozní teplota, rozsah vlhkosti, cena údržby atd. Nevýhodou této metody je pom rn malý zisk metanu, který se dá ale vy ešit kaskádním uspo ádáním membrán. Tím je dosaženo velkého zisku metanu, ale rostou tím investí ní náklady [2],[15].

Nejprve se pomocí kompresoru plyn stla í na provozní tlak a poté je bioplyn zchlazen kv li sušení a odstran ní amoniaku. Po oh evu zbytkovým teplem z kompresoru se odstraní zbývající sirovodík, nap . adsorpcí na oxidu železa nebo zinku. Nakonec je plyn odveden do jednostup ové nebo vícestup ové jednotky. Po et membrán v kaskád není ur en požadovanou kvalitou biometanu, ale ziskem metanu (požadovaný zisk) [6].

3.3 Investí ní a provozní výdaje technologií pro výrobu biometanu

Finan ní aspekty jednotlivých technologií pro úpravu bioplynu mohou být rozhodujícím faktorem p í výb ru vhodné metody. Do investí ních výdaj jsou zahrnuty komponenty, které jsou nezbytné pro správnou funkci dané technologie. Jedná se p edevším o r zné tepelné vým níky, chladi e, pumpy apod. Provozní výdaje jsou dány zejména cenou elektrické energie, kterou je třeba vynaložit na spolehlivý provoz dané technologie. U n kterých technologií je třeba zapo ítat cenu sou ástek, které se musí pravideln vym ovat. Do provozních výdaj nebyla zapo ítána cena výroby bioplynu, protože se jedná pouze o provozní výdaje daných technologií, nikoliv celého procesu výroby biometanu.

Provozní výdaje se zpravidla počítají v jednotkách EUR/rok, protože se touto měnou platí v zemích, které mají s výrobou biometanu nejvíce zkušeností. Protože největší objem výroby je v Německu, většinou pocházejí získaná data právě z této země. Německá data pocházejí také od předních výrobců zóny (celosvětové obchodní nabídky). Vzhledem k tomu, že v ČR není zatím ani jedna biometanová stanice, nechávám zjištěné ceny v eurech. Pouze cena elektřiny je od českého dodavatele, ale pro přehlednost je také uvedena v eurech.

Předpokládaná doba životnosti zařízení pro úpravu bioplynu je 10 let (doba odpisování). To je dvakrát kratší doba, než je tomu u samotné bioplynové stanice. V případě, že chceme plně využít životnost bioplynové stanice, je tedy nezbytné ještě jednou investovat do technologie pro výrobu biometanu [15].

U všech metod je v dodatečných výdajích započítána cena za údržbu (adonů několik tisíc EUR/rok [15]). Operátor, což je zaměstnanec, který dohlíží na spolehlivost procesu výroby biometanu, má v zahraničí jiný plat než by tomu bylo v ČR. Plat operátora v Německu je přibližně 56 000 EUR/rok, což je poměrně vysoká hodnota. Z tohoto důvodu stanovím plat pro operátora v podmínkách ČR. Plat operátora budu uvažovat ve zhruba stejné výši, jako je plat zaměstnance v bioplynové stanici, což je cca 27 000 Kč/měsíc (12 000 EUR/rok) [29]. Případné náklady spojené s nákupem chemikálií na odsíování uvádím pouze v případech, kdy je odsíování pro danou technologii zcela nezbytné (např. technologie PSA). Hrubé odsíování tedy nebylo u ostatních technologií započítáno, protože se nejedná o výdaje celého procesu výroby biometanu. Náklady na hrubé odsíování jsou započítány samostatně až ve výsledném ekonomickém zhodnocení výroby biometanu. Investiční a provozní výdaje všech technologií pro výrobu biometanu byly stanoveny pro jednotnou kapacitu výroby bioplynu (modelový příklad). Kapacita výroby bioplynu je hodnota 250 Nm³/h bioplynu s obsahem 52 % CH₄, což odpovídá elektrickému výkonu 500 kW_{el} (fiktivní elektrický výkon, kterého by se dosáhlo, pokud by byla připojena kogenerační jednotka) [15]. Takové kapacitě výroby odpovídá dodávka biometanu 140 Nm³/h (čistota 97 %) [40]. Předpokládá se, že adsorpční materiál při použití technologie PSA (střední tlak) je molekulární uhlíkové síto, protože se tím odstraní z plynu kyslík a dusík, což dále usnadňuje celý proces. Molekulární uhlíkové síto je navíc v praxi nejrozšířenější [6],[19]. Provozní výdaje za elektřinu byly vyčísleny na základě energetické náročnosti pro zajištění chodu dané technologie. Byla použita cena 4,80 Kč za 1 kWh [zdroj: www.cez.cz, 10. 12. 2013]. Při vyčíslení cen byl použit i nový kurz 27 CZK za 1 EUR. Investiční a provozní výdaje technologií pro výrobu biometanu jsou uvedeny v tab. 2 – tab. 6.

Tab. 2 Investi ní a provozní výdaje technologie PSA [15],[19],[20]

Technologie PSA (250 Nm³/h bioplynu)	
Investi ní výdaje	
Položka	Cena
Adsorp ní kolona (× 4)	607 750 €
Pumpa	6 000 €
Kompresor (10 bar, 250 Nm ³ /h)	120 000 €
Ostatní (nap . odlu ova H ₂ S)	85 000 €
	Σ 818 750 €
Provozní výdaje	
Energie na provoz (320 000 kWh/rok)	56 800 €/rok
Katalyzátor	110 000 €/rok
Plat operátora	12 000 €/rok
Servis a údržba	50 000 €/rok
	Σ 228 800 €/rok

Tab. 3 Investi ní a provozní výdaje technologie chemické absorpce [15],[19],[20]

Chemická absorpce (250 Nm³/h bioplynu)	
Investi ní výdaje	
Položka	Cena
Absorp ní kolona	152 000 €
erpadlo (× 2)	13 250 €
Vým ník tepla	18 500 €
Odlu ova plynu	110 000 €
Absorpce H ₂ S (odsí ení)	627 000 €
	Σ 920 750 €
Provozní výdaje	
Katalyzátor	79 000 €/rok
Energie na provoz (350 000 kWh/rok)	62 500 €/rok
Servis, údržba a plat operátora	62 000 €/rok
	Σ 203 500 €/rok

Tab. 4 Investi ní a provozní výdaje technologie HPWS [15],[19],[20]

Technologie HPWS (250 Nm³/h bioplynu)	
Investi ní výdaje	
Položka	Cena
Kompresor (10 bar, 250 Nm ³ /h)	120 000 €
Absorp ní kolona	152 000 €
Desorp ní kolona	80 000 €
Regenera ní kolona	110 000 €
2 kompresory, erpadla a vým níky tepla	25 000 €
	Σ 487 000 €
Provozní výdaje	
Energie na provoz (320 000 kWh/rok)	56 800 €/rok
Servis	46 000 €/rok
Údržba	4 500 €/rok
Plat operátora	12 000 €/rok
	Σ 119 300 €/rok

Tab. 5 Investi ní a provozní výdaje technologie kryogenní separace [15],[20]

Kryogenní separace (250 Nm³/h bioplynu)	
Investi ní výdaje	
Položka	Cena
Kompresory	490 000 €
Chladi e (vým níky tepla)	57 000 €
Destila ní kolona	480 000 €
	Σ 1 027 000 €
Provozní výdaje	
Energie na provoz (2 000 000 kWh/rok)	355 000 €/rok
Servis a údržba	50 500 €/rok
Plat operátora	12 000 €/rok
	Σ 417 500 €/rok

Tab. 6 Investi ní a provozní výdaje technologie membránové separace [15],[20]

Membránová separace (250 Nm³/h bioplynu)	
Investi ní výdaje	
Položka	Cena [€]
Kompresor (10 bar)	120 000 €
erpadla	13 250 €
Membrána	30 000 €
Odsí ení	627 000 €
	Σ 790 250 €
Provozní výdaje	
Energie na provoz (175 000 kWh/rok)	31 000 €/rok
Náklady na odsí ování	49 500 €/rok
Plat operátora	12 000 €/rok
Servis a údržba	42 000 €/rok
	Σ 134 500 €/rok

Jak je patrné z výše uvedených informací, odsí ování má u n kterých technologií zcela zásadní vliv na investi ní i provozní výdaje. To m žeme pozorovat zejména u chemické absorpce a membránové separace, kde odsí ení íní n kolikanásobek ostatních výdaj .

3.3.1 Celkový p ehled technologií pro výrobu biometanu

Následující tabulka (tab. 8) uvádí stru ný p ehled analyzovaných technologií, v etn základních výhod a nevýhod, které mohou rozhodnout o tom, zda danou technologii zvolit pro úpravu bioplynu. Množství biometanu vyprodukovaného za rok závisí na kapacit dané stanice, v tab. 6 je po ítáno s 250 Nm³/h bioplynu. P i této kapacit je ro ní množství bioplynu, který se pomocí technologií upraví, okolo 2 150 000 Nm³ (p edpokládá se, že vstupní bioplyn má obsah metanu zhruba 63 %). Z tohoto množství bioplynu se upraví asi 1 200 000 Nm³ biometanu. ístota biometanu (obsah CH₄ v plynu) závisí na použité technologii. D ležitá je norma na biometan, která p edepisuje minimální ístotu biometanu. Minimální obsah CH₄ v biometanu by m l být 97 % [6],[23].

Tab. 7 P ehled technologií pro výrobu biometanu [6],[21]

Technologie	Vlastnosti dané technologie	
	Výhody	Nevýhody
St řídání tlak (PSA)	<ul style="list-style-type: none"> - Možnost odstran ění O₂, N₂ - Cenov ě efektivní ve v ěšším m ětku (objem výroby) 	<ul style="list-style-type: none"> - Nezbytné ods ěn ě - Obtížn ě řídání procesu - Nutná vým ěna katalyzátoru
Chemická absorpce	<ul style="list-style-type: none"> - Vysoká ěistota biometanu - Cenov ě efektivní ve velk ěm m ětku (objem výroby) 	<ul style="list-style-type: none"> - Nebezpe ěí kontaminace chemikáliemi - Neodstra ůje N₂ a O₂ - P ř ěliš vysok ě náklady pro plyny s vyšším obsahem CO₂
Vodn ě vyp ěrka (HPWS)	<ul style="list-style-type: none"> - Velmi jednoduch ě a spolehliv ě proces - N ězk ě náklady 	<ul style="list-style-type: none"> - Neumo ůje odstran ěn ě N₂, O₂ ani vodn ě p ěry
Kryogenn ě separace	<ul style="list-style-type: none"> - Velmi vysoká ěistota biometanu 	<ul style="list-style-type: none"> - Vysok ě investicn ě ě i provozn ě náklady - Složit ě proces, kter ě m ě ůe zp ůsobit adu probl ěm
Membr ěnov ě separace	<ul style="list-style-type: none"> - Jednoduch ě stanice - N ězk ě provozn ě náklady 	<ul style="list-style-type: none"> - Pom ěrn ě n ězk ě ěistota CH₄ - Neodstra ůje N₂ a O₂

3.3.2 Diskuze investicn ěch a provozn ěch v ědaj

Celkov ě investicn ě ě a provozn ě v ědaje jednotliv ěch technologií jsou na obr. 8. Kryogenn ě procesy (separace) jsou nejm ěn pou ůžívanou ze v ěch p ř ě uveden ěch technologií, jeliko ů mají nejn ěv ěší v ědaje. Provozn ě v ědaje u t ěto technologie jsou dokonce tak vysok ě, ůe zcela vybo ůj ě z ady od ostatn ěch. Mimoto jsou kryogenn ě procesy velmi komplikovan ě proces a kv ěli vysok ěm tlak ěm a n ězk ěm teplot ěm jsou i pom ěrn ě nebezpe ěn ě. Jejich jedinou v ěhodou je velmi vysoká ěistota biometanu [15],[21].

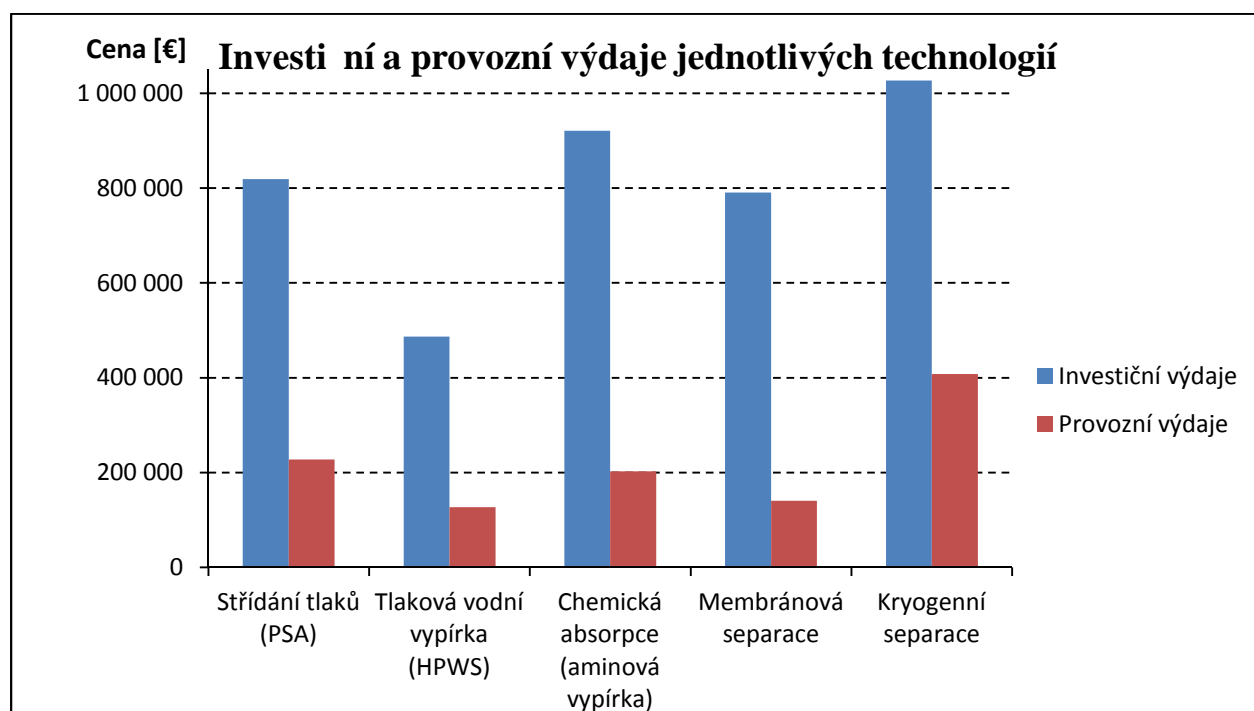
Tlakov ě vodn ě vyp ěrka je d ěky sv ěm n ězk ěm n ěklad ěm a jednoduchosti nejpou ůžívan ější metodou pro ůpravu bioplynu ve Šv ědsku [24]. Prom ěnliv ě obsah sirovod ěku v bioplynu ě i jeho kol ěsajíc ě kvalita nemá prakticky ůadn ě vliv na provozn ě náklady, jedn ě se tud ě ůe o vynikajíc ě metodu pro v ěchny biometanov ě stanice, kde se neust ěle m ěn ě kvalita bioplynu (procentn ě zastoupen ě metanu v plynu). P ř ě pou ůžit ě t ěto technologie pro v ěš ě pr ůtoky bioplynu (nap ř . 5000 m³/h) je t ěba po ř ědit n ěkolik t ěchto ůa ř ěn ě, protože tato technologie m ě fyzick ě limit pr ůtoku bioplynu (omezen ě kapacita Nm³/h bioplynu) [21].

Druhou nejpou ůžívan ější technologií pro výrobu biometanu ve Šv ědsku je st řídání tlak (PSA), v N ěmecku je nejpou ůžívan ější [24]. Hlavn ě nev ěhodou t ěto metody je nezbytnost ods ěn ě (po ůškozen ě adsorp ěn ěho materi ělu), ěm ů se zn ěn ě zvyš ůj ě provozn ě a ěst ěn ě investicn ě

výdaje. Zjednodušená verze této technologie může být cenově velmi efektivní i pro biometanové stanice s malým průtokem bioplynu a je cenově efektivní pro stanice se stálou kvalitou bioplynu. Zdrojem takového bioplynu jsou energetické plodiny (např. obilí nebo kukuřice) [21]. Přínosné je, že umožňuje odstranění dusíku a kyslíku pomocí molekulárního uhlíkového síta [6],[11],[15],[19].

Chemická absorpce má podle tabulky 6 téměř stejnou cenu 1 Nm³ biometanu, jako metoda střídání tlaků. Její investiční a provozní výdaje se však liší. Chemická absorpce, která má ještě vyšší investiční výdaje než metoda PSA, ale nižší provozní výdaje, je tudíž vhodná pro velký objem výroby biometanu. Vzhledem k cenám čistících kapalin je chemická absorpce příliš nákladná pro plyny s vysokým obsahem oxidu uhličitého [21].

Membránové procesy mají poměrně nízké provozní výdaje, jen o něco vyšší než tlaková vodní vypírka. Jedná se o ekonomicky i energeticky efektivní technologii, která však v praxi není příliš používána. S touto technologií totiž nelze tak snadno dosáhnout vysoké čistoty biometanu. Uspořádání membrán do kaskády vede ke zvýšení požadovaného zisku metanu, ale nezvyšuje se tím čistota biometanu. Kvalita membrány má proto rozhodující vliv na čistotu výsledného biometanu [6],[21].



Obr. 8 Investiční a provozní výdaje jednotlivých technologií

4 Palivový cyklus biometanu a jeho účinnost

Cílem této kapitoly je stanovit energetickou účinnost palivového cyklu bioplynu a biometanu. Hodnoty energetické efektivity produkce biometanu a bioplynu jsem zpracoval na základě údajů. Z tohoto srovnání lze poté určit, zda má smysl bioplyn dále upravovat na biometan.

Palivový cyklus biometanu je souhrn procesů, které začínají produkcí biomasy k výrobě bioplynu a končí injkcí biometanu do rozvodné sítě zemního plynu. K určení energetické efektivity je třeba analyzovat palivový cyklus. Je tedy nutné stanovit, kde v tomto cyklu dochází k energetickým ztrátám. Pro přesné vyčíslení ztrát je třeba ještě provést sběr dat. Většinu dat jsem získal buď přímo v technické praxi, nebo ze veřejných dat různých projektů pro podporu biopaliv. Hlavní zdroje dat, které jsem v této kapitole použil, jsou:

- český statistický úřad (ČSÚ)
- veřejná data evropských projektů pro podporu biometanu, zejména GreenGasGrids a Intelligent Energy Europe (IEE)
- konzultace s odborníkem z praxe

4.1 Metoda výpočtu energetické účinnosti palivového cyklu

4.1.1 Popis metody

Metoda je založena na přesném vyčíslení ztrát při jednotlivých procesech palivového cyklu, přičemž vstupní energetická hodnota je určena jako energetický výnos cíleně pěstované plodiny na jednotku zemědělské plochy (hektar). Respektován je tedy kompletně celý palivový cyklus od začátku. Předpokládá se, že energetický obsah konečných produktů cyklu je ekvivalentní, bez ohledu na to, zda se jedná o elektřinu, teplo či palivo do vozidel. To znamená, že i jejich využití konečným spotřebitelem je zanedbáno. Všechny typy produktů jsou zkrátka vyčísleny v jednotkách energie. Typ produktu se bude brát v úvahu až při ekonomickém zhodnocení efektivity výroby biometanu (bioplynu).

Poslední věc, která je ve výpočtu zanedbána, jsou ztráty při dopravě energie ke konečným spotřebitelům a při dopravě biomasy do bioplynové stanice. Tyto ztráty jsou významnější pouze v případě bioplynových stanic, které využívají méně hodnotné suroviny pro výrobu bioplynu a jejich zákazníci se nacházejí daleko od stanice. V případě cíleného pěstování energetických plodin jsou tyto ztráty zanedbatelné, obzvláště když se stanice nachází v blízkosti zákazníků.

4.1.2 Rozsah metody

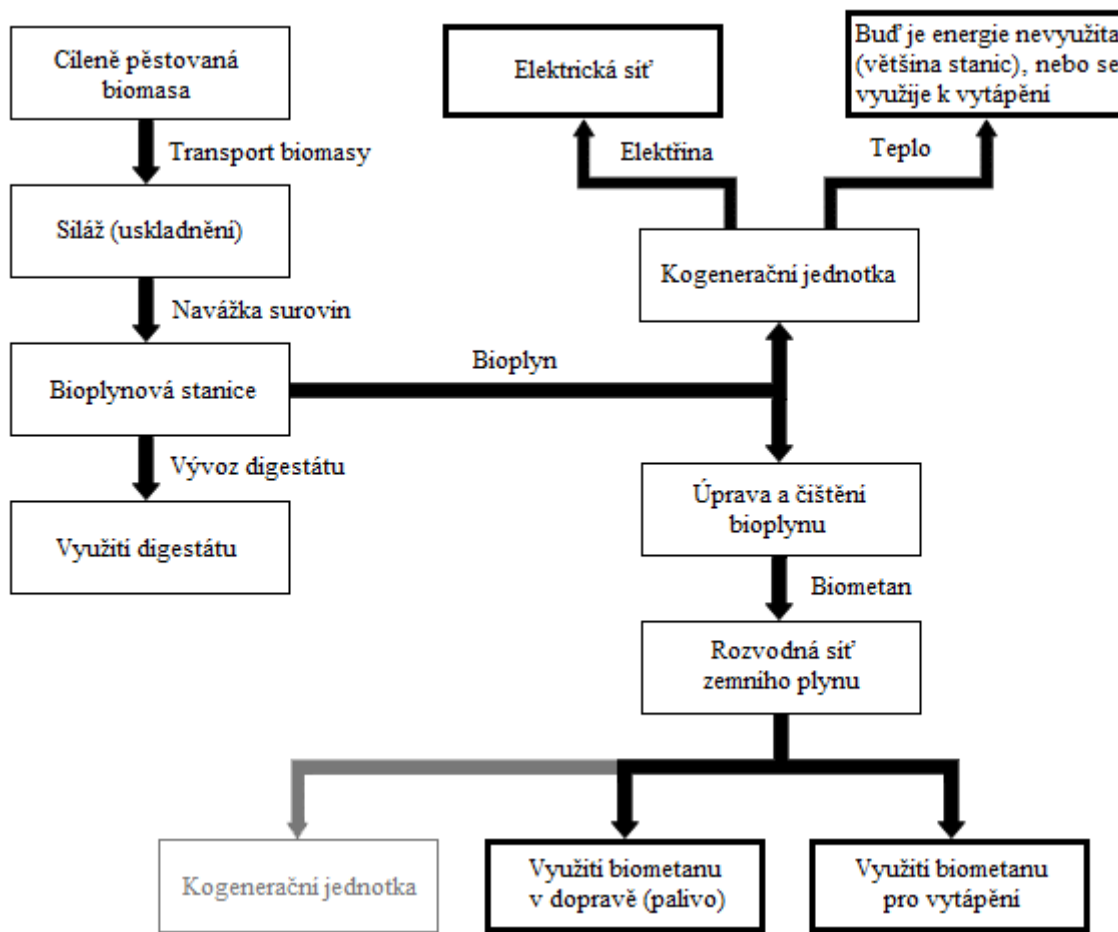
Porovnání energetické a ekonomické efektivity několika druhů surovin je značně komplikované především kvůli tomu, že suroviny pro výrobu bioplynu se dělí na různé kategorie (odpady, kal z čistění odpadních vod a cíleně pěstované plodiny) a způsob výsledného zhodnocení každé z těchto kategorií je značně odlišný. Bioplynové stanice vázané na čistění odpadních vod a bioplynové stanice využívající odpady patří k těm méně efektivním, jelikož odpady a kal z čistění mají nízký obsah sušiny, přibližně kolem 5 % (například prasečí kejda má 3 až 5,6 % sušiny). Bioplynové stanice zemědělského typu mohou využívat energeticky hodnotnější substráty, jako jsou odpady ze zemědělské výroby (například při tržní úpravě brambor) nebo již zmíněná cíleně pěstovaná biomasa (energetické plodiny). To znamená, že výsledný průtok bioplynu bude ve stanici využívající odpady nebo kal značně nižší, než je tomu u cíleně pěstovaných plodin, které mají podstatně vyšší obsah sušiny (okolo 30 %). Odpady jsou ale na druhou stranu levnější, jelikož jsou zatíženy výhradně jen dopravními náklady, ovšem nižší průtok bioplynu znamená také nižší zisky v daném časovém období z prodeje konečných produktů zákazníkům [1],[26].

Z výše uvedeného vyplývá, že odpady budou majoritní surovinou k výrobě bioplynu pouze tam, kde se kvůli klimatickým podmínkám nedaří efektivně pěstovat energetické plodiny, což jsou zejména severské země. V této práci bude tedy efektivnost stanovena v souladu s klimatickými podmínkami ve střední Evropě, zejména v České Republice. Výpočet energetické účinnosti cyklu se bude zakládat na postupech, které se v praxi uplatnily nejlépe.

4.2 Analýza palivového cyklu biometanu

Protože vstupním substrátem pro výrobu biometanu je cíleně pěstovaná biomasa, celý cyklus začíná produkcí biomasy. Dostatek zemědělské půdy a podmínky pro pěstování energetických plodin jsou hlavní omezující faktory, které ovlivní, kolik energie se dostane ke konečným spotřebitelům energie [1].

Na obr. 9 je znázorněno technologické schéma palivového cyklu cíleně pěstované biomasy, určené k výrobě bioplynu (biometanu). V této kapitole je provedena podrobnější analýza každého z jednotlivých procesů, aby bylo možno vypočítat celkovou účinnost tohoto cyklu.



Obr. 9 Technologické schéma

Biomasu určenou k výrobě bioplynu (biometanu) je třeba sklízet a dopravit do bioplynové stanice. Při dopravě vznikají velmi malé ztráty, které lze zanedbat. Biomasa se následně skladuje (siláž). Při siláži vznikají ztráty v důsledku rozmnožování mikroorganismů. Biomasa se poté v průběhu roku postupně dopravuje do fermentoru bioplynové stanice, kde dochází k vyhnívání za nepřítupu vzduchu (anaerobní digesce). Během tohoto procesu vzniká bioplyn, jehož obsah metanu závisí na použitém substrátu. Biomasu je možno ještě před procesem anaerobní fermentace upravit přidáním různých enzymů, které urychlí jednotlivé biochemické reakce, což vede ke zvýšení efektivity využití vstupních substrátů [26]. Po dokončení procesu vyhnívání zstanou ve fermentoru zbytky, které jsou tvořeny především anorganickými látkami (např. dusík nebo fosfor). Tyto látky zaujímají určitý podíl v sušině a z energetického hlediska představují odpad, kterého se bioplynová stanice potěbuje zbavit. Tento odpad (zbytek po fermentaci) se nazývá digestát a dá se využít jako hnojivo. Z výše uvedeného vyplývá, že část energie z biomasy zůstane v podobě digestátu. Vyrobený bioplyn lze poté uplatnit buď v kogenerační jednotce, nebo ho upravit na biometan.

V případě využití bioplynu ke kombinované výrobě elektřiny a tepla dochází ke ztrátám v kogenerační jednotce, jelikož pracuje s určitou účinností. Elektřina se vyvede do elektrické sítě ke konečným spotřebitelům energie. Část tepelné a elektrické energie se spotřebuje pro vlastní spotřebu bioplynové stanice. Je třeba ještě přičíst energii potřebnou k pěstování (produkci) biomasy [26],[6].

Významný problém v těsně bioplynových stanic s kogenerační jednotkou je ve využití vyrobeného tepla. A kolivně které stanice jsou schopny toto teplo efektivně využít, v těsně z nich ho nevyužívá, případně ho nemá jak využít. Například bioplynová stanice Těplo teplo z kogenerační jednotky odvádí pomocí plynovodu do místních lázní. Pokud však není stanice schopna tuto energii efektivně využít, je třeba označit ji za ztrátovou. Energetická efektivnost takové stanice je přibližně poloviční oproti těm, které teplo efektivně aplikují.

Pokud je bioplyn upravován a přečištěn na biometan, dochází ke ztrátám při úpravě bioplynu. Každá technologie pro úpravu bioplynu má dva výstupy. První výstup je čistý plyn (biometan) a druhý je odpadní plyn. Odpadní plyn by měl být tvořen pouze oxidem uhlíkovým a dalšími nežádoucími plyny, ale protože žádná z technologií není dokonalá, část metanu se vyloučí společně s ostatními odpadními plyny. Tyto ztráty jsou však poměrně malé ve srovnání s ostatními procesy palivového cyklu. Zařízení, používané k úpravě a přečištění bioplynu, má také svou vlastní spotřebu. Další ztráty vznikají při vstříknutí biometanu do rozvodné sítě zemního plynu [1],[6].

4.2.1 Energetický výnos cílené pěstované biomasy

Podstatná věc, která má vliv na výslednou efektivnost, je výběr vhodné energetické plodiny. Při výběru cílené pěstované plodiny je třeba uvážit požadavek na kvalitu substrátu, agroekologické a ekonomické faktory. Produkce bioplynu z biomasy je závislá zejména na hektarovém výnosu biomasy, vhodné zralosti plodiny, termínu sklizně, požadované délce dozrání, snadné a kvalitní konzervaci. Pokud zvážíme všechny tyto uvedené faktory, zjistíme, že je výborně splňuje kukuřice [26]. Hlavní důvod, proč se kukuřice používá pro výrobu bioplynu, jsou následující [26],[27]:

- vysoký výnosový potenciál
- vysoký obsah sušiny (28 - 36 %), nízký obsah popelovin
- široká nabídka hybridů pro různé agroekologické podmínky
- kukuřice na siláž má velmi vysokou výhlednost (16,3 MJ/kg)
- kukuřice je homogenní substrát

Využívání kukuřice na siláž je bohužel spojeno i s n kolika riziky, ale v tšín z t chto rizik lze p edcházet. Zvýšení zastoupení kukuřice v osevním postupu m že zp sobit p emnožení divokých prasat. Prasat m se totiž mezi ádky kukuřice velmi da í, jelikož jsou od sebe jednotlivé rostliny pom rn daleko, obvykle 0,75 m. Existuje i riziko p stování kukuřice po sob . P stování n kolik let po sob m že zp sobit pokles hektarových výnos a erozi p dy. Kukuřici je také nutno dostate n chránit, aby nedocházelo k ší ení šk dc a chorob [26]. Srovnání kukuřice s n kterými dalšími energetickými plodinami je v tab. 9:

Tab. 8 Srovnání používaných substrát pro výrobu bioplynu [26],[27]

Plodina	Parametry plodiny	Srovnání s kukuřicí
irok na siláž	Sušina 35 %, průmrný výnos 42,5 t/ha, anorganické látky až 12 %, výh evnost 17,6 MJ/kg	<ul style="list-style-type: none"> • Menší nabídka hybrid • Srovnatelný energetický zisk
Obilí	Sušina cca 85 %, výnos: zrno 5 t/ha a sláma obilovin 6 t/ha, anorganické látky 10 %, výh evnost 15,5 MJ / kg	<ul style="list-style-type: none"> • Nižší výnosový potenciál
Travní siláž	Sušina okolo 30 %, anorganické látky cca 8 %, výh evnost 14,6 MJ/kg	<ul style="list-style-type: none"> • Energetický zisk je o 30 % nižší než u kukuřice

Z tabulky vyplývá, že irok je pro energetické ú ely velmi perspektivní plodina. irok na siláž poskytuje podobn jako kukuřice vysoké výnosy biomasy a sušiny. Podobn jako kukuřice nezabezpečuje dostate nou ochranu p dy tam, kde hrozí eroze (obzvlášt svahy).

irok lze p stovat po sob bez vážn jších rizik. Nevýhodou je, že pro n j není v sou asné dob tak dobrá nabídka hybrid pro r zné agroekologické podmínky. Rozší ení iroku bude závislé na nabídce vhodných hybrid [26]. Kukuřice je díky svému vysokému výnosovému potenciálu a kvalitní sušin zatím nejvýznamn jší plodinou pro výrobu bioplynu v R. Existuje široká nabídka hybrid pro energetické ú ely, u kterých je p stování a silážování ov ené zemědělskou praxí [26]. Celkový hrubý energetický výnos z jednoho hektaru p dy se vypo te podle vzorce (2):

$$E = H \cdot V \quad [\text{GJ/ha}] \quad (1)$$

kde E ... energetický zisk z jednoho hektaru [GJ/ha]

H ... výh evnost energetické plodiny [GJ/t]

V ... hektarový výnos dané plodiny (sušina) [t/ha]

Výh evnost kuku i né siláže je 16,3 GJ/t [27]. Hektarový v ýnos je závislý na klimatických podmínkách v daném míst , zem d lské p d , typu biomasy a dalších parametrech. Z tohoto d vodu budou p i výpo tu použity hodnoty, které jsou typické pro st ední Evropu, zejména R. Hektarový v ýnos bude vypo ten jako pr m rná hodnota za poslední t i roky.

Tab. 9 Sklize kuku ice na siláž v R [28]

Území, kraj	Rok 2011	Rok 2012	Rok 2013
	V ýnos v t/ha	V ýnos v t/ha	V ýnos v t/ha
Hl. m. Praha	45,09	44,19	42,17
St edo eský	42,35	41,30	33,79
Jiho eský	41,88	40,44	30,24
Plze ský	42,16	40,67	30,36
Karlovarský	41,99	40,48	30,14
Ústecký	41,91	42,16	36,27
Liberecký	41,59	40,88	31,00
Královéhradecký	41,73	41,75	34,19
Pardubický	42,28	41,53	32,68
Vyso ina	41,78	40,78	30,31
Jihomoravský	37,54	34,46	33,78
Olomoucký	43,85	43,52	39,16
Zlínský	41,49	40,90	36,07
Moravskoslezský	42,33	41,26	33,18
eská republika	41,79	40,60	32,66

Pr m rný hektarový v ýnos kuku ice na siláž je tedy 38,35 t/ha. Zvolením vhodného hybridu pro danou lokalitu lze dosáhnout obsahu sušiny 28 - 36 % [26]. Když uvážím obsah sušiny 32 % (nej ast ji), je pr m rný v ýnos sušiny 12,272 t/ha. Dosadím hektarový v ýnos a výh evnost kuku ice do vzorce (1), tím získám hrubý energetický v ýnos z jednoho hektaru p ibližn 200,03 GJ/ha. Je však podstatné si uv domit, že se jedná o zna n variabilní hodnotu, m že se pohybovat v rozmezí 8 – 18 t/ha sušiny [26].

4.2.2 Siláž

P i silážování vznikají ztráty kv li klimatickým vliv m nebo mikroorganism m. Nejv tší hrozbu pro siláž p edstavují mikroorganismy. Pokud se p emnoží, dochází k fermenta nímu procesu. Tento fermenta ní proces je však podstatn pomalejší, než ve fermentoru bioplynové stanice. D sledky tohoto procesu jsou ztráty sušiny a energie. N které mikroorganismy zp sobují pom rn malé ztráty, ale nap . klostridie zp sobují nesmírné ztráty. Aby se tomuto fermenta nímu procesu p edešlo, je t eba vlastnit kvalitní silážní prostor, který je zbavený zbytk a ne istot. V následující tabulce jsou uvedeny mikroorganismy, které se procesu fermentace ú astní, v etn zp sobených ztrát za dobu silážování [26].

Tab. 10 Ztráty v siláži fermentačním procesem [26]

Mikroorganismus	Metabolická dráha	Ztráty	
		Sušina [%]	Energie [%]
Klostridie	$2*(C_3H_6O_3) \rightarrow C_4H_8O_2 + 2*(CO_2)$	51,1	18,4
Enterobakterie	$C_6H_{12}O_6 \rightarrow C_2H_4O_2 + C_2H_6O + 2*(CO_2)$	41,1	16,6
Kvasinky	$C_6H_{12}O_6 \rightarrow 2*(C_2H_6O) + 2*(CO_2)$	48,9	0,2
Homofermentativní LAB	$C_6H_{12}O_6$ (glukóza) $\rightarrow 2*(C_3H_6O_3)$	0,0	0,7
Heterofermentativní LAB	$C_6H_{12}O_6 \rightarrow C_3H_6O_3 + C_2H_6O + CO_2$	24,0	1,7
Heterofermentativní LAB	3 fruktózy ($C_6H_{12}O_6$) $\rightarrow C_3H_6O_3 + C_2H_4O_2 + CO_2 + 2*(C_6H_{14}O_6)$	4,8	1,0

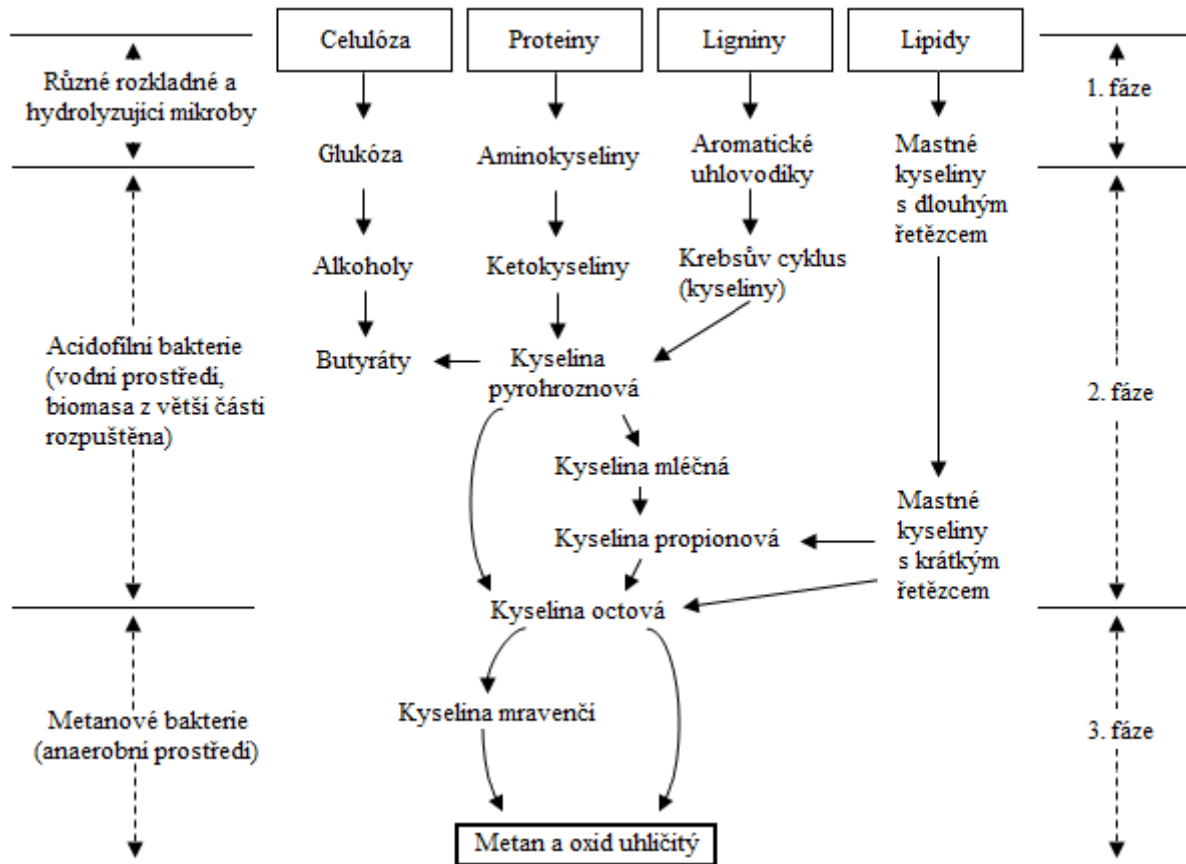
Kukuřičná siláž se v praxi skladuje nejčastěji v silážních žlabech. Silážovaná hmota se musí být řádně udusata (traktory, válce), aby došlo k vytlačení vzduchu. Tato hmota se zakrývá plachtami nebo fóliemi, aby nedocházelo ke zbytečným ztrátám, které by způsobily přístup vzduchu. Za předpokladu, že je silážní prostor čistý, jsou ztráty biomasy v důsledku biologické degradace 9 – 12 %. Tyto ztráty jsou specificky pro kukuřičnou siláž přibližně 10 % [30]. V případě, že by siláž nebyla zakryta, budou tyto ztráty podstatně vyšší (v důsledku prodávání). Tyto hodnoty představují celkové ztráty za dobu silážování. Předpokládá se tedy, že do silážního žlabu je umístěno dostatečné množství biomasy na jeden rok. Biomasa je v průběhu roku postupně navážena do fermentoru bioplynové stanice.



Obr. 10 Silážní žlab bioplynové stanice Těbo

4.2.3 Anaerobní digesce

Přeměna biomasy v jednoduché uhlovodíky je dosažena vhodnými mikroorganismy za nepřítupu vzduchu (anaerobní podmínky). Je třeba dodržet vhodné podmínky (teplota, množství mikroorganismů, míchání atd.). Anaerobní digesce má tři fáze (viz obr. 11).



Obr. 11 Zjednodušený popis biochemických cest anaerobní digesce biomasy [31]

V první fázi je biomasa rozložena heterogenními mikroorganismy, v této fázi nejsou anaerobní podmínky nezbytně nutné. Tyto rozklady zahrnují hydrolýzu celulózy na jednoduchou glukózu, enzymy vyprodukované mikroorganismy jsou použity jako katalyzátor (podobně jsou proteiny rozloženy na aminokyseliny atd.). Výsledkem první fáze je, že většina biomasy je nyní rozpustná ve vodě a v jednodušší chemické formě. Ve druhé fázi dochází k dehydrogenaci (odebrání atomu vodíku, přeměna glukózy na kyselinu octovou), karboxylaci aminokyselin a rozdělení mastných kyselin s dlouhým řetězcem. Všechny tyto reakce jsou fermentační a způsobují je různé acidofilní bakterie. V konečné fázi dochází k produkci bioplynu (směs CH_4 a CO_2) z kyseliny octové díky fermentační reakci, vykonané pomocí metanogenních bakterií. Tyto bakterie nezbytně potřebují anaerobní prostředí. Tedy

fáze trvá několik týdnů, a následující fáze mohou trvat dny, nebo hodiny. Průměrná doba trvání jednotlivých fází závisí na vlastnostech biomasy. Velmi často se všechny tyto procesy odehrávají v jedné nádobě (fermentor). Separace těchto procesů vede ke zvýšení efektivity produkce bioplynu, ze stejného množství biomasy se vyrobí větší množství bioplynu. Aby mohla digesce pokračovat v jednotlivých fázích, musí být splněny určité podmínky. Přítomnost bakterií je potlačena v přítomnosti kovových solí, penicilínu, rozpustných sulfidů a amoniaku ve vysokých koncentracích. Některé množství dusíku je podstatné pro růst mikroorganismů. Pokud je množství dusíku až příliš malé vzhledem k množství uhlíku v substrátu, růst bakterií je nedostatečný a produkce bioplynu je nízká. Naopak příliš velké množství dusíku může způsobit otravu bakterií [31].

Všechny látky, ze kterých nevznikne bioplyn, zstanou ve fermentoru v podobě digestátu. Jedná se především o anorganické látky (popeloviny), ale také menší množství uhlíku. Energie, která zůstává v digestátu, se liší podle různých druhů substrátu (biomasy). Kukuřičná siláž obsahuje v digestátu přibližně 30 – 35 % vstupní energie. Tato hodnota se postupně zvyšuje s věkem a obsahem ligninu v rostlině. Pro travní siláž je tato hodnota 40 %, někdy až 55 % (podle druhu trávy) a pro slámu je to 60 %. Některé substráty mohou mít dokonce přes 80 % vstupní energie v digestátu. Kukuřičná siláž má tedy tuto hodnotu poměrně nízkou. Dnes již existují technologie, které umožní extrakci ligninu z biomasy. Tím se sníží obsah energie v digestátu, ovšem za cenu vyšších investičních výdajů [32]. Vzhledem k tomu, že je tato technologie stále testována a není v praxi výrazně rozšířena, budu uvažovat standardní hodnotu obsahu energie v digestátu.

Digestát se uplatňuje především jako hnojivo, protože obsahuje velké množství dusíku a dalších látek. Například pro bioplynovou stanici Těbovice je obsah dusíku v digestátu 6,75 % (údaje ve 100 % sušiny), 1,43 % fosforu, 24,2 % popelu a 6,05 % draslíku. Digestát obsahuje také menší množství těžkých kovů (například molybden, olovo). Některé těžké kovy jsou obzvláště nebezpečné, zejména arsen nebo rtuť. Vyhláška 271/2009, kterou se mění vyhláška Ministerstva zemědělství č. 474/2000 Sb. (o stanovení požadavků na hnojiva), stanovuje limit těchto látek v digestátu. V případě překročení limitu nelze digestát použít jako hnojivo (případně musí být zbaven těchto látek). Digestát se skladuje zpravidla v železobetonových nádržích o velkém objemu. Tyto nádrže jsou opatřeny míchadly a výdejním místem pro odběr digestátu do dopravních cisteren [29].

4.2.4 Energetická účinnost bioplynové stanice

Energetická účinnost je definována jako poměr výstupní a vstupní energie. Za vstupní energii do tohoto procesu budeme považovat energii v surovém bioplynu, který vznikl rozkladem biomasy (anaerobní digesce). Vstupní energii označíme $Q_{BPbrutto}$ (výh evnost bioplynu). Výstupní energie je potom ta, která je p edána k dalšímu využití mimo vlastní stanici (ú eln využitá). Tuto využitou energii lze v p ípad bioplynové stanice rozd lit následovn [33]:

- istou elekt inu, která je dodána do distribu ní sít nebo spot ebována v dané lokalit mimo vlastní technologickou spot ebu bioplynové stanice (ozna íme E_{dod})
- istou dodávku tepla po ode tení vlastní spot ebu bioplynové stanice (ozna íme Q_{dod})

Pro vyjád ení energetické účinnosti bioplynové a biometanové stanice se používá ukazatel, který je nazvaný jako „Stupe energetického využití bioplynu“ (SEV_{BP}). Tento ukazatel se vypo ítá podle vztahu [33]:

$$SEV_{BP} = (E_{dod} + Q_{dod})/Q_{BPbrutto} \quad [-] \quad (2)$$

kde	E_{dod}	...	istá dodávka elekt iny [GJ]
	Q_{dod}	...	istá dodávka tepla [GJ]
	$Q_{BPbrutto}$...	energetický obsah surového bioplynu [GJ]

V p ípad , že je bioplyn dále upravován na biometan, je vzorec velice podobný:

$$SEV_{BP} = (Q_{biometan} + E)/Q_{BPbrutto} \quad [-] \quad (3)$$

kde	$Q_{biometan}$...	energetický obsah biometanu [GJ]
	E	...	p ebytek elekt iny, který je dodávaný do distribu ní sít [GJ]
	$Q_{BPbrutto}$...	energetický obsah surového bioplynu [GJ]

Hodnota $Q_{BPbrutto}$ je známa, nebo se jedná o energii, která zbude po anaerobní digesci. Tu si mohu prozatím ozna it jako 100 %, protože cílem je stanovit celkovou účinnost bioplynové stanice. V p ípad výroby bioplynu se hodnoty E_{dod} a Q_{dod} vypo ítají. Je t eba ode íst ztráty v kogenera ní jednotce a energetické nároky na vlastní spot ebu bioplynové stanice. Ve výše uvedených vzorcích se p edpokládá, že energie pro vlastní spot ebu stanice bude získána z vyrobeného bioplynu a p ípadné p ebytky elekt iny z kogenerace budou dodávány do distribu ní sít . V p ípad , že by elekt ina m la být dodávána z distribu ní sít , musí být ode tena s ohledem na efektivnost její produkce. Dále je t eba od parametru Q_{dod}

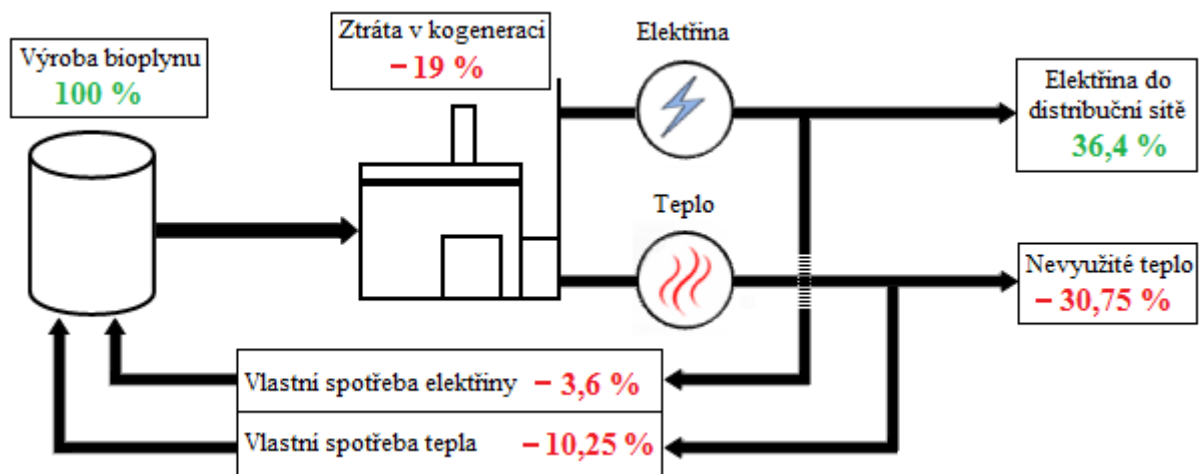
ode íst teplo, které bude zma eno v p ípad , že se bioplynová stanice nachází v lokalit , kde není možné toto teplo efektivn využít [33].

Jmenovitá svorková ú innost kogenera ní jednotky je závislá p edevším na instalovaném výkonu, v praxi se m že tato ú innost lišit až o n kolik procent (nad 500 kW_{el} je ú innost min. 41-42 %, u menších min. 38 %) [33]. Na základ odborné konzultace budu p edpokládat, že elektrická ú innost (η_{el}) kogenera ní jednotky je 40 % a tepelná ú innost (η_{th}) je 41 %. To znamená, že ísté ztráty v kogenera ní jednotce jsou v tomto p ípad 19 % [29].

Vlastní spot eba bioplynové stanice se skládá ze spot eby elekt iny a tepla. Elekt ina se využívá zejména pro míchání, dávkování a erpání. ást elekt iny se použije také pro ventilátory a erpadla kogenera ní jednotky, dále je t eba p ippo ítat i ztráty trafostanice. Míchadla musí zajistit promíchávání nápln fermentor pro vytvo ení optimálních podmínek k výrob bioplynu. Míchání má nejvyšší spot ebu elekt iny ze všech výše uvedených proces ve stanici, vlastní spot eba míchadel íní okolo 3 %. Pro dodávku elekt iny z bioplynové stanice do distribu ní sít je t eba zajistit její transformaci na efektivní hodnotu 22 kV. K tomu jsou zpravidla využívány olejové transformátory, které mají ztráty p i transformaci okolo 1 %. Ostatní procesy pot ebují zhruba 5 % z vyrobené elekt iny, ale tato hodnota se m že lišit u jednotlivých stanic. Vlastní spot eba elekt iny tedy p edstavuje ur íté procento z celkového množství vyrobené elekt iny, nej ast ji okolo 9 % (3,6 % ze vstupní energie v bioplynu). Teplo se používá pro vytáp ní staveb, p ípravu teplé vody, sušení atd. Vlastní spot eba tepla je zna n kolísavá, jelikož se v pr b hu roku m ní. Je z ejmé, že nap íklad na ja e bude spot eba tepla mnohem nižší než v zim . Celková vlastní spot eba tepla se v tšinou nachází v širokém rozmezí 20 - 30 % z celkového množství vyprodukovaného tepla [29],[33]. P i výpo tech uvážím pr m rnou hodnotu 25 %, což je 10,25 % ze vstupní energie v bioplynu. Ukazatel SEV_{BP} má v tomto p ípad hodnotu 0,364 (36,4 %).

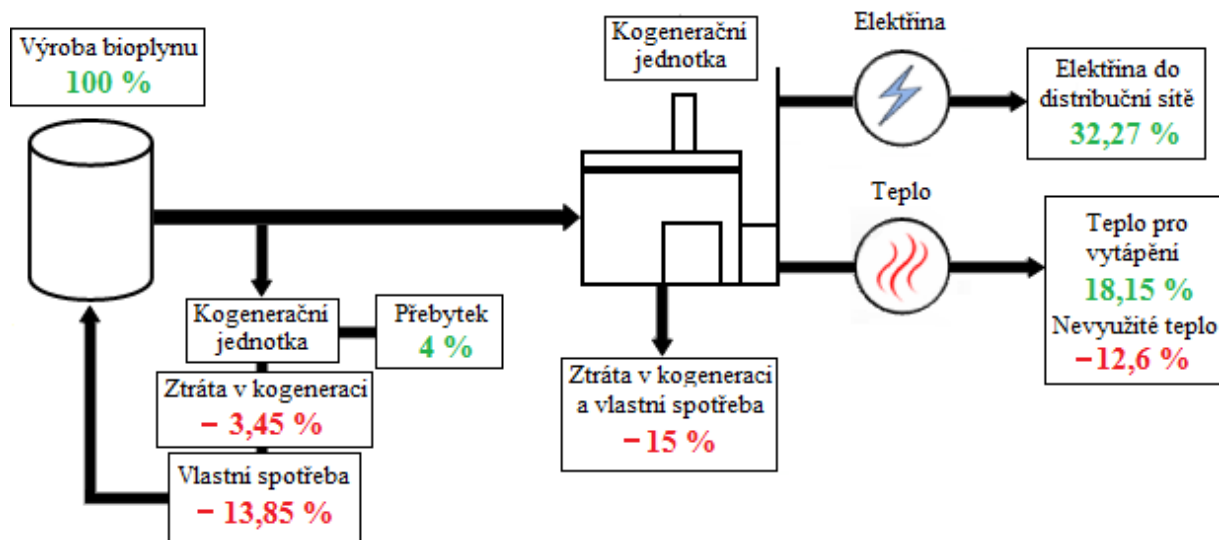
Možnost využití tepla je zna n závislá na lokalit dané bioplynové stanice. Existují dva zp soby, jak vyrobené teplo vyvést k míst m lepšího využití. Nejjednodušší možností, jak zužitkovat vyrobené teplo, je vyvést ho teplovodem k míst m lepšího využití (nap . farma). To je vhodné pouze pro velmi malé vzdálenosti (do 1 km). Pro v tší vzdálenosti je vhodným ešením dodávat surový bioplyn plynovodem (tzv. bioplynovod). P i vzdálenosti v tší než zhruba 1 km jsou totiž investí ní a provozní výdaje teplovodu již neúnosné, mimo jiné kv li tepelným ztrátám. P i využití bioplynovodu musí být kogenera ní jednotka umíst na poblíž místa, kde se teplo využívá (nap . ve m st , což vyžaduje dokonalé odhlu n ní). V blízkosti

bioplynové stanice musí být umístěna ještě jedna menší kogenerační jednotka, aby kryla vlastní spotřebu elektřiny a tepla na výrobu bioplynu. To znamená, že celkové náklady stanice s možností využití tepla jsou vyšší, než bez této možnosti. Návrhová dodatečná náklad závisí na množství prodaného tepla. Ve většině případů se jedná o sezónní vytápění, což znamená, že v létě je třeba část tepla zmařit. V případě průmyslového vytápění lze efektivně využít veškeré vyrobené teplo, jelikož se jedná o vyrovnanou celoroční spotřebu. Ukazatel SEV_{BP} může dosáhnout hodnoty přes 70 % (pro průmyslové vytápění) nebo přibližně 55 % (sezónní vytápění) [33]. Je ale třeba poznamenat, že v těchto stanicích se nachází tak daleko od možného místa využití tepla, že nelze využít ani jeden z možných způsobů vyvedení tepla. Na obr. 12 je znázorněna energetická efektivnost bioplynové stanice bez možnosti využití tepla (v těchto stanicích). Jedná se o modelový příklad účinnosti kogenerační jednotky a vlastní spotřeba se mohou mírně lišit pro různé bioplynové stanice.



Obr. 12 Model energetické efektivnosti bioplynové stanice bez využití vyrobeného tepla [33]

Když má bioplynová stanice možnost vyvést teplo, jedná se v většině případů o průmyslový odběr vytápění (vytápění například lázní). V takovém případě může být využito přes 90 % tepla, které by jinak bylo zmařeno. Na obr. 13 je pro ilustraci modelový výpočet efektivnosti stanice s možností sezónního vytápění. Postup je stejný, jako v minulém výpočtu. Množství surového bioplynu je opět 100 %, od něj se postupně odeítají ztráty a vlastní spotřeba. Jediný rozdíl je, že nejprve malá kogenerační jednotka kryje vlastní spotřebu stanice a zbytek bioplynu se zpracuje o několik kilometrů dále. Celková velikost ztrát je v součtu téměř stejná jako v minulém případě, ztráty jsou pouze rozloženy do dvou míst. Při průmyslovém vytápění jsou postupem i schéma úplně stejná, jen je využito všechno teplo.



Obr. 13 Model energetické efektivity bioplynové stanice s možností sezónního vytápění [33]

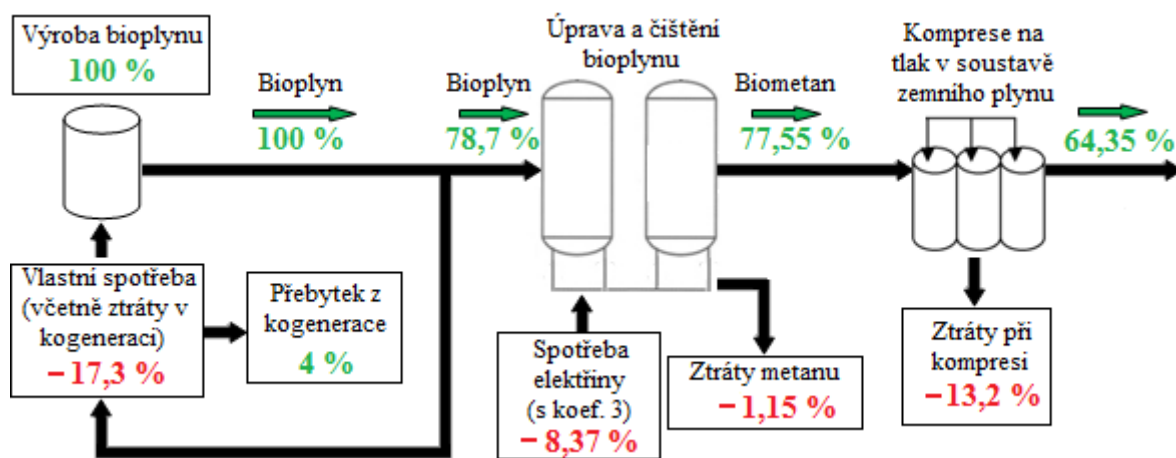
4.2.5 Energetická účinnost biometanové stanice

Energetická účinnost biometanové stanice se stanoví velice podobně jako v případě bioplynové stanice. Jediný rozdíl je v tom, že biometanová stanice má technologii pro úpravu bioplynu. Nároky na vlastní spotřebu bioplynové stanice tedy zůstávají, tato hodnota je stejná jako v případě obyčejné bioplynové stanice (jedná se přibližně o 13 % vstupní energie v bioplynu). Dále vezmu v úvahu ztráty při úpravě bioplynu (zbytek metanu v odpadním plynu) a vlastní spotřebu za řízení na úpravu bioplynu.

Ze zveřejněných dat programu [6] vyplývá, že vlastní spotřeba je závislá na instalovaném výkonu a použité technologii. Při použití některých z převládajících metod pro úpravu bioplynu (tlaková vodní vypírka, metoda střídní tlak) se tato hodnota nachází v rozmezí 3 – 4 % z celkové vyprodukované energie. Například pro stanici v Rakousku Bruck/Leitha, která vyrobí 7 736 000 kWh biometanu za rok (800 000 Nm³), činí vlastní spotřeba tohoto zařízení 296 000 kWh ročně. To znamená, že vlastní spotřeba za řízení pro úpravu bioplynu je v této stanici 3,8 % z celkové roční produkce biometanu [6] (str. 38). Z energetického hlediska musím spotřebu za řízení na úpravu bioplynu přepočítat, protože se v praxi získává ze sítě, nikoliv z kogenerace. Tuto elektrickou energii tedy není možné jednoduše odečíst, je třeba stanovit účinnost její výroby na základě účinnosti elektrárny a elektrické sítě. Zjednodušen lze počítat s koeficientem 3 (účinnost elektrárny je přibližně 40 %, ztráty v síti jsou průměrně 8 %) [33]. Spotřebu za řízení pro úpravu bioplynu je třeba vynásobit tímto koeficientem.

Ztráty metanu při procesu úpravy bioplynu jsou při použití běžných technologií okolo 1,5 % (např. technologie PSA), chemická absorpce má tyto ztráty velmi nízké (okolo 0,04 %). Tyto ztráty zpravidla nepřesahují hodnotu 2 % [2]. V modelovém příkladu budu uvažovat ztráty metanu v odpadním plynu 1,5 % (1,16 % z vstupního množství bioplynu).

Do ztrát v biometanové stanici lze započítat i ztráty při kompresi na tlak v síti zemního plynu. Při čistotě biometanu 97 % (norma na biometan) jsou ztráty při kompresi 17 % z celkového energetického obsahu tohoto plynu [34].



Obr. 14 Model energetické efektivity biometanové stanice [33],[34]

Z obr. 14 vyplývá, že po úpravě bioplynu a odečtení vlastní spotřeby zůstane necelých 80 % ze vstupní energie. Významné energetické ztráty vznikají při kompresi na tlak v síti zemního plynu, které činí 13,2 % z hrubé výroby bioplynu (17 % z vyrobeného biometanu). Se snížením konečného energetického obsahu biometanu, přebytkem z kogenerace a odečtením spotřeby elektřiny ze sítě vychází na výstupu 60 % z hrubé výroby bioplynu. Ukazatel SEV_{BP} má v tomto případě hodnotu 73,2 % (bez započtení komprese biometanu). Z pohledu provozovatele biometanové stanice může být účinnost výroby biometanu přes 80 %.

4.2.6 Pěstování kukuřice a její doprava

Nároky na vypěstování kukuřice a její dopravu představují v palivovém cyklu biometanu „nepřímé“ ztráty energie, protože se na tyto operace musí vynaložit energie z fosilních paliv. Je ovšem nezbytné tuto energii do účinnosti palivového cyklu započítat. V ČR je standardem pro zemědělství spotřeba nafty 116 - 192 l/ha [35]. Spotřeba nafty na vzdálenost do 3 km (v tšina případě) je průměrně 0,7 l nafty na 1 t kukuřičné siláže [35]. Ve výpočtech budu uvažovat průměrnou hodnotu spotřeby nafty na vypěstování kukuřice, tedy 154 l/ha.

Energetický obsah motorové nafty je 36 MJ/l [27], celková energie nezbytná pro vyp stování kuku ice je tedy 5,5 GJ. Vzhledem k průměrnému hektarovému výnosu kuku ice 38,35 t/ha činí energetické nároky na dopravu kuku ice 0,97 GJ (přibližně 27 litrů nafty).

4.3 Stanovení energetické účinnosti palivového cyklu biometanu

Na základě podkapitoly 4.2 lze stanovit celkovou účinnost palivového cyklu biometanu. Celkovou energetickou efektivnost výroby biometanu jsem porovnal s efektivností výroby bioplynu v tab. 11.

Tab. 11 Srovnání energetické efektivnosti výroby biometanu a bioplynu

Proces	Energetický zisk/ztráta		
	Biometan	Bioplyn	
		Využití 0 % tepla	Využití 60 % tepla ¹
Energie z 1 ha pole	200,03 GJ	200,03 GJ	200,03 GJ
Siláž	-20 GJ	-20 GJ	-20 GJ
Anaerobní digesce	-59,4 GJ	-59,4 GJ	-59,4 GJ
Vlastní spotřeba	-30,97 GJ	-16,71 GJ	-20,87 GJ
Úprava na finální produkt	-17,31 GJ	-22,92 GJ	-18,1 GJ
Zmařená energie	0 GJ	-37,09 GJ	-15,2 GJ
Zisk z 1 ha	72,35 GJ	43,91 GJ	66,46 GJ
Energetická účinnost	36,17 %	21,95 %	33,23 %
Účinnost včetně započtení energie na přestování a dopravu kuku ice			
Přestování kuku ice	-5,5 GJ	-5,5 GJ	-5,5 GJ
Doprava kuku ice	-0,97 GJ	-0,97 GJ	-0,97 GJ
Celkový zisk z 1 ha	65,88 GJ	37,44 GJ	60 GJ
Celková účinnost cyklu	32,94 %	18,72 %	30 %

Z tab. 11 vyplývá, že účinnost cyklu biometanu je vyšší, než u bioplynu. Jen velmi málo bioplynových stanic efektivně využívá teplo. To znamená, že u většiny stanic by mohla být výroba biometanu téměř dvakrát účinnější, než výroba bioplynu. Dokonce i pro stanice, které mohou teplo efektivně využít, by mohla být výroba biometanu přínosná, protože se jedná o hodnotné palivo. Výroba biometanu je tedy z energetického hlediska v drtivé většině případů efektivnější, než výroba bioplynu.

¹ Jedná se o efektivně využitě teplo z celkového množství vyrobeného tepla.

5 Ekonomická efektivnost výroby biometanu

Ekonomické zhodnocení jsem provedl z pohledu potenciálního investora. To znamená, že nejsou brány v úvahu potenciální celospolečenské přínosy, počítám tedy efektivnost pouze z hlediska investovaného kapitálu. Výsledná ekonomická efektivnost výroby biometanu je porovnána s efektivností výroby bioplynu.

5.1 Způsob hodnocení ekonomické efektivnosti

5.1.1 NPV (Net Present Value)

Základním kritériem ekonomické efektivnosti je NPV, což znamená „jistá současná hodnota“. Vypočítá se pomocí následujícího vzorce [37]:

$$NPV = \sum_{t=0}^{Tž} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (4)$$

kde	NPV	...	Net Present Value (jistá současná hodnota)
	t	...	daný rok hodnocení investice
	Tž	...	doba hodnocení (životnosti) v letech
	CF _t	...	hotovostní tok v daném roce hodnocení
	r	...	diskontní sazba

Ze vzorce je patrné, že respektuje časovou hodnotu peněz a udává výnos pro investora vzhledem k alternativním možnostem investování. Hotovostní tok je dán jako rozdíl mezi příjmy a výdaji v daném roce, jedná se o „realizované nebo očekávané pohyby peněžních prostředků v různých časových okamžicích investičního projektu“ [36]. Diskontní sazba udává cenu ušlé příležitosti a míru rizika. Doba hodnocení je dána předpokládanou dobou životnosti projektu (stavba, technologie). Po uplynutí této doby se investor může rozhodnout, zda reinvestovat nebo ukončit provoz. Pro NPV platí [36]:

- je-li $NPV > 0$, pak se vyplatí investovat
- je-li $NPV < 0$, pak se nevyplatí investovat
- je-li $NPV = 0$, pak má investice stejný efekt, jako u alternativních možností

Pro výpočet NPV je třeba znát dobu odpisování (životnosti), investiční a provozní výdaje, diskontní sazbu a také je třeba správně odhadnout budoucí ceny komodit (elektrina, zemní plyn). Hotovostní toky v daném roce se vypočítou nepřímou metodou [37]:

$$CF_t = EAT + N_t \quad (5)$$

kde CF_t ... hotovostní tok v daném roce hodnocení
 EAT ... čistý zisk
 N_t ... odpis v daném roce hodnocení

Odpis v daném roce je dán podílem investice a doby životnosti, odpisuje se od roku investování až do uplynutí doby životnosti daného zařízení.

5.1.2 Minimální cena jednotky produkce

Minimální cenu jednotky produkce lze určit z kritéria $NPV = 0$ (např. Kč/kWh). Je to limitní cena pro investora vzhledem k jiným možnostem investování v daném odvětví. Minimální cena se vypočte podle vztahu [37]:

$$NPV = \sum_{t=0}^{Tž} (c_{min,t} \cdot Q_t - V_t) \cdot (1 + r)^{-t} = 0 \quad (6)$$

kde NPV ... Net Present Value (čistá současná hodnota)
 t ... daný rok hodnocení investice
 $Tž$... doba hodnocení (životnosti) v letech
 r ... diskontní sazba
 $c_{min,t}$... minimální cena jednotky produkce v roce t
 Q_t ... objem produkce (množství)
 V_t ... výdaje v daném roce hodnocení

Při výpočtu c_{min} je nezbytné respektovat cenový vývoj surovin, které představují výdaje. c_{min} vase t se vypočte na základě velikosti inflace.

$$c_{min,t} = c_{min1} \cdot (1 + inf)^t \quad (7)$$

kde $c_{min,t}$... minimální cena jednotky produkce v roce t
 c_{min1} ... minimální cena jednotky produkce v 1. roce
 inf ... očekávaná míra inflace

5.1.3 IRR (Internal Rate of Return)

IRR je „vnitní míra výnosnosti“ nebo též „vnitní výnosové procento“. Rozumí se tím „míra výnosnosti realizovaná v rámci investic srovnatelných parametr“ (např. určitý typ nemovitosti) [36]. Stanoví se z rovnice $NPV = 0$, kde je hodnota diskontu nezávislou proměnnou. Z pohledu investora je třeba tuto hodnotu maximalizovat. Pokud je hodnota IRR rovna diskontní sazbě, projekt není prodávatelný a NPV je rovno 0. IRR se vypočítá pomocí rovnice (6) [37].

$$\sum_{t=0}^{Tž} \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (7)$$

kde	t	...	daný rok hodnocení investice
	Tž	...	doba hodnocení (životnosti) v letech
	CF _t	...	hotovostní tok v daném roce hodnocení
	IRR	...	vnitní výnosové procento

5.1.4 Doba návratnosti

„Doba návratnosti je doba, za kterou postupně splatí kumulované příjmy investovaný kapitál. Kumulované příjmy získáme sečtením jednotlivých příjmů za minulé roky“ [36]. Toto pravidlo dává přednost investici s kratší dobou návratnosti. Je jednoduché a oblíbené, ale zanedbává, co se stane po době splacení (návratnosti). Další nevýhodou je, že zanedbává časové zhodnocení peněz a preferuje jednodušší varianty, a koliv jsou horší. Lze ho tedy použít pouze srovnatelnou technologickou úroveň, srovnatelnou dobu životnosti a za předpokladu, že efekty z investice budou konstantní [37].

5.2 Výpočet ekonomické efektivity výroby bioplynu a biometanu

Pro výpočet ekonomické efektivity je vytvořen model bioplynové a biometanové stanice. Bioplynová stanice vyrábí 250 Nm³/h surového bioplynu, což odpovídá elektrickému výkonu kogenerační jednotky 500 kW_{el}. Ve druhém případě je v místě bioplynové stanice instalováno zařízení pro úpravu bioplynu, takže výroba surového bioplynu zůstává stejná (250 Nm³/h), pouze konečný produkt je jiný. Na základě efektivity jednotlivých variant může být poté posouzeno, zda má smysl bioplyn dále upravovat na biometan. Efektivnost je vypočítána podle zmíněných kritérií. Diskontní sazba je stanovena na 6,3 %.

5.2.1 Efektivnost výroby bioplynu

P edpokládaný provozní výkon kogenera ní jednotky je 500 kW_{el}. Výkonu 500 kW_{el} odpovídá výroba 2 150 000 Nm³ bioplynu ro n (na základ energetické ú innosti bioplynové stanice), což vyžaduje p i uvážení všech ztrát p ibližn 12 800 t kuku i né siláže (uvažovaná sušina 32 %). Bioplyn má p i t chto parametrech obsah CH₄ okolo 52 – 53 % [29]. Cena kuku i né siláže je 800 K /t, uvažuji tedy, že se kuku i ná siláž bude kupovat od zem d lc . Pro zajišt ní plynulého chodu bioplynové stanice uvažuji dva kvalifikované pracovníky [29]. Dále p edpokládám, že investor je plátcem daní. Eskalace provozních náklad (meziro ní nár st cen servisu, oprav a vývozu digestátu) je stanovena na 2,5 %. Nár st mezd pracovních sil uvažuji 2,5 % ro n . Cena kuku ice má v sou asné dob na burze rostoucí charakter, lze tedy o ekávat její další r st, obzvlášt s rostoucí výrobou biopaliv. Na základ cenového vývoje kuku ice za posledních 5 let p edpokládám meziro ní r st o 3,5 % [38]. P edpokládaná doba životnosti bioplynové stanice je 20 let [29], p edpokládám rovnom rné odepisování. Investi ní a provozní výdaje bioplynové stanice jsou uvedeny v tab. 12.

Tab. 12 Investi ní a provozní výdaje bioplynové stanice [29]

Investi ní výdaje	
Bioplynová stanice	60 000,- K /kW _{el}
Kogenera ní jednotka	25 000,- K /kW _{el}
Silážní žlaby pro skladování kuku ice	15 000,- K /kW _{el}
Celková investice (500 kW_{el})	50 000 000,- K
Provozní výdaje	
Ro ní mzda pro dva zam stnance	600 000,- K
Servis a opravy bioplynové stanice (za rok)	1 500 000,- K
Vývoz digestátu ²	1 000 000,- K
Kuku i ná siláž	10 240 200,- K
Celkové ro ní provozní výdaje	13 340 000,- K

Uvažuji dv možnosti výkupu elekt iny z bioplynové stanice. V prvním je prodej vyrobené elekt iny uvažován bez podpor a výkupní cena za 1 kWh elekt iny je stanovena dle aktuální prodejní ceny elekt iny [41]. V druhém p ípad je uvažována podpora formou tzv. zelených bonus . Podpora je stanovena na základ cenového rozhodnutí ERÚ . 4/2013, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie (schváleno 27. 11. 2013, platné od

² A koliv se digestát uplat uje v zem d lství jako vysoce kvalitní hnojivo, pro bioplynovou stanici p edstavuje náklad, protože se digestátu nutn pot ebuje zbavit a zem d lci mohou využít standardní hnojiva.

1. 1. 2014). Cenu elektiny jsem určil jako průměrnou cenu za poslední rok z roční zprávy (cca 0,95 Kč /kWh) [41]. Prodejní cenu elektiny tedy uvažuji 0,95 Kč /kWh. Meziroční růst cen elektiny uvažuji 3 %, a kolísavost tendence je klesající (hospodářská krize) [39]. Příkladně teplo z kogenerační jednotky může být dodáváno přímo odběrateli tepla za cenu 200 – 250 Kč /GJ (0,72 – 0,9 Kč /kWh), uvažuji meziroční růst 3 %. Model ekonomické efektivity bioplynové stanice s různými možnostmi využití tepla a podpor je v tab. 13. Při využití tepla uvažuji max. 10 % zmařeného tepla, 90 % z jeho celkové výroby se tedy efektivně využije.

Tab. 13 Model ekonomické efektivity bioplynové stanice o výkonu 500 kW_{el}

Využití tepla (z celkové výroby)	Varianta bez podpor (nové projekty)			Výkupní cena [Kč /kWh]	
	NPV [Kč]	IRR [%]	Doba návratnosti	Elektina	Teplo
90 %	-150 125 000	IRR << 0	$t \rightarrow \infty$	0,95	0,9
90 %	-157 825 000	IRR << 0	$t \rightarrow \infty$	0,95	0,72
Bez využití tepla	-188 623 000	IRR << 0	$t \rightarrow \infty$	0,95	-

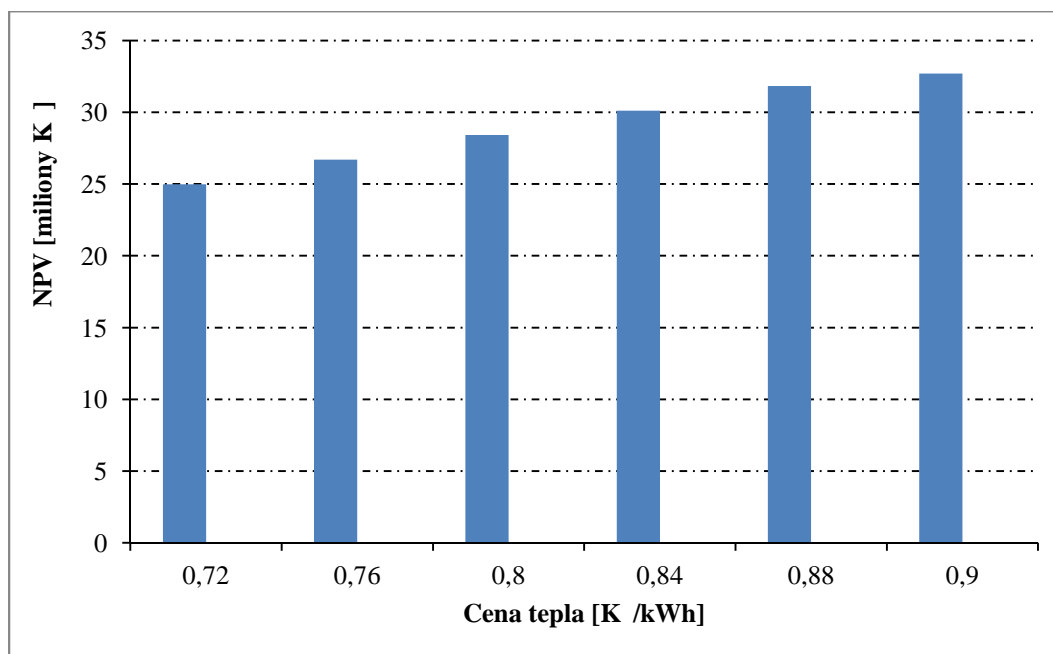
Hodnota NPV byla vypočtena pomocí vzorce (4). Výpočet jsem provedl pro diskontní sazbu 6,3 % (na základ odborné konzultace). V tabulce je také uvedeno, jaká je výkupní cena elektiny podle data uvedení bioplynové stanice do provozu. Na základ vypočtených údajů lze konstatovat, že bioplynová stanice nemůže bez podpor ekonomicky prosperovat a pro investora představuje ztrátu. Je třeba také poznamenat, že většina stanic nemá možnost teplo efektivně využít.

Příkladně podpory jsou stanoveny pomocí Energetického regulačního úřadu (ERÚ). Na základ cenového rozhodnutí č. 4/2013 (podporované zdroje energie) je podpora nastavena podle data uvedení bioplynové stanice do provozu. Všechny stanice, které byly zprovozněny do roku 2011, mají nastavenou výkupní cenu elektiny 4,12 Kč /kWh. Pro stanice uvedené do provozu v průběhu roku 2012 je již podpora závislá na množství efektivně využitého tepla. Pro výkupní cenu elektiny 4,12 Kč /kWh je třeba efektivně využít alespoň 10 % tepla (oproti vyrobené elektině). Bez této podmínky je výkupní cena 3,55 Kč /kWh. Pro stanice z roku 2013 je to 3,55 Kč /kWh (efektivní využití tepla je podmínkou). V následující tabulce je model efektivity výroby bioplynu s možností podpor pro stanice uvedené do provozu před koncem roku 2011 a v roce 2013.

Tab. 14 Model efektivnosti výroby bioplynu s podporami

Využití tepla (z celkové výroby)	Podpora formou „zelených bonus“ (do roku 2011)			Výkupní cena [K /kWh]	
	NPV [K]	IRR [%]	Doba návratnosti	Elektřina	Teplo
90 %	32 685 000	12,93	7,5 let	4,12	0,9
90 %	25 413 000	11,58	8,16 let	4,12	0,72
Bez využití tepla	-5 814 000	4,89	13 let	4,12	-
Využití tepla (z celkové výroby)	Podpora formou „zelených bonus“ (rok 2013)			Výkupní cena [K /kWh]	
	NPV [K]	IRR [%]	Doba návratnosti	Elektřina	Teplo
90 %	-186 000	6,26	11,73 let	3,55	0,9
90 %	-7 886 000	4,37	13,6 let	3,55	0,72
Bez využití tepla	-188 623 000	IRR << 0	$t \rightarrow \infty$	0,95	-

Z tabulky je patrné, že podpora a možnost využití tepla má rozhodující vliv na ekonomickou efektivnost takových projektů. V následujícím obrázku je ještě zpracována citlivostní analýza (vliv prodejní ceny tepla na NPV). Teplo má prodejní cenu 0,72 – 0,9 K /kWh.



Obr. 15 Vliv prodejní ceny tepla na NPV

Z citlivostní analýzy vyplývá, že prodejní cena tepla má poměrně malý vliv na výslednou hodnotu projektu. Rozhodujícími faktory jsou možnost využití tepla a zelený bonus na 1 kWh elektřiny.

5.2.2 Efektivnost výroby biometanu

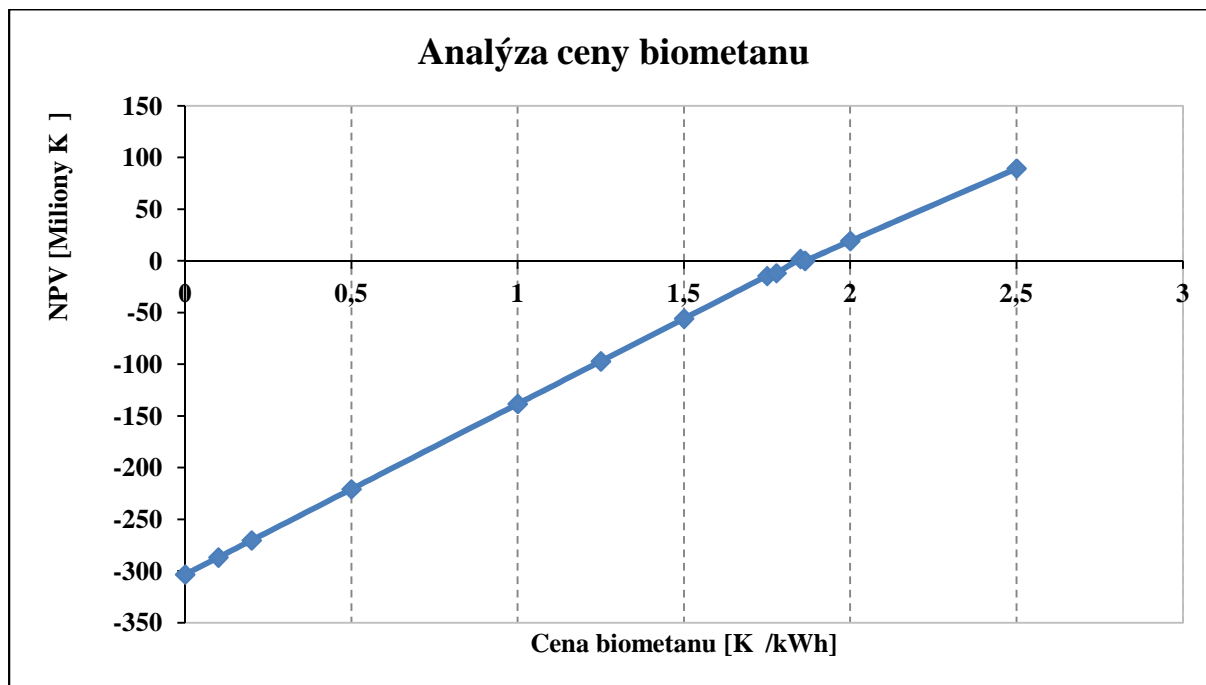
Při výpočtu efektivnosti výroby biometanu je postup stejný, jako v případě bioplynu. Náklady na provoz bioplynové stanice zůstávají. Jsou zde navíc investice a provozní výdaje technologie pro úpravu bioplynu. Pro modelový příklad jsem zvolil technologii HPWS (tlaková vodní vypírka), jelikož má nízké výdaje a jedná se o spolehlivý a prakticky ověřený způsob úpravy bioplynu. Do provozních náklad jsem také započítal dodatečné náklady na hrubé odsíření a dodatečnou úpravu biometanu (odstranění kyslíku a dusíku) [40]. Zařízení pro úpravu bioplynu má životnost jen 10 let, to znamená, že pro plné využití životnosti bioplynové stanice (20 let) je třeba po desátém roce reinvestovat do tohoto zařízení.

Tab. 15 Investiční a provozní výdaje biometanové stanice [29],[40]

Investiční výdaje	
Bioplynová stanice	60 000,- Kč /kW _{el}
Silážní žlaby pro skladování kukuřice	15 000,- Kč /kW _{el}
Tlaková vodní vypírka	13 149 000,- Kč
Tlaková vodní vypírka po 10. roce	16 028 600,- Kč
Celková investice na počátku	50 649 000,- Kč
Nutná reinvestice po 10. roce	16 028 600,- Kč
Provozní výdaje	
Bioplynová stanice (mzdy, servis, vývoz digestátu)	2 612 500,- Kč
Kukuřičná siláž	10 240 000,- Kč /rok
Hrubé odsíření	140 000,- Kč
Tlaková vodní vypírka	3 223 500,- Kč
Transport biometanu	850 000,- Kč
Celkové roční provozní výdaje	17 066 000,- Kč

V tab. 15 je souhrn výdajů biometanové stanice s technologií tlakové vodní vypírky o fiktivním výkonu 500 kW_{el}. Jelikož je třeba do této technologie reinvestovat po 10. roce, uvažujeme cenu této technologie o 2 % ročně (eskalace cen). Reinvestice se projevuje v hotovostních tocích až po desátém roce, po které ní hotovostní tok (investice) je tedy 50 649 000,- Kč. Meziroční rostoucí provozních nákladů je opět jako v případě bioplynu (kukuřice 3,5 %, servis a opravy 2,5 % atd.). Protože biometan je ekvivalentem zemního plynu, porovnávám tedy jeho prodej s cenou zemního plynu. Cena zemního plynu na burze (komodita) je v současnosti okolo 208 Kč /GJ (0,75 Kč /kWh), předpokládám rostoucí ceny o 3 %

ro n [39]. Kur ení efektivnosti jeho výroby je t eba provést analýzu pomocí kritéria NPV = 0 (6). Na obr. 16 je grafická závislost ceny biometanu na velikosti NPV.



Obr. 16 Analýza ceny biometanu pomocí kritéria NPV = 0

Z analýzy vyplývá, že p i prodeji biometanu za sou asnou cenu zemního plynu je investice do biometanové stanice zna n prod le ná. Je tedy jasné, že výroba biometanu je op t otázkou podpor. Pokud by m la být zavedena podpora pro biometan, m la by být taková, aby byla tato investice pro investory zajímavá. To nastane v p ípad , kdy má investice nulovou hodnotu NPV a vnit ní výnosové procento IRR je rovno nominální cen ě diskontu 6,3 %. Jedná se o kritérium NPV = 0 (6) a pomocí n j lze ur it minimální cenu jednotky produkce, v tomto p ípad ě minimální cenu biometanu na kWh tepelného obsahu. Z grafu lze ode íst, že by se biometan m l prodávat minimáln ě za 1,864 K /kWh, aby byla výnosnost shodná s cenou ušlé p íležitosti (vyjád ena pomocí nominálního diskontu 6,3 %). To znamená, že p i cen ě zemního plynu 0,75 K /kWh by musel být zelený bonus okolo 1,11 K /kWh.

5.2.3 Porovnání efektivnosti výroby biometanu oproti bioplynu

Z ekonomického hlediska nelze zcela jednozna n rozhodnout, zda je výhodn ější vyráb ět biometan nebo spalovat bioplyn v kogenera ní jednotce. Bez podpor se neobejde ani jedna z variant. Celkové porovnání ekonomické efektivnosti výroby biometanu oproti výrob ě bioplynu je zpracováno v tab. 16:

Tab. 16 Srovnání ekonomické efektivnosti výroby bioplynu a biometanu

Stanice o provozním výkonu 500 kW_{el}		
Bioplyn (90 % využitého tepla), NPV = 0 (doba návratnosti 11,65 let)		
Parametr		Celková ro ní produkce
Cena tepla	0,72 K /kWh	3 018 000 kWh
Cena elekt iny	3,69 K /kWh	4 069 520 kWh
Nutné podpory pro NPV = 0: 11 150 484 K /rok		
Bioplyn (0 % využití tepla), NPV = 0 (doba návratnosti 11,7 let)		
Parametr		Celková ro ní produkce
Cena elekt iny	4,22 K /kWh	4 069 520 kWh
Nutné podpory pro NPV = 0: 13 307 330 K /rok		
Biometan, NPV = 0 (doba návratnosti cca 13 let)		
Parametr		Celková ro ní produkce
Cena biometanu	1,864 K /kWh	11 642 680 kWh
Nutné podpory pro NPV = 0: 12 969 946 K /rok		

Celkové ro ní podpory jsem vypo etl jako rozdíl výkupních cen, které jsou nutné pro dosažení nulové ísté sou asné hodnoty NPV a cen jednotlivých komodit (0,75 K /kWh pro zemní plyn a 0,95 K /kWh pro elekt inu). Z tabulky je vid t, že biometan má podobnou ekonomickou efektivnost jako bioplyn, ale ve v tšin p ípad je energeticky efektivn jší.

Závěr

Provedl jsem modelový výpočet energetické a ekonomické efektivity výroby biometanu a bioplynu. Obě možnosti byly vypočteny a porovnány pro stejný provozní výkon. Na základě odborného doporučení jsem zvolil pro výrobu bioplynu kukuřici, která je v praxi osvědčená plodina pro energetické účely. Pro úpravu bioplynu jsem zvolil technologii tlakové vodní vypírky, která je finančně nejvýhodnější a je s ní v praxi nejvíce zkušeností. Z ekonomické analýzy efektivity výroby biometanu vyplývá, že minimální cena biometanu (z kritéria NPV=0 z pohledu investora – podnikatelského subjektu) je cca 1,864 Kč na 1 kWh tepelného obsahu, což je téměř 2.5-3 násobek ceny zemního plynu. Biometan tedy nemůže konkurovat ceně zemního plynu a je otázkou podpor.

Energetickou efektivity jsem vypočetl jako rozdíl vstupní energie a ztrát v palivovém cyklu z hlediska celého systému. Účinnost palivového cyklu biometanu je v takovém případě okolo 33 %. Pomocí účinnosti palivového cyklu jsem stanovil reálný energetický zisk biometanu z hektaru zemědělské půdy na základě průměrného hektarového výnosu kukuřice. V podmínkách ČR lze hektaru zemědělské půdy získat okolo 70 GJ energie v podobě finálního produktu (biometanu). Pro bioplynové stanice bez možnosti využití tepla je produkce biometanu z energetického hlediska až o 80 % energeticky účinnější (vztaženo na výstup ze stanice) ve srovnání s energetickým výstupem v podobě elektřiny a části efektivně využitého tepla vzniklého při spalování bioplynu. Biometan by tedy mohl být v takovém případě vynikajícím řešením pro tyto stanice. Zjistil jsem, že výroba biometanu má podobnou ekonomickou efektivity jako výroba bioplynu, ale je z energetického hlediska efektivnější.

Celkově lze konstatovat, že ekonomická efektivity výroby biometanu je v současnosti velmi špatná. Biometan se nemůže z ekonomického hlediska vyrovnat fosilním palivům. Vzhledem k úspoře emisí škodlivých látek a dobré energetické bilanci by byla výroba biometanu skvělým způsobem, jak snížit emise oxidu uhličitého a dalších škodlivin. Úprava bioplynu na biometan má tedy smysl, ale ekonomická realizovatelnost je závislá hlavně na podpoře a na vývoji cen fosilních paliv.

SEZNAM OBRÁZK

Obr. 1 Celkový počet biometanových stanic v EU v roce 2011	11
Obr. 2 Možné použití biometanu v EU (schematické znázornění)	14
Obr. 3 Schéma metody střídní tlak	18
Obr. 4 Schéma chemické vypírky	19
Obr. 5 Schéma vodní tlakové vypírky (HPWS).....	20
Obr. 6 Schéma kryogenní separace	21
Obr. 7 Znázornění průchodnosti různých složek membránou	22
Obr. 8 Investiční a provozní výdaje jednotlivých technologií	28
Obr. 9 Technologické schéma.....	31
Obr. 10 Silážní žlab bioplynové stanice Těbo	35
Obr. 11 Zjednodušený popis biochemických cest anaerobní digesce biomasy	36
Obr. 12 Model energetické efektivity bioplynové stanice bez využití vyrobeného tepla.....	40
Obr. 13 Model energetické efektivity bioplynové stanice s možností sezónního vytápění..	41
Obr. 14 Model energetické efektivity biometanové stanice	42
Obr. 15 Vliv prodejní ceny tepla na NPV	49
Obr. 16 Analýza ceny biometanu pomocí kritéria $NPV = 0$	51

SEZNAM TABULEK

Tab. 1 Úspora emisí skleníkových plynů jednotlivých biopaliv	15
Tab. 2 Investiční a provozní výdaje technologie PSA	24
Tab. 3 Investiční a provozní výdaje technologie chemické absorpce	24
Tab. 4 Investiční a provozní výdaje technologie HPWS	25
Tab. 5 Investiční a provozní výdaje technologie kryogenní separace.....	25
Tab. 6 Investiční a provozní výdaje technologie membránové separace	26
Tab. 7 Přehled technologií pro výrobu biometanu	27
Tab. 8 Srovnání používaných substrátů pro výrobu bioplynu	33
Tab. 9 Sklizeň kukuřice na siláž v ČR	34
Tab. 10 Ztráty v siláži fermentačním procesem.....	35
Tab. 11 Srovnání energetické efektivity výroby biometanu a bioplynu.....	43
Tab. 12 Investiční a provozní výdaje bioplynové stanice	47
Tab. 13 Model ekonomické efektivity bioplynové stanice o výkonu 500 kW_{el}	48
Tab. 14 Model efektivity výroby bioplynu s podporami	49

Tab. 15 Investiční a provozní výdaje biometanové stanice	50
Tab. 16 Srovnání ekonomické efektivity výroby bioplynu a biometanu.....	52

SEZNAM PŘÍLOH

Příloha 1 Efektivnost výroby bioplynu

Příloha 2 Efektivnost výroby biometanu

Seznam použité literatury

- [1] *eská bioplynová asociace* [online]. eské Bud jovice: eská bioplynová asociace, © 2007-[cit. 2013-10-28]. Dostupné z: <http://www.czba.cz/>.
- [2] ERMÁKOVÁ, Jiřina a kol.: Výroba a využití biometanu. *Petroleum.cz* [online]. 2008 -4-16 [cit. 2013-10-13]. Dostupné z : http://www.petroleum.cz/upload/aprochem2008_ap_08.pdf.
- [3] VO ŃŠEK, Tomáš: Resuscitace biopaliv - biometanem. *Biom.cz* [online]. 2009-10-12 [cit. 2013-11-12]. Dostupné z: <http://biom.cz/cz/odborne-clanky/resuscitace-biopaliv-biometanem>. ISSN: 1801-2655.
- [4] *Natural & bio Gas Vehicle Association* [online]. EU: Natural & bio Gas Vehicle Association (Evropská asociace pro pohon vozidel na zemní plyn), © 2013 [cit. 2013-12-5]. Dostupné z: <http://www.ngvaeurope.eu/>.
- [5] *Evropská bioplynová asociace* [online]. EU: European Biogas Association, © 2009-[cit. 2013-10-2] Dostupné z: <http://european-biogas.eu/>.
- [6] SevernWye ENERGY AGENCY (SWEA), Bio-methane Regions: Introduction to the Production of Biomethane from Biogas, A Guide for England and Wales. *Severnwyre.org.uk* [online]. 2013-4-1 [cit. 2013-11-10]. Dostupné z: http://www.severnwyre.org.uk/Bio-methaneRegions/downloads/Biomethane_developer_brochure_EN.pdf.
- [7] Naskeo Environment: Biogas Composition (složení bioplynu). *Biogas-renewable-energy.info* [online]. 2009 [cit. 2013-9-30] Dostupné z W: http://www.biogas-renewable-energy.info/biogas_composition.html.
- [8] *GreenGasGrids* [online]. EU: GreenGasGrids project 2011-2014 [cit. 2013-12-4]. Dostupné z: <http://www.greengasgrids.eu/>.
- [9] Parlament eské republiky, Poslanecká sněmovna: Změna zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie. *Psp.cz* [online]. [cit. 2013-12-8] Dostupné z: <http://www.psp.cz/sqw/text/tiskt.sqw?O=6&CT=1121&CT1=0>.

- [10] Enviton: Použití bioplynu v doprav . *Bioplynovestanice.cz* [online].
© 2008-[cit. 2013-12-9] Dostupné z: [http://www.bioplynovestanice.cz/technologie-
bps/pouziti-bioplynu-v-doprave/](http://www.bioplynovestanice.cz/technologie-
bps/pouziti-bioplynu-v-doprave/)
- [11] ÖKOBIT GmbH: Metody úpravy bioplynu. *Oekobit-biogas.com* [online].
[cit. 2013-11-2]. Dostupné z: <http://www.oekobit-biogas.com/cz/metody-upravy-plynu.html>.
- [12] TOSCANO, Cristian: Biological desulphurisation of biogas (biologické odsí ení
bioplynu). *Sari- energy.org* [online]. 2011-3 [cit. 2013-11-8]. Dostupné z: [http://www.sari-
energy.org/PageFiles/What_We_Do/activities/worldbiofuelsmarkets/Presentations/BiogasUtil
ityDeveloperForum/Cristian_Toscano.pdf](http://www.sari-
energy.org/PageFiles/What_We_Do/activities/worldbiofuelsmarkets/Presentations/BiogasUtil
ityDeveloperForum/Cristian_Toscano.pdf).
- [13] LEWIS, Alison Emslie: Review of metal sulphide precipitation. *Sciencedirect.com*
[online]. 2010-9 [cit. 2013-11-1] Dostupné z:
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0304386X10001775>.
- [14] Sustainable conservation: Upgrading Daity Biogas to Biomethane and Other Fuels.
Suscon.org [online]. [cit. 2013-11-9] Dostupné z :
http://www.suscon.org/news/biomethane_report/Chapter_3.pdf.
- [15] de HULLU, J. a kol.: Comparing different biogas upgrading techniques.
Students.chem.tue.nl [online]. Eindhoven University of Technology, 2008-7-3
[cit. 2013-11-20]. Dostupné z : <http://students.chem.tue.nl/ifp24/BiogasPublic.pdf>.
- [16] Encyklopedie plyn . *Encyclopedia.airliquide.com* [online]. [cit. 2013-11-28].
Dostupné z: <http://encyclopedia.airliquide.com>
- [17] CO₂ Capture Project: Three basic methods to separate gases. *Co2captureproject.org*
[online]. ©2008 [vid. 2013-11-29]. Dostupné z:
http://www.co2captureproject.org/pdfs/3_basic_methods_gas_separation.pdf.
- [18] MemBrain: Membránová separace bioplynu. *Membrain.cz* [online].
© 2010 [cit. 2013-11-29]. Dostupné z: [http://www.membrain.cz/obory-cinnosti/pouzivane-
technologie/membranova-separace-bioplynu/](http://www.membrain.cz/obory-cinnosti/pouzivane-
technologie/membranova-separace-bioplynu/).
- [19] KORRES, Nicholas E.; O'KIELY, Padraig; BENZIE, John A.H.; WEST, Jonathan S.
Bioenergy Production by Anaerobic Digestion. Routledge, 2013-8-29. Po et stran: 472, str.
174

- [20] Global trade offers (Celosvětové obchodní nabídky). *Alibaba.com* [online]. [cit. 2013-12-2]. Dostupné z: <http://www.alibaba.com/>.
- [21] HUDDE, Johann: Experience with the application of Water Scrubbing Biogas Upgrading Technology. *Madagascar.eu* [online]. 2010-2-5 [cit. 2013-12-3]. Dostupné z: http://www.madagascar.eu/fileadmin/dam/madagascar/downloads/2010/Madagascar_FC_-_Feb_5_-_7_-_JohannHudde.pdf.
- [22] Seznam platů a zaměstnání. *Indeed.com* [online]. [cit. 2013-12-4] Dostupné z: <http://www.indeed.com/salary/Power-Plant-Operator.html>.
- [23] Bio-methane Regions: Biomethane Calculator. *Bio-methaneregions.at* [online]. [cit. 2013-12-5] Dostupné z: <http://www.bio-methaneregions.at/?q=node/60>.
- [24] Anaerobic Digestion Initiative Advisory Committee (ADIAC): Biomethane. *Bcfarmbiogas.ca* [online]. © 2009-[cit. 2013-12-5] Dostupné z: <http://www.bcfarmbiogas.ca/biogas/biomethane>.
- [25] FRISCH, Thomas: Verwendung von Biogas und BIO-ERDGAS (informativní brožura o bioplynu a biometanu). Das informationsportal rund um erdgas (Informační stránka o bioplynu). *Erdgas.info* [online]. © 20013-[cit. 2013-12-7] Dostupné z: <http://www.erdgas.info/bio-erdgas/vorschau-flipviewer>, brožura str. 10-11.
- [26] Ing. KAJAN, Miroslav. *Sborník konference 2013: Výstavba a provoz bioplynových stanic*. Těboň, 2013.
- [27] BERANOVSKÝ, Jiří a Jan TRUXA. *Alternativní energie pro váš dům*. 2. aktualizované vydání. ERA, 01/2004, 126 s. ISBN 80-86517-89-6.
- [28] ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD. Tab. Kukuřice na siláž v letech 2011,2012 a 2013. *Český statistický úřad* [online]. Zveřejněno 14.2. 2012, 14.2. 2013 a 14.2. 2014 [vid. 2014-03-30]. Dostupné z: http://www.czso.cz/csu/2012edicniplan.nsf/publ/2102-12-r_2012
- [29] Konzultace s Ing. Miroslavem Kajanem z České bioplynové asociace (CzBA) dne 10. 3. 2014 v Těboňi.
- [30] KHLER B. a kol. (2013): Agricultural and food science. Dry matter losses of grass, lucerne and maize silages in bunker silos: s. 145–150.

- [31] SORENSEN B. *Renewable Energy*. Elsevier, 2011: s. 511-590
- [32] Maxbiogas. *Maxbiogas* [online]. 2012 [cit. 2014-04-06]. Dostupné z: <http://www.maxbiogas.com>
- [33] SEVEn St edisko pro efektivní využívání energie / SEVEn Energy Americká 579/17, 120 00 Praha 2. *Energetická efektivnost bioplynových stanic: možná opatření pro vyšší stupeň využití bioplynu* [online]. 20. 1. 2012 [cit. 2014-05-05]. Dostupné z: <http://www.czba.cz/files/ceska-bioplynova-asociace/uploads/files/EnEfBPS-komplet.pdf>
- [34] Storage and Transportation of Biogas and Biomethane. In: *Biomethane from Dairy Waste: A Sourcebook for the Production and Use of Renewable Natural Gas in California* [online]. 2005 [cit. 2014-05-07]. Dostupné z: http://suscon.org/cowpower/biomethaneSourcebook/Chapter_4.pdf -s. 73
- [35] DIVIŠ, Jiří a Jan MOUDRÝ. Pěstování energetických plodin pro výrobu bioplynu. *Energie z pole* [online]. 2009 [cit. 2014-05-08]. Dostupné z: <http://www.calla.cz/data/energetika/seminare/pole/divis.pdf>
- [36] BOHANESOVÁ, Eva. *Finanční matematika I*. Olomouc: Univerzita Palackého v Olomouci, 2006, s. 46-50. ISBN 80-244-1294-2.
- [37] ŠVOVÁ, H. *Finanční analýza v řízení podniku, v bance a na kapitálovém trhu*. 1. vydání. Praha: VŠ - Bankovní Institut, 1999. ISBN 80-726-5027-0.
- [38] LONDON STOCK EXCHANGE. *Londýnská obchodní burza* [online]. 2014 [cit. 2014-05-12]. Dostupné z: <http://www.londonstockexchange.com/exchange/prices-and-markets/ETPs/company-summary-chart.html?fourWayKey=GB00B15KXS04JEUSDETCS>
- [39] *Kurzy* [online]. 2014 [cit. 2014-05-14]. Dostupné z: <http://www.kurzy.cz>
- [40] Česká technologická platforma pro užití bioložek v dopravě a chemickém průmyslu, Workshop BIOMETAN – 9. 12. 2010, Ing. Vlastimil Dvořák, Problematika vtláčení biometanu do plynárenských sítí.
- [41] OTE, a.s. *Roční zpráva* [online]. 2014 [cit. 2014-05-21]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/statistika/rocni-zprava>