

BIOMETAN

hospodárné užití obnovitelných zdrojů energie

Ing. Jan Žákovec



GAS s. r. o.

„Publikace byla zpracována za finanční podpory Státního programu na podporu úspor energie a využití obnovitelných zdrojů energie pro rok 2012 – Program EFEKT“

Citace z platných předpisů (TPG, TDG), otištěné v této publikaci, jsou zveřejněny se souhlasem Českého plynárenského svazu.

BIOMETAN

hospodárné užití obnovitelných zdrojů energie

Ing. Jan Žároveň

Redakční zpracování GAS s. r. o. Praha

Vytiskla tiskárna HUGO, Praha

Grafické zpracování a sazba: kolektiv DTP

Vydal GAS s. r. o., v Edici GAS pod číslem 58

ISBN 978-80-7328-276-9

© GAS s. r. o., Praha 2012

OBSAH

Úvod	5
1 Bioplyn	6
1.1 Složení, vlastnosti.....	6
1.2 Suroviny, výroba, využití.....	7
1.3 Aktuální stav využití bioplynu v České republice	11
2 Zemní plyn	12
2.1 Druhy zemního plynu, složení, vlastnosti	12
3 Biometan	18
3.1 SWOT analýza biometanu.....	18
3.2 Čištění bioplynu	19
3.3 Technologie úpravy bioplynu na biometan	21
3.4 Legislativa	30
3.5 Vtláčení biometanu do plynárenských sítí	43
3.6 Využití biometanu v dopravě – BioCNG.....	45
3.7 Podpora výroby biometanu.....	71
3.8 Využití biometanu v Evropě – příklady realizovaných projektů	72
4 Závěr	88
Literatura, Zdroje.....	98



ÚVOD

V současné době se bioplyn v České republice využívá výhradně jako obnovitelné palivo pro výrobu tepla a elektřiny v kogeneračních jednotkách. Důvodem je primárně zavedená veřejná podpora instalacím využívajícím obnovitelné zdroje energie pro výrobu elektřiny formou garantovaných výkupních cen respektive „zelených“ bonusů, majících charakter příplatku za environmentálně šetrnou výrobu elektrické energie.

Kogenerační jednotky jsou převážně umístěné blízko bioplynových stanic, kde se bioplyn vyrábí. Zásadní nevýhodou tohoto systému je lokalizace většiny bioplynových stanic. Ty se většinou nacházejí daleko od větších obcí či měst a nemají využití pro odpadní teplo z kogenerační výroby. Dalším aktuálním problémem v některých lokalitách je obsazení kapacity elektrických sítí provozovateli fotovoltaických elektráren.

Vyčištěním bioplynu na kvalitu zemního plynu a následným vtláčením vyrobeného biometanu do distribuční sítě zemního plynu lze biometan virtuálně dodávat širokému okruhu dalších možných zájemců. Další variantou je jeho stlačení a použití jako BioCNG v dopravě. Výhodou biometanu je využití paliva mimo místo jeho vzniku a vyšší energetická účinnost.

Úprava bioplynu na biometan má velkou výhodou oproti kogeneračním jednotkám, není zde požadavek na využití odpadního tepla a energie využitelná z bioplynu vzroste na více než 70 %. Nespornou výhodou oproti elektrické energii a teplu je možnost skladování biometanu.

V zahraničí se objevuje stále více projektů, kde je biometan plnohodnotnou náhradou zemního plynu.

Publikace má za cíl shrnout fakta o biometanu – jakými způsoby lze bioplyn čistit a upravovat, aby se dosáhlo požadovaných hodnot jednotlivých složek a tím byl biometan záměnný se zemním plynem. Požadavky na kvalitu plynu se v jednotlivých evropských zemích mírně liší, lze je porovnávat i s ohledem na využití biometanu. Na příkladech projektů ze zahraničí lze ukázat, jak jsou projekty ekonomicky náročné a porovnat jednotlivé technologie.

Publikace svým obsahem je určena k osvětové a informační činnosti převážně těm, kteří se zabývají výrobou bioplynu, ale i zájemcům z řad odborné a laické veřejnosti. Popisuje a propaguje ekologickou výrobu a provoz biometanu, který jako obnovitelný zdroj energie s nízkými uhlíkatými emisemi můžeme označit jako palivo budoucnosti.

1 BIOPLYN

/Biogas/

je plyn, který vzniká biologickým rozkladem organických látek v anaerobních podmínkách.

Tento proces se nazývá metanová fermentace, anaerobní digesce, biometanizace nebo biogasifikace. Dle technického předpisu TPG 902 02 „Jakost a zkoušení plyných paliv s vysokým obsahem metanu“ termínem bioplyn je označován surový plyn produkovaný anaerobní fermentací různými druhy bioplynových stanic a čistíren odpadních vod (ČOV). Za bioplyn není nepovažován skládkový plyn, který může obsahovat širokou škálu škodlivých a jedovatých plynů. Bioplyn je obnovitelný zdroj energie.

1.1 Složení, vlastnosti

Výsledkem metanové fermentace je vždy směs plynů a fermentovaný zbytek organické hmoty. Plyná směs obsahuje dva majoritní plyny, a to metan CH_4 (cca 60–70 %) a oxid uhličitý CO_2 (cca 30–40 %). V menší míře také další minoritní složky organického nebo anorganického charakteru, např. sulfan, dusík, čpavek, vodu, siloxany a jiné. Poměrné zastoupení všech složek bioplynu závisí nejen na složení výchozího substrátu, ale také na způsobu výroby.

Tabulka 1 – Obsah metanu v bioplynu z různých technologických procesů

Bioplyn	Obsah CH_4 (obj. %)
Čištění odpadních vod	50–85
Stabilizace kalů	60–70
Agroindustriální odpady	55–75
Skládky	35–55

Výhřevnost bioplynu je určena majoritním obsahem metanu. Díky jeho vysokému obsahu je bioplyn cenou energetickou surovinou. Při obvyklém složení bioplynu s obsahem metanu 50–70 % se výhřevnost pohybuje mezi 18–26 MJ/m³.

Meze zápalnosti metanu ve směsi se vzduchem jsou 5–15 % objemových. Zápalná teplota bioplynu je určena stejnou hodnotou pro metan, tj. 650–750 °C.

Hodnota hustoty metanu a bioplynu s 60 % podílem CH₄. Bioplyn je těžší než vzduch a vytváří pro člověka smrtelné prostředí v reaktorových nádobách, v prohlubeninách u skládek a podobně. Po separaci obou hlavních složek bioplynu klesá oxid uhličitý dolů.

1.2 Suroviny, výroba, využití

Pro výrobu bioplynu jsou důležité vstupní suroviny, které jsou zpracovávány v bioplynových stanicích. Jako substrát pro výrobu bioplynu slouží biomasa rozložitelná za anaerobních podmínek. Tuto biomasu představují nejrůznější druhy biologicky rozložitelných odpadů nebo cíleně pěstované plodiny.

Biomasa záměrně pěstovaná k energetickým účelům

1. Energetické plodiny lignocelulózové
 - energetické dřeviny (vrby, topoly, olše, akáty a další stromové a keřové dřeviny) – obiloviny (celé rostliny)
 - travní porosty (sloní tráva, chrastice, trvalé travní porosty, ...)
 - ostatní rostliny (konopí seté, čirok, křídlatka, šťovík krmný, sléz topolovka)
2. Energetické plodiny olejnaté
 - řepka olejná, slunečnice, len, dýně na semeno
3. Energetické plodiny škrobnato-cukernaté
 - brambory, cukrová řepa, obilí, topinambur, cukrová třtina, kukuřice

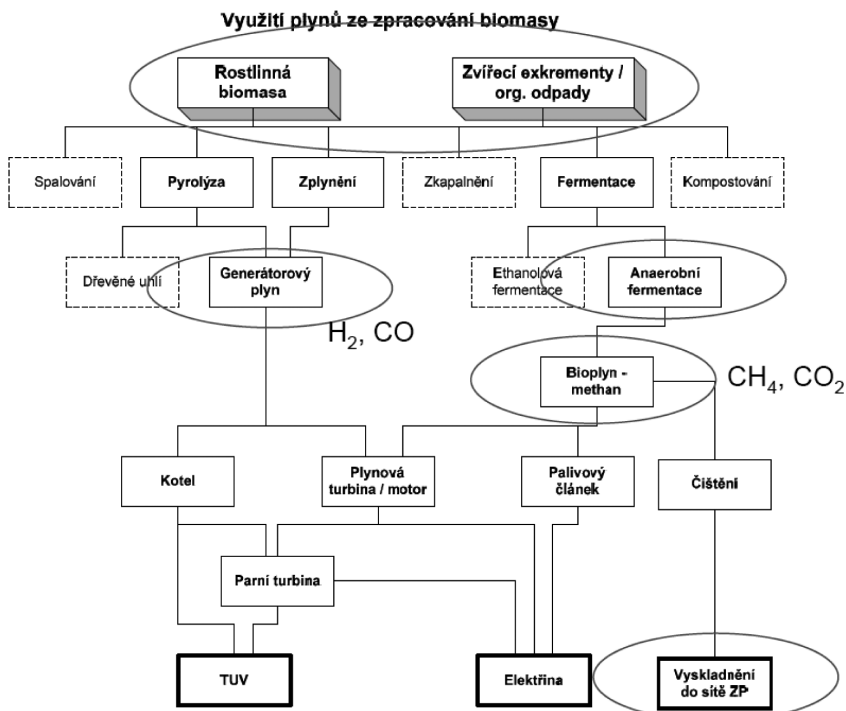
Biomasa odpadní

1. Rostlinné zbytky ze zemědělské prvovýroby a údržby krajiny (pro bezproblémovou fermentaci je nutné předchozí drcení)
 - sláma obilná, kukuřičná řepka, zbytky po likvidaci křovin a lesních náletů, zbytky z lučních a pastevních areálů, odpady ze sadů a vinic, travní porosty z úhorů, parkových úprav
2. Odpady z živočišné výroby
 - exkrementy z chovů hospodářských zvířat, zbytky krmiv, odpady z mléčnic, odpady z přidružených zpracovatelských kapacit
3. Biologicky rozložitelné komunální odpady
 - kaly z odpadních vod, organický podíl tuhých komunálních odpadů, odpadní organické hmoty z údržby zeleně a travnatých ploch
4. Organické odpady z průmyslových a potravinářských výrob
 - odpady z provozů na zpracování a skladování rostlinné produkce, odpady z jatek, z mlékáren, z lihovarů a konzerváren, odpady z vinařských provozoven, dřevařských provozů např. odřezky, hobliny, klest

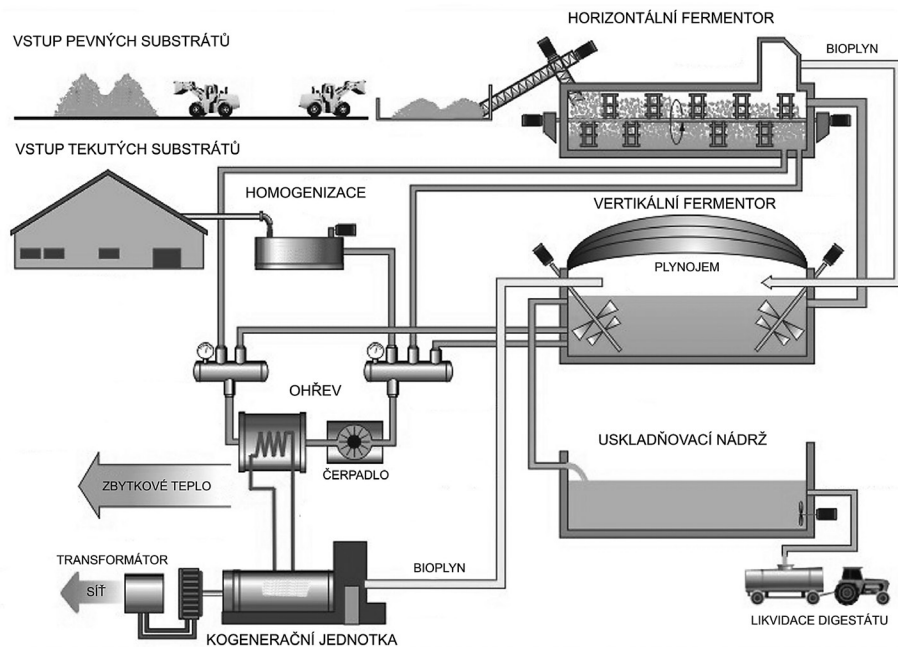
Tabulka 2 – Výtěžnost bioplynu z jednotlivých substrátů

Surovina	Ø sušina	Ø org. sušina (OS)	výtěžnost bioplynu	výtěžnost bioplynu
	%	%	m ³ /t OS	m ³ /t
Močůvka – skot	8,5	76,5	300	22
Kejda	6,5	72,5	510	22
Čistírenský kal	5		700	20–30
Zbytky jídel	23	86	1000	220
Oleje, tuky	36	84	900	400
Zelená hmota	12	90	720	103

Travní siláž	40	82,5	–	195
Organický odpad	57,5	50	–	168
Zbytky zeleniny	12,5	83	750	57
Drůbeží výkaly	19,5	76	–	332
Vedlejší produkty ze zvířat (jateční odpady)	20–30	75–90	780	225
Tříděná složka komunálního odpadu	35	85	400	140



Obrázek 1 – Využití plynů ze zpracování biomasy



Obrázek 2 – Příklad řešení bioplynové stanice (BPS)

Bioplyn je možné využívat všude tam, kde se používají i jiná plynná paliva. V současné době existuje šest základních způsobů využití bioplynu:

1. Přímé spalování
2. Kogenerace
3. Trigenerace
4. Palivové články
5. Vtláčení upraveného bioplynu – biometanu do plynárenské sítě
6. Použití upraveného bioplynu – biometanu v dopravě

Tabulka 3 – Přehled základních způsobů využití bioplynu

Bioplyn					
Odsiření	Odsiření		Úprava plynu	Úprava plynu	Úprava plynu
↓ Bojler ↓ Teplo	↙ Kogenerace ↓ Elektřina Teplo	↘ Trigenerace ↓ Elektřina Teplo Chlad	↓ Zušlechtění ↓ Palivový článek ↓ Elektřina Teplo	↓ Zušlechtění ↓ Oderizace ↓ Stlačení ↓ Sítě ZP	↓ Stlačení ↓ Tlaková nádoba ↓ Palivo

1.3 Aktuální stav využití bioplynu v České republice

V polovině roku 2012 evidovala Česká bioplynová asociace (CzBA) 342 bioplynových elektráren (zemědělských, komunálních, ČOV, skládek), dosahujících instalovaného výkonu 245 MW. Lze očekávat, že v roce 2012 bude z bioplynu vyrobeno cca 1 TWh elektrické energie. Podíl bioplynu na obnovitelných zdrojích energie – OZE představuje cca 14%.

V České republice převažují zemědělské bioplynové stanice o výkonu nad 550 kW.

Odhad potenciálu výroby bioplynu v České republice se pohybuje od 1.250 mil. m³ CH₄/rok (Česká bioplynová asociace) po 1.400 mil. m³ CH₄/rok (studie Fraunhofer Institut).

Za předpokladu 20% z celkového potenciálu je odhad vtláčení biometanu do plynárenských sítí, tj. 250–280 mil. m³/rok

Pozn. roční spotřeba zemního plynu v České republice je cca 9 mlrd. m³.



Obrázek 3 – Bioplynová stanice

2 ZEMNÍ PLYN

/Natural Gas, Erdgas, Gaz naturel, Природный газ, Gaz natural/

je přírodní směs plyných uhlovdíků s převažujícím podílem metanu CH₄ a proměnlivým množstvím neuhlovdíkových plynů (zejména inertních plynů). Jedná se o fosilní palivo.

2.1 Druhy zemního plynu, složení, vlastnosti

Z chemického hlediska je zemní plyn směs plyných uhlovdíků s proměnnou příměsí neuhlovdíkových plynů. Jeho charakteristickým znakem je vysoký obsah metanu CH₄. Zemní plyny typu H, které jsou využívány ve většině evropských zemí včetně České republiky, obsahují zpravidla více než 90% metanu a méně než 5% nehořlavých látek. Zemní plyn je hořlavý, výbušný plyn, bez barvy, bez zápachu

a bez chuti. Je nejedovatý, má zanedbatelné toxické vlastnosti. Je lehčí než vzduch.

Zemní plyn H (high – vysoký) je plyn, jehož spalné teplo H°_s (0°C, 101 325 Pa) leží v rozmezí 40 až 46 MJ.m⁻³ (11,1 až 12,8 kWh.m⁻³). Podíl nehořlavých složek (N₂ + CO₂) je nižší než 5%.

Zemní plyn L (low – nízký) je plyn, jehož spalné teplo H°_s (0°C, 101 325 Pa) leží v rozmezí 33 až 38 MJ.m⁻³ (9,15 až 10,5 kWh.m⁻³). Podíl nehořlavých složek je obvykle vyšší než 10%.

Tabulka 4 – Složení vybraných zemních plynů (v objemových %) používaných v zemích EU a zemního plynu těženého v ČR (jižní Morava)

Složky zemního plynu	Tran-zitní	Norský (Ekofisk)	Alžírský (Hassi R Mel)	Jiho-moravský	Holandský (Groningen)
Metan CH ₄	98,39	85,80	86,90	97,70	81,31
Etan C ₂ H ₆	0,44	8,49	9,0	1,20	2,85
Propan C ₃ H ₈	0,16	2,30	2,60	0,50	0,37
Butan C ₄ H ₁₀	0,07	0,70	1,20	-	0,14
Pentan C ₅ H ₁₂	0,03	0,25	-	-	0,09
Dusík N ₂	0,84	0,96	0,30	0,60	14,35
Oxid uhličitý CO ₂	0,07	1,50	-	-	0,89

Tabulka 5 – Hodnoty spalných tepel a výhřevnosti hlavních složek zemního plynu

Složka zemního plynu	Spalné teplo H°_{si}		Výhřevnost H°_{ii}	
	[kJ.m ⁻³]	[kWh.m ⁻³]	[kJ.m ⁻³]	[kWh.m ⁻³]
Metan CH ₄	38 819	11,058	35 883	9,965
Etan C ₂ H ₆	70 293	19,520	64 345	17,869
Propan C ₃ H ₈	101 242	28,115	93 215	25,886
n – Butan C ₄ H ₁₀	134 061	37,229	123 810	34,382
Pentan C ₅ H ₁₂	169 190	46,984	156 560	43,477

Tabulka 6 – Hodnoty spalných tepel H_s tranzitního, norského, alžírského a holandského zemního plynu při 0°C a 15°C, 101 325 Pa

Zemní plyn	H°_s		H^{15}_s	
	[kJ.m ⁻³]	[kWh.m ⁻³]	[kJ.m ⁻³]	[kWh.m ⁻³]
Tranzitní	39 794	11,054	37 724	10,478
Norský	43 823	12,173	41 542	11,539
Alžírský	45 169	12,547	42 818	11,894
Holandský	35 094	9,748	33 267	9,241

Tabulka 7 – Hodnoty výhřevností H_i tranzitního, norského, alžírského a holandského zemního plynu při 0°C a 15°C, 101 325 Pa

Zemní plyn	H^0_i		H^{15}_i	
	[kJ.m ⁻³]	[kWh.m ⁻³]	[kJ.m ⁻³]	[kWh.m ⁻³]
Tranzitní	35 870	9,964	34 003	9,445
Norský	39 653	11,015	37 589	10,441
Alžírský	40 840	11,344	38 714	10,754
Holandský	31 669	8,797	30 020	8,339

Tabulka 8 – Vybrané fyzikálně-chemické vlastnosti reálně distribuovaného zemního plynu

Parametr	Rozměr	Hodnota
CH ₄	%	97,99
Vyšší uhlovodíky	%	1,07
CO ₂	%	0,11
N ₂	%	0,83
Celková síra	mg/m ³	0,20
Výhřevnost	MJ/m ³	34,091
Spalné teplo	MJ/m ³ kWh/ m ³	37,852 10,514
Hustota	kg/m ³	0,694
Relativní hutnota	-	0,568
Spalovací rychlost, max	cm/s	34
Wobbeho číslo	MJ/m ³	53,6
Meze výbušnosti	%	4,4–15
Bod vzplanutí	°C	152

Parametr	Rozměr	Hodnota
Bod hoření	°C	650
Teplota vznícení	°C	537 až 580
Bod tuhnutí	°C	pod – 182
Teplota varu	°C	–162
Stechiometrický objem vzduchu ke spalování	m ³	9,51
Stechiometrický objem vlhkých spalin	m ³ /m ³	10,51
Teoretické složení spalin	%	9,53 CO ₂
	%	18,95 H ₂ O
	%	71,52 N ₂
Max. % CO ₂ v suchých spalinách	%	11,75
Adiabatická spalovací teplota	°C	2.055
Oktanové číslo	-	130

Pozn. Uvedené hodnoty jsou vztaženy na normální podmínky a relativní vlhkost = 0.

**Tabulka 9 – Průměrné hodnoty jakostních znaků
zemního plynu na předávacích stanicích NET4GAS, s. r. o.
a PPD, a. s. – říjen 2012**

metan	(mol %)	97,608
etan	(mol %)	1,246
propan	(mol %)	0,247
iso-butan	(mol %)	0,044
n-butan	(mol %)	0,038
iso-pentan	(mol %)	0,007
n-pentan	(mol %)	0,005
C ₆ ⁺	(mol %)	0,004
CO ₂	(mol %)	0,095
N ₂	(mol %)	0,707
celková síra	(mg/m ³)	<5 (po odorizaci)
spalné teplo	(kWh/m ³)	10,572
výhřevnost	(kWh/m ³)	9,522
hutnota	(-)	0,569
hustota	(kg/m ³)	0,697
Wobbeho index	(kWh/m ³)	14,02

Pozn. Podmínky měření t₁/t₂ /°C/: 15/15

Kvalita zemního plynu distribuovaného distribuční soustavou musí splňovat kvalitativní ukazatele podle TPG 902 02 „Jakost a zkoušení plynných paliv s vysokým obsahem metanu“.

3 BIOMETAN

/Biomethane, Bioerdgas, Green Gas/

je bioplyn upravený na kvalitu a čistotu potrubního zemního plynu, tzn. minimálně 95 % CH₄. Jedná se o obnovitelný zdroj energie.

3.1 SWOT analýza biometanu

Výhody

- hustá síť plynovodů v ČR
- kvalita srovnatelná se zemním plynem => možnost vyskladnění do plynovodní sítě
- vyšší účinnosti energetického využití oproti BS
- regulovatelný a skladovatelný zdroj energie
- stálý zdroj
- tvoří uzavřený koloběh živin
- obnovitelný zdroj – neutrální z hlediska emisí CO₂
- možná finanční podpora prostřednictvím evropských fondů či výkupních cen pro obnovitelné zdroje energie
- nejlepší palivo z pohledu GHG emisí /1 uhlík v molekule CH₄/
- v porovnání s ostatními biopalivy nejvyšší energetická účinnost

Nevýhody

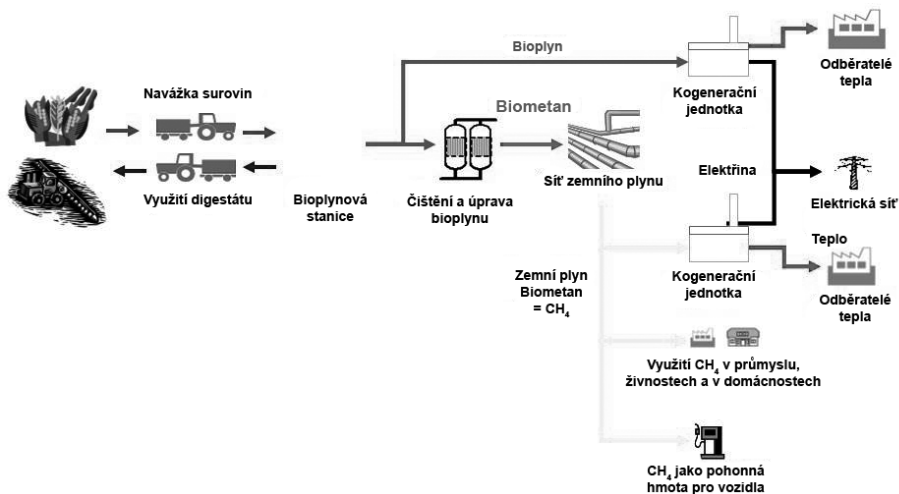
- nedostatečná legislativa
- omezený potenciál
- nákladné čištění a úprava bioplynu
- velké investiční náklady

Překážky

- nedostatečné znalosti a zkušenosti s technologiemi výroby a použití biometanu,
- rozdíl legislativy členských zemí EU, nejednotnost, někdy i neexistence předpisů a norem pro využití biometanu a jeho úpravu, dopravu,
- nejistota investorů v „nové“ oblasti využití bioplynu,

Příležitosti

- nový obnovitelný zdroj energie
- možnost částečné náhrady ropných produktů za „domácí“ palivo



Obrázek 4 – Schéma výroby a využití bioplynu, biometanu

3.2 Čištění bioplynu

Vyrobený surový bioplyn je potřeba vyčistit, tj. zbavit jej nežádoucích složek, především vody, CO₂, H₂S, kyslíku, dusíku, vyšších uhlovdíků, halogenderivátů uhlovdíků a křemíku resp. organokřemičitých sloučenin. Požadavky na úpravu bioplynu jsou samozřejmě dány způsobem jeho použití. Pokud by měl být použit jako pohonná hmota pro motorová vozidla je nutné jej vyčistit na kvalitu zemního plynu a po kompresi jej pak lze přidávat do distribuční sítě zemního plynu, resp. přímo plnit do vozidel. Toto čištění bioplynu je nákladné a společně s náklady na kompresi významně zvyšuje jeho celkové výrobní náklady a tedy i jeho prodejní, resp. nákupní cenu.

Odstranění vody

Bioplyn je třeba vysušit a odstranit tak vodu (vlhkost) aby se zabránilo její akumulaci a kondenzaci v potrubí resp. zásobnících a vzniku kyselého korozivního roztoku jsou-li přítomny kyselé plyny. Tímto

způsobem lze také snížit rosný bod a zabránit tak kondenzaci vody a jejímu následnému vymražení pokud je bioplyn skladován za zvýšeného tlaku. Voda je obvykle z bioplynu odstraňována společně s dalšími nečistotami.

Odstranění oxidu uhličitého

Odstranění oxidu uhličitého je požadováno v případě čištění bioplynu na kvalitu zemního plynu, resp. při jeho použití jako pohonné hmoty v dopravě. Tím se zvýší energetický obsah bioplynu, který je dán obsahem metanu; jeho obsah ve vyčištěném bioplynu by měl být větší než 95 % obj. Pro odstranění oxidu uhličitého ze surového bioplynu jsou v praxi používány čtyři metody: absorpce ve vodě, absorpce v polyethylenglykoldimethyletheru (Selexol), separace na molekulových sítích (pressure swing adsorption – PSA) a membránová separace za vyššího nebo normálního tlaku.

Odstranění sulfanu

Nejčastěji používané metody odstranění sulfanu jsou ty, které se používají již v rámci výroby bioplynu, tj. dávkování vzduchu resp. kyslíku a dávkování chloridu železnatého do fermentované organické hmoty. Biologická desulfurace (oxidace), pro kterou se používají mikroorganismy náležející do společenství Thiobacillus umožňuje dosáhnout až 95%ní desulfurace a snížit tak obsah sulfanu až pod 50 ppm. Při dávkování vzduchu je třeba dbát bezpečnostních opatření, směs vzduchu a bioplynu obsahující okolo 60 % obj. metanu, je v rozmezí koncentrací bioplynu 6–12 % obj. výbušná. Metoda používající chlorid železnatý přidávaný do fermentované organické hmoty nebo přímo do suroviny ve fázi její homogenizace je velice účinná pro vysoké obsahy sulfanu, neumožňuje ale dosažení extrémně nízkých a konstantních koncentrací. Pro převedení sulfanu na sulfid železnatý lze použít také hydroxidy resp. oxidy železa. Metoda se používá jako první desulfurační stupeň, který musí být doplněn druhým stupněm umožňujícím snížení obsahu sulfanu pod 10 ppm.

Použití impregnovaného aktivního uhlí představuje další metodu používanou pro odstranění sulfanu. Uhlí je impregnováno jodidem draselným, v přítomnosti vzduchu, který je k bioplynu přidáván, je sulfan konvertován na vodu a elementární síru, která se adsorbuje na povrchu uhlí.

Vypírka sulfanu vodou, polyethylenglykoldimethyletherem, resp. roztokem hydroxidu sodného již byla zmíněna výše v souvislosti

s odstraňováním oxidu uhličitého. Při použití obou uvedených absorpčních činidel není ovšem selektivní odstraňování sulfanu z hlediska nákladů konkurenceschopné ve srovnání s ostatními metodami desulfurace.

Odstranění vyšších uhlovodíků a halogenderivátů uhlovodíků

Vyšší uhlovodíky a halogenované (hlavně F a Cl) uhlovodíky přítomné především ve skládkovém bioplynu jsou příčinou nežádoucích korozních problémů. Jejich odstranění se provádí za tlaku na speciálně aktivovaném aktivním uhlí. Látky s malou molekulou jako metan, oxid uhličitý, dusík a kyslík adsorbentem procházejí a velké se naopak adsorbují.

Odstranění organokřemičitých sloučenin

Přítomnost siloxanů v bioplynu je nežádoucí, protože při jeho spalování jsou příčinou vzniku oxidu křemičitého, který se ukládá na povrchu různých konstrukčních prvků (hlavy válců, písty, ventily) a vážně je poškozuje v důsledku obrusu. Odstraňují se pomocí speciálního absorpčního činidla, které je směsí uhlovodíků se schopností tyto látky absorbovat.

Odstranění kyslíku a dusíku

Oba plyny jsou přítomny především ve skládkovém bioplynu. Pro jejich odstranění se používá metoda PSA, tj. adsorpce na molekulových sítích, jejíž hlavní nevýhodou je, že je nákladná. Je proto vhodné preventivně sledovat koncentraci kyslíku v produkovaném bioplynu a zachytit tak včas její případný vyšší nárůst.

3.3 Technologie úpravy bioplynu na biometan

Dříve než lze vyrobený bioplyn použít jako náhradní zemní plyn, musí být zbaven nežádoucích složek. Existuje celá řada technologií umožňujících zvýšit v produkovaném bioplynu podíl energeticky hodnotného metanu, tj. oddělit z něj nežádoucí příměsi. Zejména se jedná o odstranění oxidu uhličitého (v bioplynu je zastoupen v rozmezí 25–55 %), a dále vodní páry, sulfanu, čpavku, vodíku a vzduchu (tj. dusíku, kyslíku), které jsou v bioplynu obsaženy v malých množstvích.

Jednotlivé technologie se liší v principu separace, komplexnosti (některé odstraňují jen některé nežádoucí složky v bioplynu) a robustnosti

(kapacitních schopnostech). Před vlastním oddělováním CO₂ obvykle předchází vyčištění surového bioplynu od stopových látek, především síry, která by negativně ovlivňovala další proces obohacování.

Postupy oddělování metanu a oxidu uhličitého (a příp. dalších nežádoucích složek) lze rozdělit do čtyř hlavních skupin, jež se liší principem činnosti a de facto i technologickým řešením.

Nejpoužívanější metody čištění:

1. Adsorpce:

- Metoda střídání tlaků /Pressure Swing Adsorption – PSA/

2. Absorpce:

- fyzikální: tlaková vodní vypírka /Pressure Water Absorption – PWA, Water Scrubbing – DWW/
- chemická vypírka – Chemical Scrubbing
- nízkotlaková absorpce – Low Pressure Absorption

3. Membránová separace /Membrane separation/

4. Nízkoteplotní rektifikace – vymrazování CO₂ /Cryogenic upgrading/

Největšího uplatnění v reálném provozu doposud doznaly s jistými modifikacemi v zásadě dvě technologie – proces tlakové adsorpce PSA nebo vodou či jiným roztokem. Slibnou technologií z pohledu energetických i prostorových nároků je pak i membránová separace, která má již první komerční nasazení. Kryogenní metody separace jsou zatím ve stádiu vývoje a ověřování. Podrobněji jsou jednotlivé technologie představeny níže.

3.3.1 Adsorpce

Metoda střídání tlaků

/Pressure Swing Adsorption – PSA/

Proces adsorpce využívá Van der Walsových sil, které vážou molekuly odlučovaného plynu na povrch vysoce porézní pevné látky. Adsorpce zpravidla probíhá za zvýšeného tlaku a desorpce (regenerace sorbentu) při sníženém tlaku.

Před použitím této metody je nutné surový bioplyn nejprve odsířit a vysušit na požadované koncentrace, které činí maximálně 500 mg/m³ sulfanu a 0,2 g/m³ vody v bioplynu, jinak dochází k trvalému poškození zařízení. Odsířený vlhký plyn je stlačen na potřebný provozní tlak cca 4–7 barů, přičemž dojde k jeho ohřátí z 25–35 °C na 60–90 °C a který je následně zchlazen na teplotu 10 až 20 °C, přičemž se odloučí zkonzenzovaná voda a plyn je částečně vysušen. Takto vyčištěný plyn se přivádí zespodu do adsorbéru, který obsahuje molekulové síto tvořené velmi jemně rozemletým uhlíkem (aktivní uhlí) v extrudované podobě. Na tomto adsorbentu se zachycuje CO₂ a zbytkové koncentrace H₂O, H₂S a NH₃ a rovněž malé množství metanu. Z horní části adsorbéru vychází upravený bioplyn s koncentrací metanu 96–98 %. Po nasycení adsorpčního materiálu je bioplyn veden do druhé sady adsorbérů a dochází k regeneraci sorbentu.

Metoda PSA se dá rozdělit na 4 základní kroky:

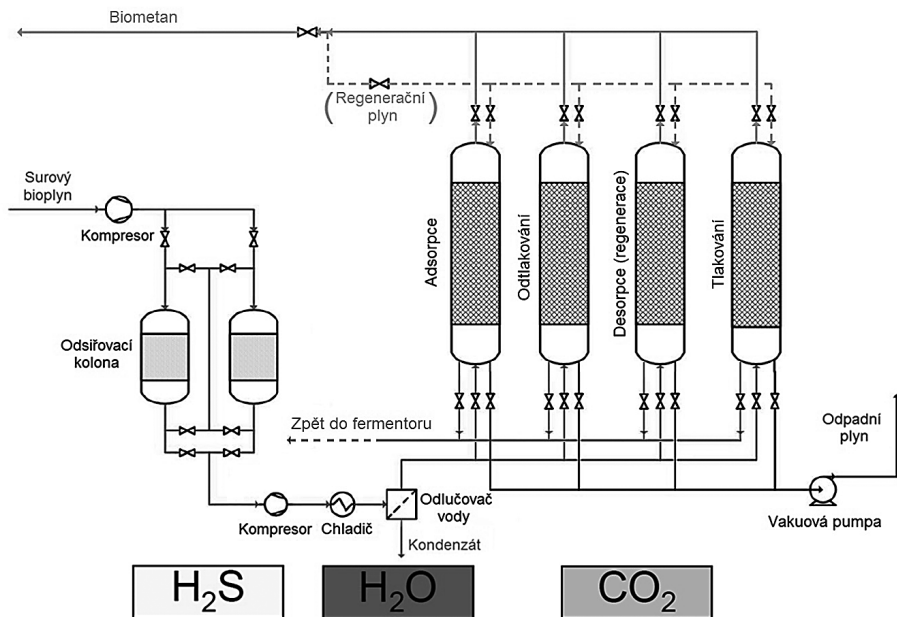
- Kompresce: Zhuštění bioplynu tlakem mezi 6 a 8 bary
- Adsorpce: CO₂ je pohlcován až do nasycení molekulární sítě oxidem uhličitým
- Dekompresce: Odsávání desorpčních molekul CO₂
- Desorpce: Kompletní regenerace protitlakem z vakuové pumpy

Tyto kroky se periodicky opakují.

V klasickém uspořádání procesu PSA zajišťuje střídání sad filtrů řídicí jednotka pomocí elektromagnetických ventilů. Jinou alternativou je přepínání jednotlivých cyklů pomocí systému rotujících ventilů, díky čemuž je doba cyklů kratší a zařízení kompaktnější.

Výhody: vyzrálá technologie, žádná odpadní voda, sušení plynu není nutné

Nevýhody: nutné předodsíření, vysoká spotřeba elektřiny, O₂ a N₂ nejsou odstraněny



Obrázek 5 – Schéma technologie PSA

3.3.2 Absorpce

Tlaková vodní vypírka

/Pressure Water Absorption – PWA, Water Scrubbing, Druckwasser Wäsche – DWW/

Absorpce je založena na rozdílné rozpustnosti metanu a nežádoucích plynů (CO₂, H₂S a NH₃ v pracích kapalinách. Podle způsobu pohlcení plynů se jedná buď o fyzikální nebo chemickou absorpci.

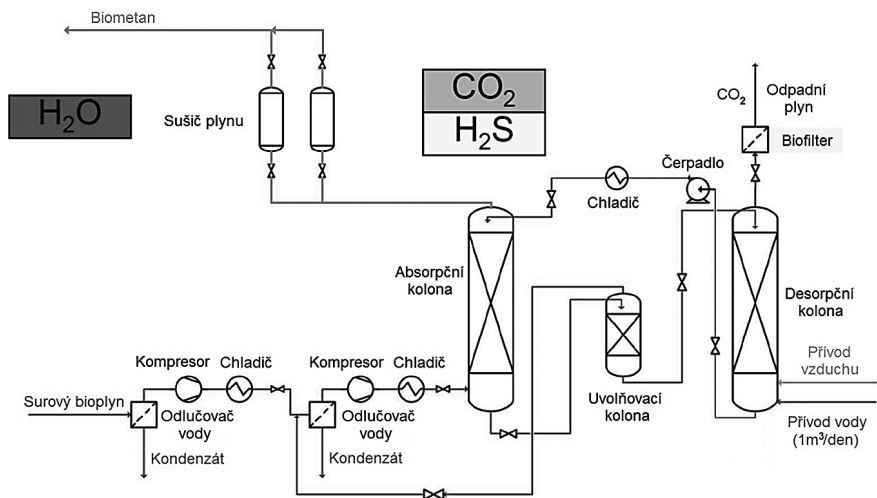
Technologie PWA využívá odlišné rozpustnosti nežádoucích složek bioplynu (CO₂, ale částečně i H₂S, NH₃ ad.) oproti metanu. A tak zatímco je při průchodu pracovním prostředím za zvýšeného tlaku jimi „nasyčena“ procesní kapalina, metan prochází a zvyšuje svůj podíl na výstupním plynu. Nejčastěji je jako pracovní médium – rozpouštědlo využívána voda (pak je tento proces nazýván v angličtině jako

„water scrubbing“ či v němčině „Druckwasser Wäsche“).

V tlakové vodní čističce dochází k čištění bioplynu ve vodě. Surový bioplyn je dvoustupňově stlačen na pracovní tlak 4–7 barů a ochlazen na 15 °C a poté přiveden na dno absorpční kolony. Plyn je v koloně protiproudě skrápěn vodou o teplotě 5 nebo 25 °C. V absorpční koloně se do vody rozpouští kyselé a basické složky, přičemž při nižší teplotě je absorbováno jejich větší množství. Stejný účinek má také zvýšený tlak. Vyčištěný plyn obsahuje až 96 % metanu, 1–2 % CO₂ a zbytek tvoří kyslík a dusík. Plyn je zcela nasycen vodní párou, a proto musí být před dalším použitím vysušen, případně musí být odstraněny zbytkové koncentrace síry na aktivním uhlí. Proces tlakové vypírky neodstraní z bioplynu N₂ a O₂, které mohou být dále odstraněny na aktivním uhlí nebo pomocí membránových procesů. Odpadní voda je přiváděna do regenerační kolony, kde dochází v prvním stupni k uvolnění zbytkového množství metanu, které se přimíchává k surovému bioplynu před druhým kompresním stupněm. Tím klesnou ztráty metanu pod 2 %. Do desorpční kolony je přiváděn vzduch, který po průchodu kolonou obsahuje asi 30 % CO₂ a 0,1 % H₂S. Odpadní plyn je odsiřován např. použitím biofiltru a vypouštěn do atmosféry.

Výhody: předodsíření není nutné, CO₂ i H₂S jsou odstraněny, vyzrálá technologie.

Nevýhody: vysoká spotřeba vody, vysoká spotřeba elektřiny, O₂ a N₂ nejsou odstraněny.



Obrázek 6 – Schéma tlakové vodní vypírky

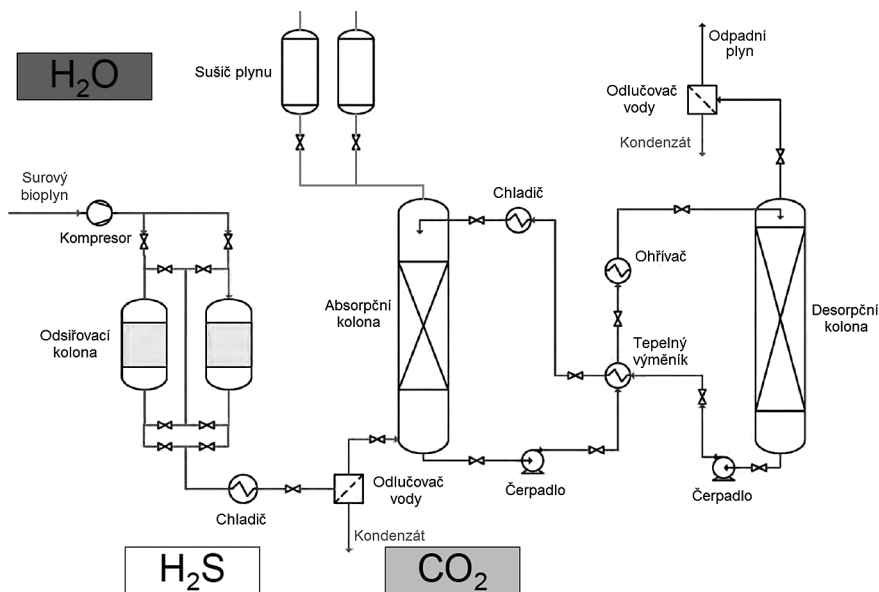
Chemická vypírka

/Chemical scrubbing/

Z důvodu lepších absorpčních vlastností pak bývají namísto vody rovněž využívána organická rozpouštědla – nejčastěji jím je Genosorb® nebo Selexol®, což jsou obchodní značky chemického roztoku na bázi polyetylglykolu od různých výrobců nebo monoetanolamin (MEA), který je naředěn vodou na maximální koncentraci 50 %.

Na rozdíl od vodní tlakové vypírky jsou nežádoucí plyny odstraňovány chemickou reakcí. Výhodou tohoto procesu je vyšší selektivita a rozpustnost nežádoucích plynů i při atmosférickém tlaku.

Procesní schéma chemické vypírky je velmi podobné tlakové vodní vypírce, liší se však způsobem absorpce a pracovními podmínkami. Vstupní surový bioplyn je stlačován pouze na cca 50 kPa (k překonání odporu vodní sprchy) a vychlazen na teplotu cca 10 °C. Sorbent je ředěn vodou na koncentraci cca 10–20 % a na rozdíl od fyzikální vypírky váže nežádoucí plyny chemicky. Obohacený biometan odchází s koncentrací 96–99 %. Regenerace sorbentu se provádí opět v desorpční koloně po zahřátí roztoku, v její spodní třetině až na teplotu přes 100 °C. Část vody se při tom odpaří.



Obrázek 7 – Schéma chemické vypírky

Nízkotlaká absorpce

/Low Pressure Absorption/

Podobně, jako je tomu u metody mokré vypírky, postupují při této metodě (LP Coaab-System, Low Pressure CO₂ Absorption) v absorpční koloně proti sobě absorpční materiál a surový bioplyn. Zde se však jedná, na rozdíl od první metody fyzikálního vázání CO₂ na vodu v propírce, o čistě chemickou reakci. Absorpční kapalinou je zde speciální dusíkatá sloučenina s obchodním názvem „COAAB“. Skoro čistý metan odchází z kolony nahore, musí pak být poněkud stlačen, zbaven vody (vysušen) a většinou odorizován. Kapalina COAAB se pak regeneruje zahřátím. Získaný, velmi čistý CO₂, se buď vypouští do okolního ovzduší, nebo se přivádí do skleníků (na podporu asimilace), nebo se využívá průmyslově dál. Protože se touto metodou CO₂ odděluje z bioplynu za normálního tlaku, je tato metoda energeticky méně náročná, než tlaková vodní propírka nebo metoda změny tlakových změn, ale pro regeneraci absorpční kapaliny je zapotřebí určitého množství tepla.

Při použití vyčištěné vody z ČOV se desorpční zařízení nepoužívá.

3.3.3 Membránová separace

/Membrane separation/

Membránová separace využívá rozdílné průchodnosti jednotlivých složek ve směsi plynu tenkou membránou. Materiálem pro konstrukci membránových sít jsou nejčastěji polymery. Skrze membránu prochází snáze CO_2 (a též zbytkový obsah H_2S a vodní páry) jako tzv. permeát, zatímco většina metanu zůstává před membránou a odchází na tlakové straně jako tzv. retenát. Podle uspořádání bioplynové stanice je separace buď jednostupňová nebo dvoustupňová. Je-li linka výroby biometanu dimenzována pouze na dílčí kapacitu BPS, postačuje jednostupňová regenerace, kdy odpadní plyn obsahující dosud významné množství metanu je veden na kogenerační jednotku nebo se jeho teplo využije jiným způsobem. Pro snížení ztrát metanu při obohacování bioplynu je možno použití dvoustupňovou separaci (permeát z prvního stupně se vede do druhého stupně, a teprve permeát z tohoto druhého stupně je odpadním plynem, zatímco retenát se vrací před první stupeň).

3.3.4 Nízkoteplotní rektifikace – vymrazování CO_2

/Cryogenic upgrading/

Výrazně rozdílná teplota tuhnutí CO_2 a CH_4 vytváří teoretické předpoklady pro vývoj technologie úpravy surového bioplyn tímto způsobem. Rektifikace je vícestupňová destilace používaná k oddělování složek ve směsi kapalin. Oxid uhličitý a metan mají dosti rozdílné body varu (CO_2 -78 °C; CH_4 -161 °C), rektifikací lze proto dosáhnout velkou čistotu výsledného produktu. Nevýhodou je velká energetická náročnost procesu (plyn je nutno ochladit na teplotu okolo minus 100 °C). Podobná zařízení v chemickém průmyslu jsou konstruována na průtoky plynu na stovky tisíc Nm^3/h , pro mnohem menší kapacity výroben bioplynu se rektifikace dosud neobjevila.

3.3.5 Porovnání jednotlivých technologií

Základní parametry jednotlivých čistících procesů jsou srovnány v následující tabulce. Z tabulky je patrné, že při procesu vypírky methanolaminem vzniká biometan s nejvyšším obsahem metanu a dochází k nejmenším ztrátám metanu. Tento proces spotřebovává i nejméně

elektřiny na provoz absorbérů, ale je zde nutné další teplo na ohřev kolony na pracovní teplotu a regeneraci sorbentu, což je značně energeticky náročné a spotřeba energie dosahuje až 0,5 kWh/m³ surového bioplynu. Na vyčištění bioplynu se spotřebuje 5–8 % energie obsažené v bioplynu v závislosti na použité metodě.

Tabulka 10 – Základní parametry jednotlivých čistících procesů

Parametr	PSA	Vodní vypírka	Chemická vypírka	Membránová separace	Kryogenní metody
Spotřeba energie (kWh.m ³)	0,23	0,3–0,6	0,67		0,8–1,8
Plyn výstup – CH ₄	97% – 99%	98,5%	99%	95%	99%
Provozní teplota (°C)	–	–	160		–80
Provozní tlak (MPa)	0,4–0,7	0,4–0,7	atmosférický	vysokotlaké > 2 nízkotlaké 0,8–1	
Částečné odstranění H ₂ S	ne	možné	ano	možné	možné
Odstranění kapalné vody	kontaminant	ano	kontaminant	ne	ano
Odstranění vodní páry	ano	ne	ano	ano	ano
Odstranění N ₂ a O ₂	částečně	ne	ne	částečně	N ₂ – možné

3.4 Legislativa

V oblasti biometanu patří k nejdůležitějším předpisům:

- Technická pravidla GAS TPG 902 02 „Jakost a zkoušení plyných paliv s vysokým obsahem metanu“,
- Technické doporučení GAS TPG 983 01 – „Vtláčení bioplynu do plynárenských sítí, požadavky na kvalitu a měření“,
- ZÁKON č. 458/2000 Sb. ze dne 28. listopadu 2000, o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), v platném znění,
- VYHLÁŠKA č. 108/2011 Sb. ze dne 14. dubna 2011 o měření plynu a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném uskladňování, neoprávněné přepravě nebo neoprávněné distribuci plynu,
- Zákon o metrologii č. 505/1990 Sb., v platném znění,
- Vyhláška č. 345/2002 Sb., kterou se stanoví měřidla k povinnému ověřování a měřidla podléhající schválení typu, v platném znění.

3.4.1 Kvalita biometanu

Biometan musí splňovat dané kvalitativní parametry. Ty byly v České republice definovány přijetím změny technických pravidel TPG 902 02 „Jakost a zkoušení plyných paliv s vysokým obsahem metanu“, které nabyly platnosti od 1. 3. 2009.

TPG 902 02 „Jakost a zkoušení plyných paliv s vysokým obsahem metanu“

Změnou tohoto TPG byla jednak přijata definice bioplynu a biometanu, a dále pak kvalitativní požadavky mající podobu předepsaných minimálních či naopak přípustných hodnot jednotlivých sledovaných parametrů.

Technický předpis typu TPG má charakter nezávazného technického dokumentu. Jeho ustanovení tak mohou být využita pouze po dohodě smluvních stran. Některá ustanovení TPG 902 02 mají již dnes v obchodních vztazích v plynárenství závazný charakter. A to díky tomu, že požadavky na kvalitu plynu distribuovaného plynárenskými sítěmi byly včleněny do tzv. Řádu provozovatele distribuční soustavy plynu (Řádu PDS) případně i Řádu provozovatele přepravní soustavy plynu (Řádu PPS).

Pozn. Řád specifikuje obchodně-technické podmínky, za kterých se uskutečňuje distribuce (zemního) plynu a přístup třetích stran k plynárenské distribuční soustavě při respektování obecně závazných právních předpisů v plynárenství, zejména Pravidel pro organizování trhu s plynem. Řád každého (licencovaného) provozovatele distribuční soustavy podléhá schválení Energetickým regulačním úřadem a tvoří nedílnou součást Smlouvy o distribuci plynu.

Distribuovaným plynem se však explicitně či implicitně rozumí pouze přírodní zemní plyn a jen v Řádu PDS patřících do skupiny RWE je dnes řešena problematika možné přepravy také alternativních plynných paliv, za něž je chápán i bioplyn, avšak s dalšími blíže nespecifikovanými podmínkami definovanými přímo distributorem.

Pozn. Dle TPG 902 02 se zemním plynem rozumí plynné palivo s vysokým obsahem metanu, jenž je získáván z přirozených plynových nebo ropně-plynových ložisek. S využitím ustanovení TPG 902 02 lze za alternativní plynná paliva považovat paliva, jejichž vlastnosti jsou stejné či podobné přírodním zemním plynům, tedy mj. mají vysoký obsah metanu atd. Jsou to jednak tzv. náhradní zemní plyny, které se připravují buď anaerobní fermentací biomasy s následnou úpravou (tedy tzv. bioplyn resp. biometan), nebo z vyšších uhlovodíků konverzí či reformingem vzniklý syntézní plyn.

V TDG 902 02 jsou definované parametry nicméně jen doporučením, provozovatel příslušné distribuční sítě zemního plynu může při sjednávání připojení výroben biometanu do místní plynárenské sítě požadovat i jiné (přísnější) hodnoty. Způsoby a rozsah měření jednotlivých parametrů závisí na dohodě mezi provozovatelem příslušné distribuční soustavy resp. přepravní soustavy a výrobcem plynu. Stěžejní parametry (jako např. obsah metanu, vody, kyslíku, síry ad.)

by přitom měly být sledovány kontinuálně měřícím zařízením předepsaným distributorem.

Požadavky na kvalitu biometanu pro možnost jeho dodávky do plynárenských sítí v ČR

Parametr	Hodnota
Obsah metanu	min. 95,0 % mol.
Obsah vody	max. -10°C
vyjádřený jako teplota rosného bodu vody při předávacím tlaku ¹⁾	
Obsah kyslíku	max. 0,5 % mol.
Obsah oxidu uhličitého	max. 5,0 % mol.
Obsah dusíku	max. 2,0 % mol.
Obsah vodíku	max. 0,2 % mol.
Celkový obsah síry (bez odorantů)	max. $30 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ ²⁾
Obsah merkaptanové síry (bez odorantů)	max. $5 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ ²⁾
Obsah sulfanu (bez odorantů)	max. $7 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ ²⁾
Obsah amoniaku	nepřítomen ³⁾
Halogenované sloučeniny	max. $1,5 \text{ mg} (\text{Cl}+\text{F}) \text{ m}^{-3}$ ²⁾
Organické sloučeniny křemíku	max. $6 \text{ mg} (\text{Si}) \text{ m}^{-3}$ ²⁾
Mlha, prach, kondenzáty	nepřítomny ³⁾

- 1) *Předávacím tlakem se rozumí minimální požadovaný tlak v místě napojení výroby plynu na plynárenskou soustavu, který je dohodnutý ve smlouvě o připojení (musí být specifikováno, zda se jedná o přetlak, nebo absolutní tlak).*
- 2) *Referenční podmínky $t_v = 15^{\circ}\text{C}$, $p_v = 101,325 \text{ kPa}$.*
- 3) *Pod pojmem nepřítomen/nepřítomny se rozumí odstranění nečistot do té míry, aby byl zabezpečen bezproblémový transport plynu v distribuční soustavě a bezproblémový provoz plynových spotřebičů a zařízení.*

ZÁKON č. 458/2000 Sb.

Sledování kvality bioplynu úzce navazuje na druhou oblast, a to otázku práv a povinností smluvních stran, tj. na jedné straně výrobce/dodavatele bioplynu a na druhé provozovatele distribuční příp. přenosové soustavy (PDS, případně PPS).

Tuto problematiku dnes řeší česká legislativa, přesněji energetický zákon a jeho podřízené právní předpisy pouze v obecné rovině, a to prostřednictvím definice práv a povinností provozovatele přenosové

nebo distribuční soustavy a výrobce plynu (do nějž je řazen kromě jiných plynů i bioplyn, viz § 2 odst. 2 písmeno b) bod 9 zákona).

Ze zásadních ustanovení lze zmínit tato následující:

(§ 71 odst. 3) Způsob měření a typ měřicího zařízení určuje provozovatel přepravní nebo distribuční soustavy.

(§ 71 odst. 8) provozovatel přepravní/distribuční soustavy (PPS/PDS) na náklad výrobce plynu ... zajišťuje instalaci vlastního měřicího zařízení, na svůj náklad jej udržuje a pravidelně ověřuje správnost měření...

(§ 57, odst. 8 písm. a) výrobce plynu je povinen uhradit PDS/PPS... stanovený podíl na oprávněných nákladech na připojení k přenosové/ distribuční síti...

(§ 57, odst. 8 písm. d) výrobce plynu je povinen zajistit měření plynu dopravovaného jím provozovaným těžebním plynovodem, včetně jeho vyhodnocování a takto vyhodnocené údaje předávat operátorovi trhu a účastníkům trhu s plynem, pro které zajišťuje dopravu plynu těžebním plynovodem.

Z výše uvedeného jednoznačně vyplývá, že stávající znění dává plnou pravomoc PDS/PPS definovat způsob měření a typ měřicího zařízení pro monitoring plynu dodávaného do přepravní či distribuční soustavy.

V běžné praxi je tak při dodávkách (dnes buď pouze zemního příp. degazačního) plynu z výroby do (lokální) plynárenské sítě či mezi přenosovou a distribuční soustavou dnes ustálen postup, v němž se výrobce či importér plynu s místní PDS dohodnou na obchodním měření, které se stává z následujících prvků:

- Procesní plynový chromatograf (PGC)
- Průtokoměr
- Přepočítávač (průtoku a toku energie na standardní podmínky)
- Přenos dat

Procesní plynový chromatograf (PGC) je přitom využíván jednak jako tzv. stanovené měřidlo pro stanovení energetického obsahu zemního plynu, jak definuje platná legislativa v oblasti metrologie, a současně jako instrument monitorující chemické složení a z toho vyplývající kvalitu plynu (avšak již ne jako stanovené měřidlo).

Každý model PGC tak podléhá výchozímu schválení typu pro možnost použití pro uvedený účel a v každé konkrétní instalaci je pak jeho přesnost měření ověřována příslušným státním orgánem.

Obdobný postup pak platí pro měřidla protečeného množství plynu a přepočítávače, která jsou rovněž stanoveným měřidlem.

Vlastní měření probíhá pravidelným vzorkováním a analýzou plynu prostřednictvím PGC (zpravidla v délce několika minut opakujících se intervalech) při současném záznamu množství protečeného plynu průtokoměrem. Data jsou kontinuálně zaznamenávána a přepočítávána na standardní podmínky a poté telemetricky přenášena do datového centra jednoho či obou účastníků smluvního vztahu.

Přístroje typu PGC zpravidla umožňují sledovat metan a celou řadu vyšších uhlovodíků (až do řady C6+ příp. i C9+). A také pak i některé vybrané minoritní příměsi jako je CO₂, N₂, H₂S či dokonce H₂.

U zemního plynu dováženého tranzitním plynovodem do ČR a předávaného do regionálních distribučních soustav je přítom kvalita plynu natolik vysoká a stálá, že PGC primárně slouží pro měření energetického obsahu plynu a monitoring ostatních parametrů není tak bedlivě (= setrvale) praktikován.

To však nebývá případ bioplynu a tak tato skutečnost musí být brána v potaz při úpravě způsobu a rozsahu monitoringu parametrů.

Obdobné požadavky na kvalitu jsou pak definovány i pro přímé využití bioplynu resp. biometanu v motorových vozidlech (tj. bez jeho dopravy veřejnou plynárenskou sítí). V tuzemsku dnes tyto podmínky sice konkretizuje norma ČSN 65 6514 (v zásadě je českým překladem švédského standardu SS 15 54 38), v praxi však zatím žádné z motorových vozidel u nás přímo biometan nevyužívá.

Tabulka 11 – Srovnání vybraných parametrů biometanu v ČR a jiných evropských zemích

Parametr	Jednotka	Česká republika	Německo		Rakousko	Švýcarsko
Wobbeho index $W_{s,n}$ celkový rozsah	kWh/m ³	12,7 až 14,5	Plyn L 10,5 až 13,0	Plyn H 12,8 až 15,7	13,3 až 15,7	13,3 až 15,7
Spalné teplo $H_{s,n}$	kWh/m ³	9,4 až 11,8	8,4 až 13,1		10,7 až 12,8	10,7 až 13,1

Parametr	Jednotka	Česká republika	Německo	Rakousko	Švýcarsko
Relativní hustota d	–	0,56 až 0,70	0,55 až 0,75	0,50 až 0,65	0,55 až 0,70
Metan CH ₄	Obj. %	≥ 95	–	≥ 96	≥ 96
Kyslík (suchý) O ₂	Obj. %	< 0,5 % mol.	≤ 3	≤ 0,5	≤ 0,5
Dusík N ₂	Obj. %	< 2 % mol.	–	≤ 5	–
Oxid uhličitý CO ₂	Obj. %	< 5 % mol.	≤ 6	≤ 2	≤ 6
Sirovodík H ₂ S	mg/m ³	< 7	≤ 5	≤ 5	≤ 5
Síra S –	mg/m ³		≤ 30	≤ 30	≤ 30

Doporučení MARCOGAZ – technické asociace evropského plynárenského průmyslu

V souvislosti s požadavky směrnice 55/2003/EC (nediskriminující přístup do sítí, kvalita dodávaných plynů, splnění provozně-technických a bezpečnostních požadavků).

Úkol pro Marcogaz:

- zpracovat Doporučení řešící problematiku bioplynu a plynů z nekonvenčních zdrojů (NCS plyny = gases from non-conventional sources) a jejich přidávání do stávajících plynárenských sítí

Hlavní body vydaného Doporučení Marcogaz:

- definice, zdroje a složení bioplynu a NCS plynů
- popis fyzikálně-chemických vlastností a stanovení základních kvalitativních parametrů
- způsob výroby a procesy jejich čištění a úpravy na kvalitu zemního plynu
- využití NCS plynů a bioplynu – stanovení podmínek vtláčení do plynárenských sítí

Důvody pro zpracování Doporučení Marcogaz:

- evropské plynárenské společnosti – rozdílný přístup ohledně přidávání NCS plynů do stávajících plynárenských sítí
- rostoucí propojenost evropských plynárenských sítí – volba jednotného evropského názoru – technických a bezpečnostních norem

Cíl – Doporučení Marcogaz:

- stanovení minimálních požadavků na kvalitu bioplynu a NCS plynů přidávaných do stávajících evropských plynárenských sítí
- stanovení technických podmínek provozovatelů sítí na vtláčečím místě

Doporučení Marcogaz řeší i problematické otázky a možná rizika přidávání NCS plynů do sítí:

- některé technické a provozní problémy (koroze, vliv na provoz a bezpečnost spotřebičů)
- zdravotní hledisko spotřebitelů (přítomnost VOCs, CO₂, mikroorganismů)
- rozdílné složení NCS plynů v závislosti na jejich získávání a výrobě
- nákladná úprava a čištění NCS plynů

Jednotlivé kapitoly Doporučení Marcogaz

NCS plyny

- popis surových plynů = přírodních zdrojů NCS plynů – liší se složením a místem zdroje (např. skládkový plyn, karbonský uhelný plyn, plyny z biomasy, apod.)
- rozdělení NCS plynů do čtyř kategorií podle:
 - zdroje získávání plynu
 - procesu výroby plynu
 - procesu další úpravy
 - produktu vhodného pro vtláčení

Porovnání složení a vlastností NCS plynů se zemním plynem

- údaje o složení jednotlivých typů NCS plynů (metan, vodík, CO, CO₂, dusík, kyslík, sulfan, amoniak, siloxany)
- významné vlastnosti NCS plynů (spalné teplo a výhřevnost, Wobbeho index, relativní hustota)

- Potencionální rizika NCS plynů
- korozivní účinky na potrubí a provozovaná plynárenská zařízení
- toxicita – rozdílné složení NCS plynů
- uvedení preventivních opatření k minimalizaci rizik

Stanovení minimálních kvalitativních požadavků

- obecně pro jakýkoliv typ plynu vtláčený do plynárenských sítí
- specifické požadavky na NCS plyny a jejich úpravu pro vtláčení
- srovnání kvalitativních parametrů v zemích EU, kde je již přidávání NCS plynů do sítí realizováno
- příklady národních technických předpisů (DVGW G 260 a 262, OVGW G 31 a 33, SVGW 13 a švédská norma SS 15 54 38)

Technické požadavky na vtláčení

- jedná se o popis konkrétních technických požadavků na vtláčecí místo NCS plynů do plynárenské sítě
- problematika hodnocení rizik

Využití Doporučení Marcogaz

- návody jak pro provozovatele plynárenských sítí a tak i pro dodavatele NCS plynů
- podklad pro zpracování nových EN norem a národních technických předpisů
- úkol pro CEN – připravit kompletní soubor nových EN norem pro využití bioplynu a NCS plynů včetně technického řešení

3.4.2 Podmínky vtláčení biometanu do plynárenských sítí

Použití bioplynu jako náhrady za zemní plyn v principu ukládá Směrnice evropského parlamentu a rady 2003/55/ES “o společných pravidlech pro vnitřní trh se zemním plynem”, kde se v odstavci 24 praví: *„Členské státy by měly zabezpečit, aby při dodržení nezbytných požadavků na kvalitu měly bioplyn, jiné druhy plynu z biomasy a ostatní druhy plynu zaručen **nediskriminační přístup** do plynárenské soustavy za podmínky, že tento přístup je trvale slučitelný s příslušnými technickými a bezpečnostními normami. Ty by měly zabezpečit, aby tyto druhy plynu bylo technicky možné bezpečně vtlačovat a přepravovat v soustavě zemního plynu, a měly by také brát v úvahu na chemické vlastnosti těchto plynů.“*

Faktická implementace ustanovení této směrnice je dnes v podstatě ponechána na členských státech. Ustanovena byla sice při CEN pracovní skupina TC234 WG9, jejímž cílem je připravit evropský standard nebo jiný technicky orientovaný dokument pro vtláčení nekonvenčních plynů a zejména bioplynu do plynárenských sítí (zemního plynu), termíny a forma jejich výstupů však zatím není známa resp. ji lze podle některých neoficiálních vyjádření očekávat v nejbližších 2–3 letech.

Řešená problematika se však zdaleka netýká jen technických požadavků na kvalitu bioplynu pro jeho možné dodávání do sítě, ale i práv a povinností jednotlivých zúčastněných stran, tj. přinejmenším výrobců bioplynu a vlastníků a provozovatelů plynárenských sítí pokud jde o majetkoprávní vztahy k potřebné infrastruktuře vč. zodpovědnosti za její provoz a údržbu, a také možných forem veřejné podpory.

Jednotlivé členské státy EU tuto komplexní problematiku řeší v rámci své normalizační soustavy a právního řádu různě. Podle dosavadních zjištění má dnes předpisy technického i legislativního charakteru pro dodávku upraveného bioplynu do sítí zemního plynu upraveno Německo, Švédsko, Rakousko, Španělsko či člen ESVO Švýcarsko.

V souhrnu lze celý technicko-legislativní rámec k této problematice rozdělit to čtyř základních oblastí:

1. Požadavky na kvalitu bioplynu, tj. jeho složení a jeho stavové parametry, pro dodávku do veřejných plynárenských sítí (nejčastěji mají podobu technické normy),
2. technické a bezpečnostní požadavky na návrh a provoz zařízení na úpravu bioplynu a na jeho dodávku do plynárenské sítě, včetně způsobu kontroly kvality a měření množství dodávaného plynu (opět zpravidla v podobě jedné či více technických norem příp. i technického předpisu),
3. práva a povinnosti výrobce/dodavatele bioplynu v souvislosti s dodávkou do veřejné sítě (zakotven do legislativy, ať už ve formě zákonného nebo podřízeného legislativního předpisu),
4. definice forem podpory, ať už v podobě nevratné dotace na úhradu části investičních nákladů, garancí odběru vyráběného biometanu

nebo i minimální ceny či úlevy z daní uvalených na konečné užití paliv a energie (zpravidla zakotveny do primární legislativy, na níž navazují podřízené předpisy).

TDG 983 01

„Vtláčení bioplynu do plynárenských sítí, požadavky na kvalitu a měření“

V České republice požadavky na vtláčecí stanici upraveného biometanu do rozvodné sítě zemního plynu jsou řešeny konkrétním předpisem TDG 983 01, který vstoupil v platnost 1. 3. 2011.

Pozn. Technická doporučení TDG jsou normativním dokumentem obsahujícím pravidla správné praxe.

Uvedený předpis:

- blíže definuje způsob monitoringu kvality bioplynu tak, aby primárně byla zajištěna bezpečnost a provozuschopnost plynárenské soustavy, do které bude výrobce biometan dodávat,
- konkretizuje technické a bezpečnostní požadavky na zařízení pro úpravu a vtláčení bioplynu,
- upravuje práva a povinnosti zúčastněných stran, tj. minimálně výrobce plynu a distributora.

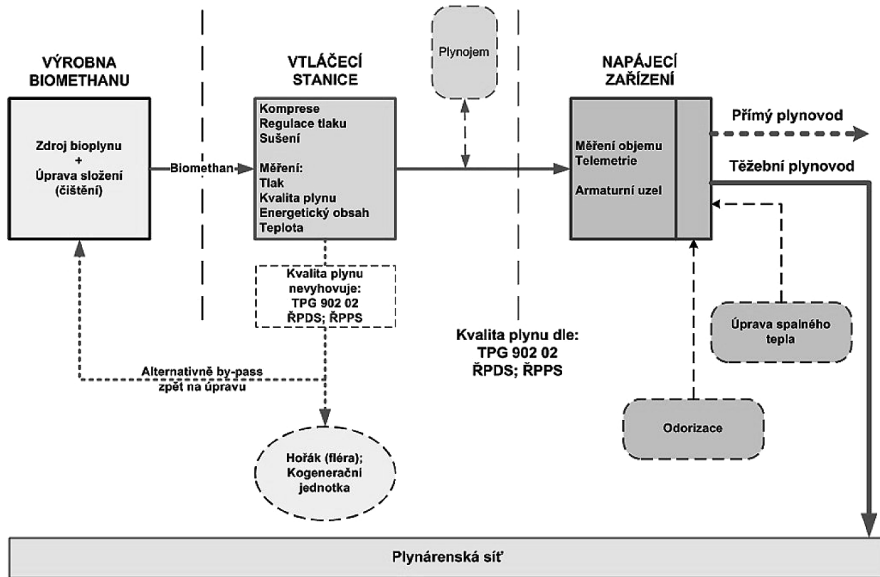
TDG 983 01 zavádí a vysvětluje některé nové pojmy. Patří mezi ně:

Vtláčecí stanice – pod tímto pojmem se rozumí soubor technologií zajišťující přípravu upraveného bioplynu pro vtláčení do plynovodní sítě; obsahuje kompresor, regulaci tlaku, sušící jednotku (vyžaduje-li to technologie) a ostatní jednotky zajišťující bezpečnost dodávky biometanu včetně měření tlaku a kvality plynu.

Napájecí zařízení – takto je nazýván soubor technologií zajišťující vtláčení biometanu do plynovodní sítě; standardně obsahuje měření objemu, bezpečnostní rychlouzávěr, telemetrii provozovatele plynárenské sítě a případně odorizační stanici.

Předpis taktéž uvádí zásadní odchylky při vtláčení biometanu do distribučních sítí a do přepravní soustavy. Při vtláčení vyčištěného bioplynu do distribuční soustavy nese zodpovědnost za měření kvality plynu

jeho výrobce, avšak při vtláčení plynu do přepravní soustavy je ze zákona za měření kvality bioplynu zodpovědný provozovatel tranzitní soustavy.



Obrázek 8 – Schéma uspořádání technologií pro vtláčení biometanu do plynárenské sítě

Monitorování fyzikálních parametrů vyrobeného bioplynu

Aby mohl být vyčištěný bioplyn vtláčen do plynárenských sítí, musí být jeho kvalita monitorována. Základní požadavky mohou být rozšířeny o požadavky plynárenského dispečinku, na který jsou data přenášena. Především se jedná o teplotu, tlak, spalné teplo a chemické složení biometanu.

Teplota dodávaného plynu se měří za kompresory, za chladičem (pokud je instalován) a samozřejmě v místě obchodního měření.

Tlak je měřen před i za kompresory, mezi koncovým uzávěrem a armaturním uzlem a také v místě obchodního měření. Je-li instalován chladič, měří se tlak chladicího média.

Spalné teplo (resp. složení plynu pro výpočet spalného tepla, hustoty a Wobbeho čísla) je měřeno v místě určeném v obchodně technických podmínkách (OTP) dodávky, což je obvykle místo obchodního měření kvality biometanu.

Chemické složení se měří v místě určeném v OTP, obvykle v místě obchodního měření kvality plynu.

Měření kvality vyčištěného bioplynu

Předpisem je rozlišováno provozní a obchodní měření kvality biometanu. Tato měření se liší jak svým účelem, tak i tím kdo měření provádí. Provozní měření je stanoveno jako zjišťování kvalitativních znaků vyrobeného a upraveného bioplynu přímo jeho výrobcem pro účely kontroly a řízení procesu čištění. Pro tento typ měření lze použít libovolných analyzátorů určených k těmto účelům.

Obchodní měření se musí dále rozlišovat podle toho, zda je biometan vtlačěn do přepravní nebo distribuční sítě.

Vtláčení do distribuční soustavy

Jak už bylo naznačeno, tak v případě vtláčení do distribuční soustavy zajišťuje a provozuje výrobce biometanu měření kvalitativních znaků, které prokazují dostatečnou kvalitu plynu pro vtláčení do distribuční sítě dle TPG 902 02. Četnost a způsob měření jsou uvedeny v normě TDG 983 01. Pro stanovení energetického obsahu se musí používat stanovená měřidla, viz zákon 505/1990 Sb. v platném znění.

Rozsah měření minoritních sloučenin určuje provozovatel distribuční soustavy v závislosti na charakteru výroby bioplynu. To znamená, že pokud technologie výroby a úpravy bioplynu na kvalitu zemního plynu ze své podstaty neumožňuje vznik určitých složek, nemusí být obsah těchto složek sledován.

Vtláčení do přepravní soustavy

Při vtláčení vyčištěného bioplynu do přepravní soustavy je přístup odlišný, což je dáno platnou legislativou v České republice a také přístupem přepravce plynu. Měření kvality zajišťuje provozovatel přepravní soustavy v tom případě, že není v energetickém zákoně a v návazných prováděcích předpisech uvedeno jinak. Výrobce biometanu hradí stanovený podíl na nákladech potřebných pro připojení k soustavě, který je uveden v Řádu provozovatele přepravní soustavy.

Technické podmínky vtláčení biometanu do plynárenských sítí

Komplexní požadavky a podmínky pro připojení bioplynové stanice produkující bioplyn o kvalitě zemního plynu na distribuční či přepravní soustavu si jednotliví provozovatelé distribuční soustavy (DSO) popřípadě provozovatelé přepravní soustavy (TSO) zapracovávají do své řídicí dokumentace, která je dostupná na jejich webových stránkách. Dokumenty zpravidla obsahují technické a ostatní požadavky na:

- napájecí zařízení DSO,
- kvalitu vyráběného a vtláčeného biometanu,
- měření objemu vtláčeného biometanu,
- tlak vyráběného biometanu,
- teplotu vyráběného biometanu,
- dimenzi těžebního plynovodu,
- filtraci mechanických nečistot,
- podmínky smluvního zajištění vtláčení biometanu do DS či TS

a dále přikládají odpovědnost za provozování jednotlivých technologií a oznamovací povinnosti pro případ odstávek výrobního zařízení biometanu.

Shrnutí požadavků na vtláčení biometanu do plynárenských sítí

Technická doporučení TDG 983 01 stanovují podrobné technické požadavky na kvalitu a měření, projektování, stavbu, montáž, zkoušení a uvádění do provozu, provoz a údržbu zařízení pro vtláčení bioplynu upraveného na kvalitu zemního plynu do plynárenských sítí s maximálním přetlakem 40 bar. Přiměřeně lze tato technická doporučení použít i pro zařízení na vtláčení biometanu do plynárenských sítí s přetlakem vyšším než 40 bar.

Doporučení se ovšem nevztahují na vtláčení upraveného skládkového plynu (viz TPG 902 02), a to z důvodu neověřené nezávadnosti výsledného plynu jak z hygienického hlediska, tak z hlediska zajištění bezpečnosti a spolehlivosti přepravy a distribuce plynu. Technická doporučení dávají návod zároveň výrobcům, i distribučním plynárenským společnostem, jak postupovat v případě zájmu o vtláčení vyrobeného bioplynu o kvalitě zemního plynu do plynárenských sítí.

3.5 Vtláčení biometanu do plynárenských sítí

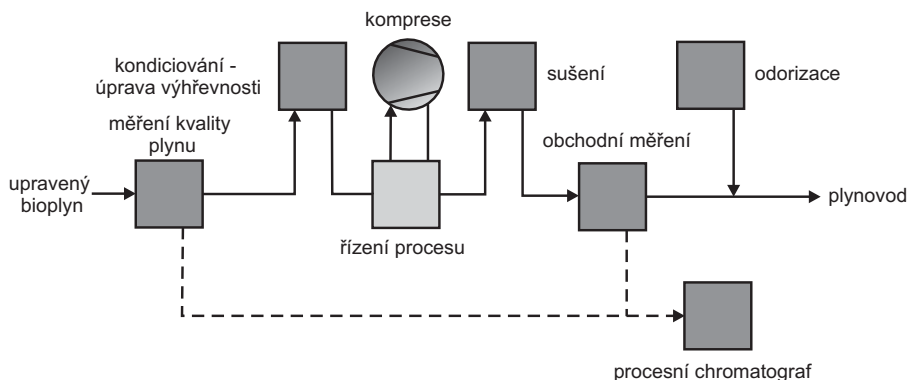
Po vyčištění bioplynu lze vzniklý biometan vtláčet do plynárenské sítě pomocí vtláčecí stanice (připojovacího místa). Vhodně se jeví zejména vtláčení do středotlaké nebo vysokotlaké plynárenské sítě, kde výstupní tlak plynu z čistícího zařízení je dostatečný a není nutná další komprese plynu a náklady spojené s kompresí a distribucí plynu jsou tak minimální.

Vtláčecí stanice (připojovací místo) je strojní a technické vybavení, které po úpravě bioplynu monitoruje a na finální parametry (např. tlakové) upravuje biometan pro dodání do sítě nebo do plnicí stanice vozidel.

Součásti vtláčecí stanice:

- obchodní (fakturační) měření průtoku plynu (průtokoměr, přepočítač),
- provozní měření (nikoli fakturační) objemu a vlastností plynu, zajišťující kontrolu procesu vtláčení nezávisle na vtláčecí stanici
- měření kvality (složení) biometanu včetně kontroly hodnot spalného tepla a Wobbeho indexu (procesní chromatograf)
- kondicionování propanem s cílem úpravy výhřevnosti a Wobbeho indexu plynu,
- odorizační jednotka, zajišťující průběžnou odorizaci plynu,
- kompresor pro úpravu tlakové úrovně dle požadavku místní sítě,
- regulace tlaku, průtoku,
- automatické řízení procesu a všech provozních parametrů,
- automatická ochrana zařízení pomocí řídicího systému nebo pomocí mechanických prvků s ohledem na tlak, teplotu a vlastnosti plynu,
- telekomunikační zařízení pro dálkový přenos dat provozovateli sítě,
- dálkové řízení stanice.

Požadavky na vtláčecí stanici upraveného biometanu do rozvodné sítě zemního plynu v České republice jsou řešeny konkrétním předpisem GAS TDG 983 01 „Vtláčení bioplynu do plynárenských sítí, požadavky na kvalitu a měření“.



Obrázek 9 – Základní schéma typické přípojky výroby biometanu do plynárenské sítě

Společnost RWE GasNet s. r. o. své

„Technické podmínky pro vtláčení biometanu do své distribuční soustavy a podmínky pro připojování bioplynových stanic“

uveřejnila pod číslem DSO-TX-BO3-07-01 na svých webových stránkách: http://www.rwe-distribuce.cz/cs/design/ostatni-asset/DSO_TX_B03_07_01_Biometan.pdf.

Kapitola D „Technické požadavky na dodavatele biometanu do distribuční soustavy DSO“ obsahuje:

- D.1 Blokové schéma vlastnictví zařízení
- D.2 Napájecí zařízení DSO
- D.3 Odpovědnost za provozování technologií
- D.4 Oznamovací povinnost výrobce biometanu ohledně odstávek a obnovení dodávek biometanu do napájecího zařízení
- D.5 Kvalita vyráběného biometanu – požadavky na „Standardní biometan“
- D.6 Měření objemu „Standardního biometanu“
- D.7 Tlak vyráběného biometanu
- D.8 Dimenze těžebního plynovodu
- D.9 Teplota vyráběného biometanu
- D.10 Filtrace mechanických nečistot
- D.11 Základní požadavky kladené na výrobu biometanu
- D.12 Příprava smluvního zajištění

Skupina E.ON své „technické podmínky“ v současné době připravuje a bude je také zveřejňovat na svých webových stránkách.

3.6 Využití biometanu v dopravě – BioCNG



Obrázek 10 – Plnění vozidla BioCNG

Automobilový provoz je v současné době jedním z největších znečišťovatelů životního prostředí. Rostoucí počet motorových vozidel stále více zatěžuje životní prostředí, zejména ve městech. Výrazně se na tom podílejí výfukové zplodiny z automobilů. Soustavné zhoršování životního prostředí vlivem dopravy si vyžádalo řešení. Po prakticky úplném vyloučení olova a zavedení katalyzátorů výfukových plynů v technicky nejvyspělejších oblastech světa dochází k postupnému radikálnímu zpřísnování emisních limitů pro motorová vozidla. Nové, přísnější emisní předpisy nutí výrobce aut vyvíjet dokonalejší pohonné jednotky a rafinérie zlepšovat kvalitu motorových paliv. Jedním ze způsobů, jak snížit emisní zatížení je záměna klasických pohonných hmot alternativními motorovými palivy. Plynná paliva (zemní plyn, propan butan) patří dnes mezi nejvíce využívané alternativní pohonné hmoty, zejména z hlediska ekologického využití, dostupnosti a ekonomické výhodnosti ceny plynu. Máme-li stručně charakterizovat využívání plynu v dopravě na začátku 21. století, můžeme říci, že se

jedná o řešení – ekologické, ekonomicky výhodné, v praxi ověřené, technicky vyřešené, bezpečné a ihned použitelné.



Obrázek 11 – Vozidlo na CNG

Obnovitelné a druhotné zdroje energie v posledních letech zvyšují svůj podíl na energetických bilancích států Evropské unie. Pro současné období je zároveň charakteristická snaha o větší využití alternativních paliv a technologií v automobilové dopravě. Záměna klasických kapalných motorových paliv zemním plynem a biopalivy by měla vedle náhrady ropy přispět i ke snižování emisí z dopravy. Zemní plyn se v dopravě v řadě evropských zemích prosazuje již řadu let, roste počet plnicích stanic i vozidel, většina automobilek nabízí „plynové“ verze svých vozidel. Oproti tomu bioplyn byl doposud jako pohonná hmota využíván minimálně, jeho hlavní užití bylo pro společnou výrobu tepla a elektřiny v kogeneračních jednotkách. Tato situace se v poslední době v Evropě začíná měnit, řada měst uvažuje s využitím vyčištěného bioplynu v komunální dopravě, budují se nové veřejné biometanové plnicí stanice. Ve srovnání se zemním plynem je bioplyn obnovitelný zdroj s nulovými emisemi oxidu uhličitého. Na druhou stranu lze bioplyn v dopravě využívat až po jeho vyčištění na kvalitu potrubního zemního plynu. Biometan jako pohonná hmota je z celospolečenského hlediska žádoucí, z ekonomického pohledu je ale pro jeho širší prosazení nezbytná vnější finanční podpora. Optimální se proto jeví kombinace obou druhů plynných paliv v závislosti na konkrétních podmínkách v jednotlivých zemích.

Metan (biometan, zemní plyn) může být užíván jako motorové palivo BioCNG nebo CNG v klasickém benzínových motorech nebo přímo v plynových motorech /např. autobusy, nákladní automobily/. Vzhledem k takřka stejnému chemickému složení je biometan plnou náhradou zemního plynu a může využívat již existující infrastrukturu CNG stanic k tomu, aby byl rovnocennou náhradou zemního plynu ve vozzech jezdících na stlačený zemní plyn CNG.

Výhody metanu

Ekologické výhody

Ekologické výhody metanu jsou jednoznačné a vyplývají z jeho složení, především příznivého poměru atomů uhlíku a vodíku v molekule (zemní plyn je tvořen z cca 98 % metanem CH_4 s příznivým poměrem $\text{C} : \text{H} = 1 : 4$). Vozidla na metan produkují výrazně méně škodlivin než vozidla s klasickým pohonem. To se týká jak dnes hlavních běžně sledovaných škodlivin (oxidů dusíku NO_x , oxidu uhelnatého CO , oxidu uhličitého CO_2 , a pevných částic PM), ale i dalších zdravotně a ekologicky rizikových uhlovodíků – emise při spalování zemního plynu jsou jednoznačně přijatelnější než emise ze spalování automobilového benzínu, vzhledem k menšímu obsahu aromátů včetně benzenu a nenasycených uhlovodíků s vysokým potenciálem pro tvorbu fotooxidačního smogu a přízemního ozónu. Významně je redukována i produkce emisí těkavých aldehydů a karcinogenních polyaromatických uhlovodíků. Rovněž vliv na skleníkový efekt je u vozidel na zemní plyn nižší (v porovnání s naftou či benzínem nabízí potenciál 20–25 % snížení emisí oxidu uhličitého). Výhodou metanu je i jeho menší potenciál k tvorbě fotooxidačního smogu. V případě užití metanu v městských autobusech nebo nákladních automobilech dochází též ke snížení hluku.

Při použití metanu není třeba uvažovat ztráty paliva, které při provozu a tankování kapalných pohonných hmot vznikají odparem. U metanu nehrozí ani kontaminace půdy a spodních vod při haváriích způsobených úniky paliva.

Ekonomická výhodnost

Náklady na pohonné hmoty jsou nižší, provoz „plynových“ automobilů je tedy levnější.

Provozní výhody

- Lepší směšování plynu se vzduchem umožňuje rovnoměrnost palivové směsi, možnost pracovat s vysokým součinitelem přebytku vzduchu, rovnoměrnější plnění válců.
- Zvýšení celkového dojezdu u dvoupalivových systémů.
- Lepší startování při nízkých teplotách.
- Jednoduchost distribuce plynu k uživateli. Zemní plyn je přepravován již vybudovanými plynovody.

Strategické výhody

- Delší životnost zásob zemního plynu oproti ropě, rovnoměrnější rozložení nalezišť zemního plynu ve světě a také možnost diverzifikace dopravy od místa těžby na místo spotřeby (LNG a CNG se dopravují různým způsobem).
- Biometan je obnovitelný zdroj energie.

Aktuální stav využití metanu

Převážná část metanových vozidel využívá stlačený zemní plyn CNG, na významu nabývá i stlačený biometan BioCNG (Švédsko, Švýcarsko, Německo, Rakousko).

Svět

Na zemní plyn ve světě jezdí v současnosti (11-2012) více než 16 milionů vozidel (nejvíce v Pakistánu 3,1 milionu, Iránu 2,9 milionu, Argentíně 2,1 milionu, v Brazílii 1,7 milionu) ve více než 80 zemích světa.

Počet plnicích stanic přesahuje 21 tisíc. Současná roční celosvětová spotřeba zemního plynu pro pohon vozidel se odhaduje na cca 40 mlrd. m³.

Evropa

V Evropě jezdí na zemní plyn 1,8 milionu vozidel a k dispozici je více než 4.000 plnicích stanic. Nejvíce vozidel jezdí v Itálii 785 tisíc, na Ukrajině 388 tisíc a v Německu 96 tisíc.

Česká republika

V České republice jezdí na zemní plyn 4 tisíce vozidel a k dispozici mají 44 plnicích stanic. Spotřeba zemního plynu v roce 2011 pro pohon vozidel byla 12,1 milionu m³.

Zemní plyn je využíván jak v osobních a dodávkových automobilech, tak v autobusech, lehkých a těžkých nákladních automobilech. Vzhledem k ekologickým vlastnostem zemního plynu je velmi aktuální využití plynového pohonu především v městských aglomeracích s vysokým stupněm dopravního zatížení, a to u autobusů městské hromadné dopravy, vozidel zajišťujících zásobování, svoz odpadu, vozidel taxislužby, policie, pošt, případně u dalších komunálních vozidel.

Kromě hlavního využití zemního plynu v silniční automobilové dopravě je ojediněle zemní plyn využíván i v dalších druzích dopravy. V lodní dopravě (LNG tankery, trajekty, CNG vyhlídkové lodě ...), v železniční dopravě (LNG posunovací lokomotivy), ojediněle pak i v dopravě letecké. Díky ekologické čistotě nachází zemní plyn uplatnění v uzavřených prostorách – vysokozdvížené vozíky ve skladech, rolby ledu na hokejových stadionech nebo tam, kde je čisté ovzduší prioritou – vozíky na golfových hřištích. Na automobilových soutěžích zemní plyn pohání motokáry nebo závodní automobily.

Řada automobilek již nabízí vozidla vyráběná přímo pro pohon zemním plynem. Sériová silniční vozidla na zemní plyn vyrábí v kategorii:

- osobních a dodávkových automobilů: Fiat, Opel, Citroen, VW, Renault, Mercedes-Benz, Honda, Ford, Toyota, Nissan, Daewoo,
- v kategorii dodávkových a nákladních automobilů: Fiat, Opel Mercedes-Benz, Ford, Toyota, Nissan, Mitsubischi,
- v kategorii autobusů všichni významní výrobci např. Mercedes-Benz, Iveco, MAN, Volvo, Neoplan, Isuzu, Renault.

Legislativní podpora CNG, resp. biometanu

Rozvoji použití biometanu v dopravě napomáhají dvě směrnice 2009/28/ES a 2003/96/ES přijaté Evropskou komisí.

Směrnice 2009/28/EC o podpoře využívání biopaliv a jiných paliv z obnovitelných zdrojů pro dopravu stanovuje cíl nahradit 10% konvenčních paliv v dopravě alternativními palivy do roku 2020.

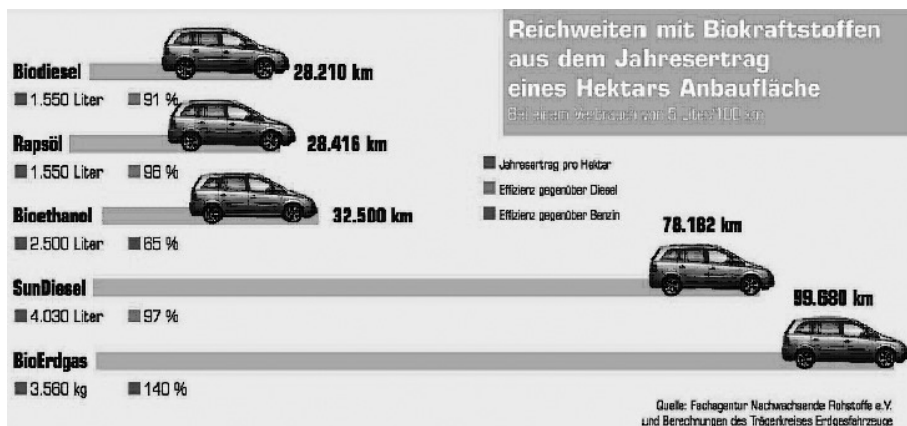
Směrnice 2003/96/ES stanovuje minimální sazby spotřebních daní platné k 1. lednu 2004, jejich další navýšení k 1. lednu 2010 a specifikuje výjimky z tohoto zdanění v jednotlivých zemích. V České republice měl zemní plyn jako pohonná hmota do konce roku 2011 nulovou spotřební daň a v období do roku 2020 se bude mírně zvyšovat až na úroveň minimální sazby stanovené EU.

Požadavky na kvalitu pro přímé využití biometanu v motorových

vozidlech (tj. bez jeho dopravy veřejnou plynárenskou sítí) jsou definovány v normě ČSN 65 6514 – „Motorová paliva – Bioplyn pro zážehové motory – Technické požadavky a metody zkoušení“, s platností od 1. 1. 2008. Tato norma je v zásadě českým překladem švédského standardu SS 15 54 38. Tato norma uvádí dvě označení pro bioplyn a to bioplyn typu LH s obsahem metanu 96–98 % a bioplyn typu H s obsahem metanu 95–99 %. Bioplyn používaný jako palivo spalovacích motorů musí být stlačen na 20 MPa, přičemž maximální tlak bioplynu naplněného v nádrži je 25 MPa.

Výhody biometanu oproti ostatním biopalivům

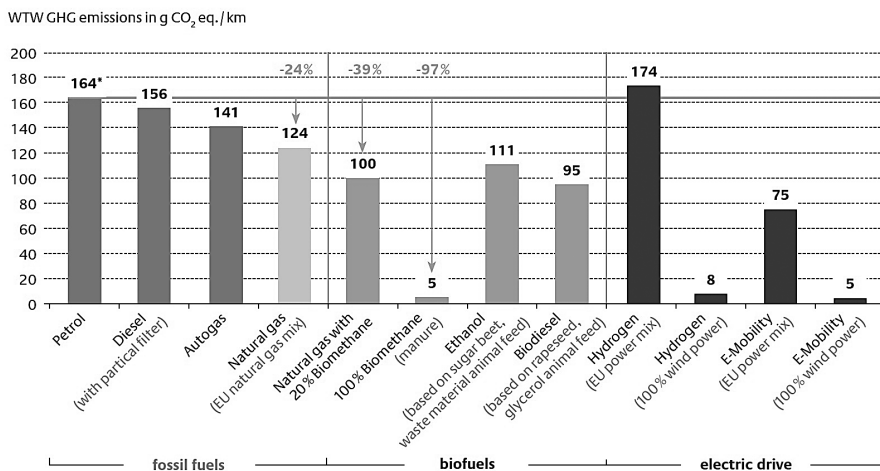
Hlavním důvodem pro upřednostňování biometanu před jinými dnes dostupnými druhy kapalných biopaliv (bioetanol, biodiesel) jsou jeho dobré vlastnosti jako motorové palivo a rovněž i lepší energetická bilance, se kterou je získáván. Zatímco při výrobě bioetanolu z obilí a biodieselu (resp. metylesteru řepkového oleje) z řepky olejné lze v našich podmínkách získat reálný hektarový energetický zisk mezi 20 až 50 GJ, v případě bioplynu to může být 120 ale i víc GJ v podobě finálního paliva, jsou-li pro jeho produkci vhodné plodiny, jako je např. kukuřice.



Obrázek 12 – Ujeté kilometry na 1 hektar biomasy

Často diskutovaná bilance energetických vstupů a výstupů při výrobě a užívání biopaliv je pro biometan jednoznačně pozitivní. V případě výroby bioplynu z kukuřice jsou energetické vstupy, jež je nutné vložit

do vypěstování kukuřice, v porovnání s výnosem v podobě dále využitelné zelené hmoty asi v poměru 1 : 3. Po odpočtu vlastní technologické spotřeby bioplynové stanice (v závislosti na použité technologii anaerobní fermentace představuje zpravidla 15–20 % energie obsažené ve vyráběném bioplynu) tento poměr klesá na přibližně 1 : 2,5 a po odpočtu vlastní spotřeby případného čištění bioplynu na kvalitu zemního plynu (opět ve výši 15–20 % v závislosti na typu technologie a finální tlakové úrovni plynu při konečném využití) pak na výsledných asi 1 : 2.



Obrázek 13 – Porovnání emisí CO₂ (g CO₂/km) u fosilních paliv, biopaliv a elektřiny

Zdroj: Concawe, Eucar, European Commission: *WELL-TO-WHEELS ANALYSIS OF FUTURE AUTOMOTIVE FUELS AND POWERTRAINS IN THE EUROPEAN CONTEXT*, March 2007

Je-li navíc bioplyn vyráběn z odpadních organických materiálů, energetická efektivnost jeho výroby je ještě mnohem vyšší. Předpokladem využití biometanu jako náhrady za zemní plyn je však dosažení obdobných kvalitativních parametrů. Zemní plyn dodávaný dnes do plynovodní distribuční sítě je fakticky metanem (obsah metanu v plynu dodávaném z Ruska se pohybuje nad 98 %, v případě norského plynu to je okolo 93 %), s malým podílem vyšších uhlovodíků (1–5 %) a inertních plynů (zbývající část).

3.6.1 Přehled, příklady realizovaných projektů BioCNG v Evropě

Bioplyn je používán jako pohonná hmota v dopravě zatím pouze minimálně a to především ve Švédsku, dále pak Německu, Rakousku, Švýcarsku a Francii. Jedná se jak o 100% biometanové stanice (př. Švédsko, Švýcarsko), tak o přimíchávání biometanu do zemního plynu (Německo). Ve Švédsku je vstupním materiálem pro výrobu biometanu nejčastěji kal z čistíren odpadních vod, v Německu se dává přednost cíleně pěstovaným zemědělským plodinám, hlavně kukuřici.



Obrázek 14 – Biometanová stanice

Švédsko

Výroba bioplynu má ve Švédsku dlouhou tradici. Již mnoho let je bioplyn vyráběn v čistírnách odpadních vod a také, zejména v posledních 10–15 letech v kofermentačních bioplynových stanicích, jejichž počet stále roste. Tyto stanice používají jako surovinu nejrůznější organické materiály. V porovnání se zbytkem Evropy je podíl výroby bioplynu velmi vysoký. Očekává se, že výroba bioplynu dále poroste. Vzhledem ke geografické poloze je pro Švédsko výroba bioplynu z odpadů ekonomicky výhodnější variantou než pěstování plodin pro výrobu bionafty nebo bioalkoholů. Rozloha lesů a význam dřevozpracujícího průmyslu nabízí možnost výroby bioplynu z dřevního odpadu.

Bioplyn je tradičně využíván přímo na místě produkce nebo je dopravován do výtopen nebo tepláren, napojených do místního systému vytápění. Novým a velmi zajímavým trhem je ve Švédsku trh dopravy.

Využití metanu jako pohonné hmoty v dopravě se ve Švédsku rozvíjí již od konce 80. let minulého století. Jedním z hlavních důvodů bylo rozhodnutí státu o daňovém zvýhodnění zemního plynu jako pohonné hmoty. Švédský daňový systém zvýhodňuje i využívání bioplynu k tomuto účelu. Bioplyn je ve Švédsku od daně trvale osvobozen v návaznosti na dodatek „EU Petroleum Directive“. To umožňuje rozvíjet paralelně trh zemního plynu a bioplynu.

Distribuce metanu do vozidel je ve Švédsku rozdílná od zbytku Evropy. V západní části Švédska jsou plnicí stanice napojeny na distribuční plynovody zemního plynu. Ve zbytku Švédska je metan dodáván z řady lokálních výroben biometanu.

V současné době funguje ve Švédsku 130 „metanových“ plnicích stanic. Z nich asi polovina dodává plyn s příměsí upraveného bioplynu. Celkem jezdí asi 25 tisíc automobilů s pohonem na stlačený metan. Výstavba tankovacích stanic pokračuje. Počty vozidel jezdících na plyn stoupají, kromě jiného také proto, že na jejich nákup se poskytuje až 50 % dotace.

V současnosti je biometan v dopravě využíván především pro pohon městských autobusů. Nejvíce autobusů na biometan jezdí v Malmö. Z dalších měst využívajících bioplyn jako pohonnou hmotu v dopravě je možno jmenovat Stockholm, Uppsalu, Göteborg a Lund. V Linköpingu všechny autobusy a většina vozidel taxi využívá místně vyrobený biometan.

K metanovým stanicím se biometan dopravuje buď potrubím se zemním plynem, do kterého se biometan přimíchává, nebo se dodává stlačený v plynových ocelových „bombách“ nákladními auty v přepravních kontejnerech. Tak tomu je například ve Stockholmu, kde nejsou stanice napojeny na rozvodnou síť zemního plynu. Biometan jako pohonná hmota byl zaveden do provozu na základě iniciativy obcí provozujících čistírny odpadních vod. Investovaly nejen do výstavby BPS, ale také do úprav bioplynu. Obce mají rovněž větší šance využívat upravený bioplyn v komunální dopravě. Nyní se o problematiku začaly zajímat i soukromé firmy s očekáváním dosažení určitého zisku podnikáním i v této oblasti, a to v budování a provozu tankovacích stanic a prodeji tohoto paliva vůbec. Švédská veřejnost velmi důvěřuje plyným motorovým palivům jako je zemní plyn a upravený

bioplyn – biometan. Švédský plynárenský svaz si vytkl velmi ambiciózní cíl uvést do roku 2020 do provozu 500 „plynových“ tankovacích stanic a 70 000 automobilů jezdících na plynná paliva, tj. zemní plyn a bioplyn.

Linköping

První stanice na úpravu bioplynu na biometan byla v Linköpingu uvedena do provozu v roce 1992. Zařízení bylo instalováno na městské ČOV a využívalo technologii PSA. Nová úpravna bioplynu o kapacitě 500 Nm³/h byla uvedena do provozu společně s bioplynovou stanicí v roce 1997. Zařízení pro separaci CO₂ využívá technologii tlakové vodní vypírky a vyráběný biometan je veden podzemním plynovodem do několik kilometrů vzdáleného autobusového depa. V roce 2002 pak došlo k zatím poslednímu rozšíření a k oběma stávajícím jednotkám přibyla ještě třetí, opět s technologií vodní vypírky, o zatím největší kapacitě, a to 1 400 Nm³/hod surového bioplynu. Při započtení produkce bioplynu na ČOV tak celková produkční kapacita biometanu v současnosti dosahuje více než 65 tis. MWh. Obě nové stanice používají technologii vodní tlakové vypírky od firmy Flotech Group nesoucí obchodní název Greenlane.

Hlavním odběratelem vyráběného biometanu je regionální poskytovatel veřejné dopravy – ÖstgötaTrafiken. Společnost v současnosti provozuje v městské dopravě Linköpingu šedesát autobusů jezdících na biometan a v budoucnu by se bio-CNG busy měly objevit i na regionálních trasách. Autobusy jsou garážovány v depu vzdáleném několik kilometrů od výroben biometanu a palivo je tak k nim dopravováno podzemním plynovodem (dopravní tlak okolo 4 bar). V areálu depa se nachází čerpací stanice, v níž je bioplyn stlačen na potřebnou tlakovou úroveň (250 bar) a dodáván do tlakových nádob autobusů.

Biometan je však dnes rovněž dodáván na celkem dvanáct veřejných plnicích stanic rozmístěných po městě. Některé jsou stejně jako stanice v autobusovém depu přímo napojeny na potrubní rozvod biometanu, k jiným je biometan dovážen v tlakových zásobnících.

Využívají je hojně svozová vozidla na komunální odpad, majitelé soukromých i firemních automobilů, provozovatelé taxi atd. Celkový počet vozidel jezdících ve městě na biometan je dnes odhadován na více než 1 tisíc a stále rychle roste.

Není tedy divu, že v roce 2007 dosáhly celkové prodeje biometanu ve městě již více než 7 mil. m³, což reprezentovalo asi 6 % veškerých

prodaných pohonných hmot.

Je to asi pravděpodobně nejvyšší podíl bioplynu v dopravě ze všech měst Evropy, které jej dnes využívají. Prodeje biometanu díky novým a novým CNG vozům nepochybně dále porostou. Město má ambiciózní cíl snížit mezi lety 2000 a 2010 celkovou spotřebu fosilních paliv v dopravě o 25 %. A využívání bioplynu může k tomu významně napomoci.

Biometan je dokonce využíván i v železniční dopravě. Od roku 2006 obsluhuje trať mezi městy Linköping a Västervik první motorový vlak na bioplyn na světě s dojezdem 500 km. Vlak pro 54 cestujících pohání dva autobusové plynové motory, dojezd na 1 naplnění přesahuje 500 km. Původní diesellový vlak byl upraven na spalování bioplynu instalováním nového motoru a nádrží na skladování stlačeného bioplynu o kapacitě 530 Nm³. Úprava vlaku byla mnohem levnější alternativou k elektrifikaci celé trati, kterou by bylo nutno provést pro snížení emisí. Nový motor splňuje emisní limity Euro 5 (původní diesellový motor byl ve třídě Euro 1). Produkce skleníkových plynů byla snížena na nulu.



Obrázek 15 – Motorový vlak na biometan

Německo

Berlín

V Berlíně se již od počátku devadesátých let zabývají problematikou snižování emisí škodlivin (oxidů dusíku, prachových částic atd.) z dopravy. V rámci aktivní komunální politiky podpory ekologicky šetrnějších vozidel tak proto mj. vznikl projekt TUT – 1.000 vozů taxi a 100 vozů autoškol, jezdících na CNG.

K rozvoji využití zemního plynu v dopravě významně přispívá i společnost GASAG, nejen postupným rozšiřováním CNG plnicích stanic (ze 14 veřejných plnicích stanic, které jsou dnes v Berlíně, jich vlastní a provozuje 13), ale i nově strategickým záměrem dále zlepšit postavení zemního plynu v dopravě redukcí emisní zátěže CO₂ využitím bioplynu.



Obrázek 16 – CNG autobus v Berlíně

Na jaře 2009 byla uvedena do provozu první bioplynová stanice, která bude sloužit k výrobě plynu obdobných vlastností, jako je zemní plyn (tj. v zásadě „biometanu“), za účelem jeho dodávky do plynárenské sítě. Cílem je „ozelenit“ zemní plyn dodávaný na CNG stanicích ve městě. Strategickým záměrem firmy je přitom zvýšit do roku 2020 podíl biometanu na 10% celkové spotřeby zemního plynu v Berlíně, k čemuž by mělo pomoci celkem 15 dalších obdobných zařízení.

Bioplynová stanice je ve městě Rathenow, které se nachází zhruba 70 km západně od Berlína. Zařízení je připraveno zpracovávat více než 40 tis. tun organické hmoty ročně. Hlavní surovinou bude kukuřičná siláž, dále budou přidávány obiloviny a rovněž i exkrementy blízkých chovů prasat a skotu. Zvolené složení vstupů má za cíl zrovnoměnit výrobu bioplynu v čase (každý typ substrátu má jinou

intenzitu vývinu bioplynu) a spolu se zvolenou „mokrou“ technologií anerobní fermentace (ve fermentorech je udržován 8–9% podíl sušiny) zajistit produkci cca 10 mil. Nm³ surového bioplynu ročně o průměrném obsahu metanu 52% (tj. asi 48 tis. MWh/rok). Z velké části (asi 90%, tj. 44 tis. MWh/rok) bude vyráběný biometan dodáván po úpravě do lokální distribuční sítě zemního plynu, zbývající část bude využita v místě stanice pro krytí vlastní potřeby tepla při současné výrobě elektřiny, která bude dodávána do elektrické rozvodné sítě k dalšímu využití. Kogenerační jednotka o výkonu cca 350 kWe by měla ročně vyrobit více než 2 tis. MWh elektřiny.

Na dodávku potřebných surovin byly s místními farmáři uzavřeny dlouhodobé smlouvy. Získávány budou z okruhu asi 20 kilometrů, a to s využitím cca 1 tis. hektarů zemědělské plochy a místních chovů skotu a prasat. Pro pěstování by přitom měla být využita zemědělská půda nepotřebná pro produkci potravin.

Převážná část produkce biometanu je určena k dodávce do místní plynárenské sítě zemního plynu. Kvalitativní parametry bioplynu si však vyžadují jeho předchozí úpravu tak, aby obsahoval v zásadě minimálně 96% metanu a přítomnost ostatních příměsí (kyslíku, dusíku, síry, vody ad.) nepřekračovala předepsanou mez. Ve stanici Rathenow byla zvolena vícestupňová technologie čištění. V prvním kroku je u bioplynu biologickou metodou redukována přítomnost H₂S a poté je přiveden do kolony, v níž dochází k oddělování CO₂. Technologie využívá fyzikální metodu absorpce oxidu uhličitého, nikoliv však vodou, ale organickým rozpouštědlem na bázi polyetylen glykolu, jenž nese obchodní název Genosorb®.

Výhodou použití tohoto organického rozpouštědla je jeho lepší absorpční schopnost a také skutečnost, že absorbuje rovněž vodu. Výstupní plyn tak už pak není potřeba dosušovat (splňuje-li stanovené požadavky na rosný bod vody). Technologie pracuje při obdobných tlakových poměrech, jako při tlakovém promývání vodou (7 až 10 bar), a dosahuje požadované míry podílu metanu ve výstupním plynu. Zbývající množství CH₄ je spolu s odloučeným CO₂ přivedeno do oxidační jednotky, která zajistí termické zneškodnění metanu jakožto mnohem silnějšího skleníkového plynu. Kapacita úpravny bioplynu je 1.000 Nm³/hod při produkci asi 520 Nm³/hod biometanu. Vyčištěný bioplyn – biometan je po průchodu měřením kvality, energetického obsahu a objemového množství přiváděn do kompresní stanice a odtud po stlačení na požadovaný tlak (v současnosti 11 bar) dodáván

více než dva kilometry dlouhým propojovacím potrubím do veřejné plynárenské sítě místního distributora plynu. Více než polovina celkové produkce biometanu ze stanice Rathenow, cca 23 tis. MWh ročně, má za cíl ozelenit prodej CNG v Berlíně. Toto množství reprezentuje přibližně třetinu současné celkové spotřeby CNG a podle propočtů Berlínské energetické agentury by tento podíl snížil emisní faktor CO₂ u prodáváného CNG o téměř 10 %. Při 50 % podílu by se emisní faktor CO₂ snížil o více než 25 % a při plné substituci o více než 50 %. Vozidlo spotřebovávající 6 kg CNG na sto kilometrů by pak mohlo jezdit s reálnými emisemi CO₂ nižšími než 100 g CO₂/km. Ve výpočtu je přitom zohledněn celý produkční řetězec výroby biometanu. Berlín podporuje využívání ekologických paliv obdobně jako ostatní německá města vyznačením „zelených“ zón, do nichž mají přístup pouze vozidla splňující dané emisní limity stanovené třídami EURO. Uživatelé vozidel jezdících na CNG mají díky velmi malým emisím přístup do všech částí města bez omezení.



Obrázek 17 – Biometanová plnicí stanice Jameln

Biometanová plnicí stanice Jameln (Wendland)

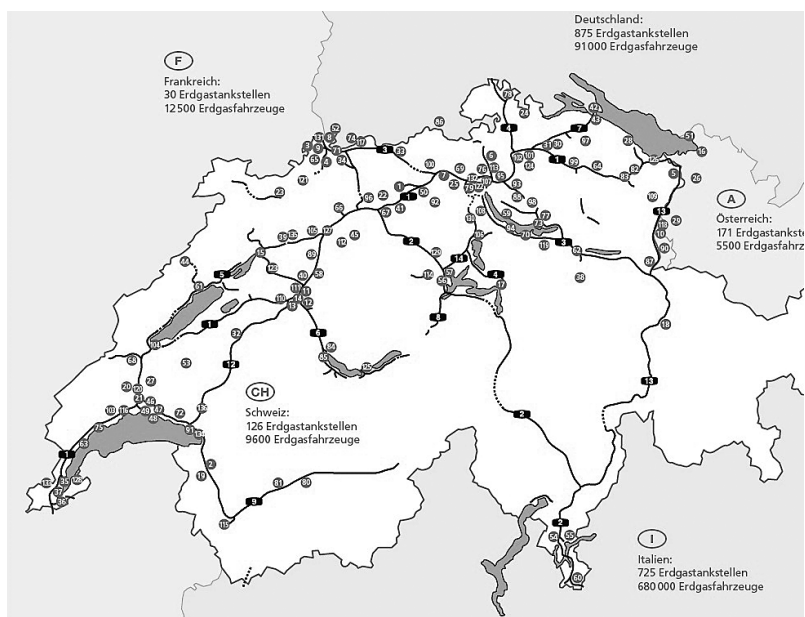
První plnicí stanice biometanu v Německu. Zprovozněna byla v roce 2006. Výkon: 100 m³ bioplynu/hod. Biometan je používán přímo pro pohon vozidel.

Pozn.v souladu s vtlačéním biometanu do plynárenské sítě se u některých CNG stanic v Německu deklaruje určitý podíl, zpravidla 10% biometanu, v CNG.

Švýcarsko

Ve Švýcarsku je používán v dopravě jak zemní plyn – erdgas, tak biometan. Na metan jezdí 9 tisíc vozidel. Motoristům je k dispozici 140 CNG/BioCNG plnicích stanic. Bioplyn (kompogas) upravený na kvalitu zemního plynu je ve Švýcarsku označován jako Naturgas. Biometan není zatížen daní.

Biometanové plnicí stanice jsou v následujících městech: Utzensdorf, Windisch, Baden-Dättwil, Luzern (2 stanice), Zug, Zürich (2 stanice), Otelfingen, Rümlang, Bachenbülach, Schaffhausen, Wallisellen, Winterthur (2 stanice), Volketswil, Uster, Wetzikon, Rüti, Rapperswil-Jona, Meilen, Glarus, Wädenswil, Niederurnen, Schlieren, St.Gallen (2 stanice), Oberbüren.



Obrázek 18 – Mapa CNG/BioCNG stanic ve Švýcarsku

Bern

Švýcarské hlavní město je příkladem metropole, kde se myšlenka přechodu autobusové hromadné dopravy nejprve na stlačený zemní plyn (CNG) a pak biometan stává postupně skutečností. Díky účasti v evropském projektu BIOGASMAX se Bern spolu s několika dalšími

významnými městy Evropy (např. Stockholm, Řím, Lille ad.) stal městem, ve kterém je za podpory Evropské komise ze 6. rámcového programu tento koncept od roku 2007 v praktické realizaci.



Obrázek 19 – Bern – BioCNG autobus, výdejní stojan u BioCNG stanice

Zdrojem bioplynu je místní čistírna odpadních vod, která se nachází na severním předměstí Bernu (čtvrť Neubrück) podél toku řeky Aare. Čistírna byla uvedena do provozu v roce 1967 a zpracovává odpadní vody od cca 190 tisíc domácností. Ročně to reprezentuje více než 30 mil. m³ surového bioplynu. Jelikož stávající produkce bioplynu byla využívána pro výrobu elektřiny a tepla, bylo v souvislosti se záměrem využívat bioplyn jako motorové palivo rozhodnuto o rozšíření zpracovatelské kapacity a zahájení kofermentace čistírenských kalů s biodpadem z místního potravinářského průmyslu, ze stravovacích provozů a z domácností. V roce 2008 již bylo zpracováno na cca 30 tis. m³ různého biodpadu. Díky tomu se mezi lety 2006 až 2008 zvýšila výroba bioplynu o více než 20 % a přesáhla poprvé hranici 50 GWh. Rostoucí množství zpracovávaného kuchyňského biodpadu si přitom zřejmě vynutí rozšíření fermentační kapacity výstavbou dalšího reaktoru. Od konce roku 2007 je část vyráběného bioplynu upravována na kvalitu zemního plynu pro možné použití jako motorového paliva v dopravě.

Zařízení na úpravu bioplynu na kvalitu zemního plynu bylo uvedeno do provozu v říjnu 2007 a využívá technologii tlakově proměnné adsorbce PSA. V roce 2008 bylo vyrobeno cca 1,5 mil. Nm³

biometanu, což odpovídá asi 10,3 GWh. To reprezentuje asi 25 % celkové produkce bioplynu na čistírně. Plyn splňuje požadavky příslušných technických předpisů (standard SVGW G 13) pro možnou dodávku do místní plynárenské sítě zemního plynu.



Obrázek 20 – BioCNG stanice

Vyráběný biometan je v současnosti primárně využíván pro potřeby CNG autobusů místního operátora MHD společnosti BERNMOBIL. První busy na stlačený plyn byly uvedeny do provozu v roce 2006. V rámci dlouhodobé smlouvy uzavřené se společností ewb byl sjednán závazek postupně do roku 2010 obnovit vozový park koupí celkem 70 autobusů na CNG. Společnost ewb se zavázala, že vybuduje potřebnou infrastrukturu na plnění vozidel a zajistí dodávku potřebného množství paliva – zemního plynu resp. biometanu. V průběhu roku 2006 bylo nakoupeno prvních 32 busů a v roce 2007 pak dalších 13. Další třicítka vozidel má přibýt do roku 2012, čímž celkový počet dosáhne 70. Konečným cílem je, aby celý vozový park operátora MHD, což je 100 autobusů, jezdilo na stlačený plyn. V hlavním depu dopravního podniku bylo vybudováno více než čtyřicet plnicích míst pro pomalé plnění a také dostatečná skladovací zásoba plynu. Společnost si obnovu parku ve prospěch vozidel na stlačený plyn nechala ověřit odbornou studií, dle níž právě biometan byl vyhodnocen jako ekologicky nejvýhodnější alternativa, která zajistí nejen redukci emisí běžných škodlivin, jako jsou tuhé látky, CO, NO_x, ale

také i CO₂. Využití biometanu v dopravě je propagováno jak na vozidlech MHD, tak i v rámci marketingových aktivit partnerů. Díky tomu se rychle ve městě začal zvyšovat i počet osobních vozidel na stlačený plyn (mezi lety 2006 až 2008 se téměř ztrojnásobil – z cca 330 na 950). Napomáhá tomu i rostoucí počet plicních stanic, kterých je dnes ve městě více než 10, z toho 8 veřejných.

Francie

Lille

V roce 1990 město Lille iniciovalo projekt na využití bioplynu pro pohon městských autobusů. Bioplyn je vyráběn v čistírně odpadních vod v Marquette. První autobus byl uveden do provozu v roce 1996, v současnosti jezdí v Lille na bioplyn více než 50 autobusů. Projekt byl financován Evropskou unií, regionálními ekologickými a energetickými fondy a městem



Obrázek 21 – BioCNG autobus v Lille

Záměr využít bioplynu jako motorového paliva v dopravě zde vznikl na počátku 90. let minulého století. Prvotním impulsem k němu byl růst produkce bioplynu na městské čistírně odpadních vod Marquette, který již nemohl být smysluplně využit v instalovaných kogeneračních jednotkách a musel být mařen na fléře. S cílem uskutečnit současně ekologizaci městské hromadné autobusové dopravy tak vznikl pilotní projekt, jehož podstatou bylo získávat z přebytků bioplynu,

produkováných na městské čistírně, dostatek paliva v podobě biometanu pro několik autobusů MHD. V roce 1994 se tak ve městě objevilo prvních 9 autobusů s pohonem na CNG a o rok později již jejich potřeby paliva začaly být částečně kryty biometanem. Získané zkušenosti vedly v roce 1999 k politickému rozhodnutí převést postupně celý autobusový vozový park provozovatele veřejné dopravy ve městě i jeho okolí společnosti SMT na CNG a zajistit pro něj v budoucnu dostatek paliva v podobě biometanu.

Mezi lety 2000 až 2007 tak SMT i za pomoci evropského projektu TRENDSETTER postupně navýšilo počet autobusů jezdících na CNG na více než dvě stovky (více než polovina vozového parku) a současně začala být intenzivně řešena otázka zajištění dalších zdrojů bioplynu resp. biometanu pro tyto autobusy. Tím se nakonec na základě odborné studie stalo centrum pro nakládání s bioodpady Sequedin, které bioodpady, jež byly získávány ze separovaných sběrů od firem i občanů, původně využívalo pouze materiálově (kompostováním). Rozhodnutí o zhodnocení bioodpadů i po energetické stránce padlo v roce 2004 a o tři roky později již první biometan začal proudit do nedalekého autobusového depa, které bylo v blízkosti odpadového centra pro autobusy na CNG vybudováno.

Čistírna odpadních vod Marquette zahájila výrobu biometanu v roce 1995. Důvodem k tomu byl nadbytek bioplynu, který musel být do té doby díky limitovaným kapacitám kogeneračních jednotek bezúčelně mařen. Instalována zde byla absorpční technologie tlakové vypírky vodou a zajišťovala zpracování asi 3 tis. Nm³ surového bioplynu (obsah metanu 60–65 %) denně při produkci cca 1200 Nm³ upraveného bioplynu (obsah metanu 95 %). Rostoucí poptávka po biometanu vedla v roce 2004 k rozšíření výrobní kapacity na dvojnásobek, tj. asi 100 Nm³/hod biometanu, a to díky zavedení kofermentace čistírenského kalu s bioodpadem.

Vyráběný biometan je komprimován na tlak 250 bar a uskladněn v zásobníku o objemu 4 m³ odkud je dle potřeby distribuován k plnicí stanici, která se nachází v blízkosti čistírny. Stanice je duální a při nedostatku biometanu dodává do vozidel CNG. Výrobní kapacita biometanu postačuje pro provoz více než desítky busů MHD.

Centrum pro nakládání s bioodpady Sequedin zpracovává organické odpady získávané v rámci separovaných sběrů z domácností,

stravovacích provozů, z údržby veřejné zeleně a potravinářského průmyslu z města i jeho blízkého okolí. Ročně se v něm prostřednictvím anaerobní fermentace zpracuje až 100 tis. tun bioodpadu při výrobě cca 35 tis. tun dále využitelného kompostu a více než 5 mil. Nm³ bioplynu o proměnném obsahu metanu 55–65 %. Surový bioplyn je poté zbavován oxidu uhličitého a dalších nežádoucích příměsí. Podobně jako u ČOV Marquette byla k tomu zvolena technologie tlakové vypírky vodou (jmen. kapacita 2 x 600 Nm³/hod. surového bioplynu). Technologie tlakové vypírky vodou a doprovodná zařízení zajišťují vyčištění plynu na kvalitu potřebnou pro bezpečné využití ve spalovacích motorech (obsah CH₄ > 95 %, CO₂ < 2 %, rosný bod vody – 20 °C při 250 barech). Výstupem je biometan, jenž je dodáván podzemním potrubím do blízkého depa. V současnosti dosahuje produkce biometanu asi 3,6 mil. Nm³/rok, což je dostačující pro roční provoz asi sta CNG busů. V budoucnu by nicméně výroba biometanu měla krýt potřeby celého autobusového depa v Sequedin (tj. celkem 150 autobusů).

Nová ČOV Wattrelos – Grimonpont byla uvedena do provozu v roce 2005, která má sloužit pro celkem 15 komunit departmentu Nord (asi 350 tis. obyvatel). I ona bude sloužit pro výrobu bioplynu resp. biometanu a měla by zajišťovat podobně jako zařízení v Sequedin dostatek bioplynu – biometanu pro celé jedno depo čítající 150 autobusů na CNG, které bylo v roce 2008 v blízkosti čistírny vybudováno. Stát by se tak mělo nejpozději do roku 2013.

Již od počátku je vyráběný biometan využíván autobusy MHD. V první fázi byla produkce biometanu na čistírně v Marquette dostačující jen pro několik autobusů. Velkým zlomem byl rok 1999, kdy padlo rozhodnutí významně rozšířit vozový park autobusy na CNG a navýšit výrobní kapacity bioplynu resp. biometanu. Díky němu došlo k postupnému navyšování počtu autobusů na CNG tak, že na konci roku 2008 bylo v provozu již téměř tři sta vozidel, z nichž minimálně 30–40 % skutečně jezdilo pouze na biometan.

Biometan by v blízkém budoucnu měla také využívat svozová vozidla na odpad. Provozovatel městského systému nakládání s odpady ESTERRA již úspěšně otestoval jejich možné nasazení a plánuje do roku 2013 rozšířit jejich počet až na 70 kusů. Další vozidla na CNG resp. biometan by měla rovněž přibýt v souvislosti se závazkem samosprávy města ekologizovat třetinu služebních vozidel tvořených dnes osobními automobily na konvenční paliva (benzín nebo diesel).

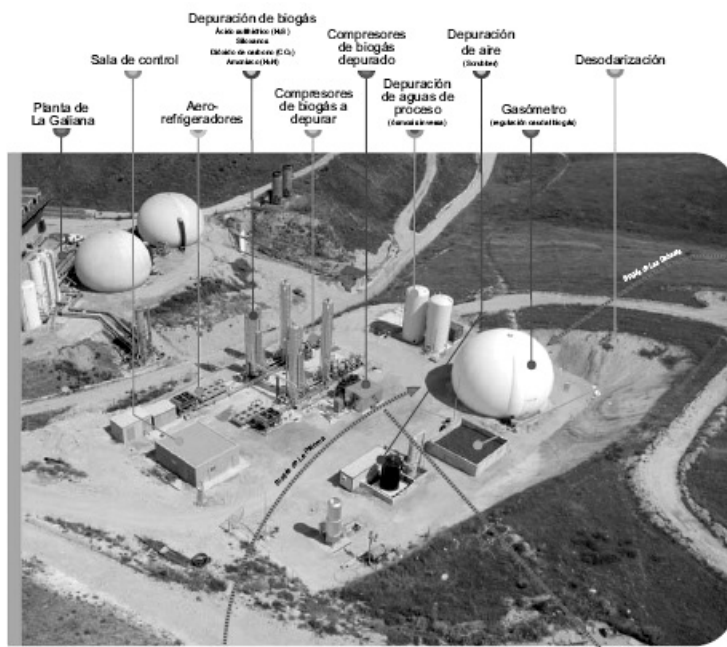
Jiné využití biometanu

Kromě současného využití biometanu pro přímé zásobování autobusových dep s autobusy na BioCNG je záměrem dodávat vyráběný biometan i do distribuční sítě zemního plynu. Díky tomu by pak biometan mohl být využíván širším okruhem zákazníků.

Španělsko

Madrid

Španělská metropole se snaží jít příkladem v plnění národních cílů v oblasti snižování emisí skleníkových plynů a zvyšování energetické efektivity.



Obrázek 22 – Technologický park Valdemingómez

Jedním z konkrétních opatření je zavedení komplexního systému nakládání s odpady, které klade důraz na co nejvyšší materiálovou recyklaci a využití zbytkové energie v nich. Srdcem odpadového hospodářství města je technologický park Valdemingómez, který se dělí na čtyři technologické celky (Las Lomas, La Paloma, Las Dehesas

a La Galiana), zahrnující tři zařízení na mechanicko – biologickou úpravu odpadů, tři kompostovací provozy, dvě spalovny (na směsné a rovněž nebezpečné odpady) a rovněž i dvě skládky pro ukládání materiálově ani energeticky dále nevyužitelných zbytkových složek. V roce 2009 k těmto zařízením nově přibily dvě bioplynové stanice (v centrech Las Dehasas a La Paloma) a také úpravna bioplynu na kvalitu zemního plynu (v centru La Paloma) s cílem využít biometan pro pohon motorových vozidel. Celý tento komplex výroby bioplynu resp. biometanu je v současnosti největším na světě.



Obrázek 23 – BioCNG autobus v Madridu

Výroba bioplynu probíhá ve dvou bioplynových stanicích v centrech Las Dehasas a La Paloma. První ze zařízení bude zpracovávat ročně více než 160 tis. tun vyříděného bioodpadu při produkci přes 20 mil. Nm³ bioplynu ročně, druhé pak bez mála 110 tis. tun/rok při výrobě 13,7 mil. Nm³ bioplynu. Obě stanice tak patří k největším v Evropě. Surovinou pro fermentační proces je organický materiál vyříděný z komunálního odpadu. Bioplynové stanice se skládají z 9 fermentorů. Vyroběný bioplyn je veden do plynojemu a dále do společného zařízení pro úpravu bioplynu, které se nachází v centru La Paloma.

Bioplyn je upravován technologií vodní tlakové vypírky. Instalované zařízení čištění plynu se skládá ze dvou jednotek o výkonu 2 x 2.000 m³/h. Surový bioplyn z bioplynových stanic je nejdříve stlačen na 6–9 barů

a veden do absorpční sprchovací věže, kde se CO₂, ale i další nežádoucí příměsi (H₂S a rovněž i siloxany) absorbují do vody, zatímco biometan pokračuje dále do reaktoru, kde je zbaven vlhkosti. Výhodou použité technologie je odstraňování H₂S a siloxanů spolu s CO₂. Další výhodou jsou opatření snižující energetickou náročnost.

Biometan je analyzován, komprimován (až na 72 barů) a vtlačěn do místní plynárenské sítě společnosti ENAGAS. Plyn má obsah metanu (CH₄) 98 %, obsah síry pod 0,1 ppm a je prostý siloxanů. Ročně by v zařízení mělo být na kvalitu zemního plynu upraveno na 34 mil. m³ bioplynu při výrobě cca 19 mil. m³ biometanu.

Vyráběný biometan primárně slouží jako obnovitelné palivo v dopravě, přesněji pro autobusy MHD.

V Madridu je již nějaký čas v provozu jedna z největších flotil CNG autobusů a nákladních vozidel v Evropě – na metan v současnosti jezdí 650 nákladních vozidel na svoz odpadů /100 %/ a 430 autobusů MHD. Tato vozidla využívají asi 60 % (11,5 mil. Nm³/rok) celkové produkce biometanu.



Obrázek 24 – Madridské autobusové depo je vybaveno unikátní plnicí stanicí, která patří k největším a nejrychlejším na světě

V depu je celkem šest otevřených plnicích míst, v nichž autobusy mohou být naplněny i za méně než 3 minuty. Kapacita každého místa přitom činí až 3.000 m³/hod, což umožňuje obsluhu i více než deseti autobusů za hodinu. Pro plnění jsou používány dvě tlakové úrovně

– 220 a 260 bar. Další možností je tzv. pomalé plnění v době, kdy autobusy nejsou v provozu.



Obrázek 25 – Madridské autobusové depo – pomalé plnění

Zbývající část produkce biometanu, tj. asi 7,5 mil m³/rok, bude využívána pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Spalováním biometanu v kogeneračních jednotkách o instalovaném elektrickém výkonu více než 3 MW se ročně vyrobí okolo 25 GWh elektřiny a více než 30 GWh tepla, což v případě elektřiny odpovídá v průměru energetickým potřebám asi 7,8 tis. madridských domácností.

Rakousko

Margarethen am Moos

Zajímavý příklad, jak je možné dát dlouhodobou stabilitu a perspektivu místnímu zemědělství prostřednictvím pěstování plodin pro energetické účely, je možné nalézt v Margarethen am Moos, které leží asi 15 kilometrů jihovýchodně od hlavního města Vídně. V roce 2004 zde skupina patnácti místních farmářů založila družstvo „Energieversorgung Margarethen“ – EVM. Jejich společným cílem se stalo vybudovat bioplynovou stanici, která zajistí dlouhodobý odběr pěstovaných surovin. Stanice byla uvedena do provozu v roce 2006. Vyráběný bioplyn začal být využíván pro kogenerační výrobu el. energie a tepla.

V roce 2008 bylo v areálu stanice instalováno zařízení, které zajišťuje

úpravu části bioplynu na kvalitu zemního plynu. Vyrobený biometan je dodáván do nedaleké veřejné plnicí stanice, která jej nabízí namísto zemního plynu pro vozidla na CNG. Plnicí stanici opět provozuje družstvo EVM, čímž se z bioplynové stanice stalo de facto víceúčelové energetické centrum zajišťující výrobu elektřiny, tepla i motorového paliva z místních zdrojů. Zařízení se stalo prvním svého druhu v Rakousku, které 100 % obnovitelné motorové palivo začalo nabízet pod značkou „MethaPur“.



Obrázek 26 – Bioplynová stanice v Margarethen am Moos

Produkce bioplynu je rozdělena mezi kogenerační jednotku a jednotku pro úpravu bioplynu. Potřeba surového bioplynu (s obsahem cca 50 % metanu) pro kogenerační jednotku činí cca 250 Nm³/h. Jednotka na úpravu bioplynu má zpracovatelskou kapacitu dalších asi 70 Nm³/hod bioplynu. Pro provoz stanice je třeba dodávat cca 10 000 tun rostlinných surovin ročně, což odpovídá obhospodařování asi 200 ha polností. Kvůli relativně suchému podnebí mezi pěstovanými plodinami pro bioplynovou stanici převládají speciální traviny (čirok, súdánská tráva), dále žito, vojtěška, jetel. Vstupní surovinou je rovněž prasečí kejda.

Pro úpravu bioplynu na biometan byla v bioplynové stanici instalována technologie využívající pro separaci CO₂ a dalších příměsí speciálních membrán. Samotná separace CO₂ je jednostupňová, může však být řešena i jako dvoustupňová, což pak umožňuje docílit vyšší čistoty výsledného biometanu i menšího podílu metanu v odpadním plynu. Technologie v současnosti dosahuje míry vyčištění 96–97% obsahu

metanu ve výsledném plynu tak, aby byly plněny požadavky platných technických předpisů (normy ÖVGW G31/G33). Kvalita plynu však může být úpravou tlakových poměrů vyšší. Produkční kapacita zařízení činí mezi 30–35 Nm³ biometanu za hodinu. Proces čištění na principu membrán má oproti jiným principům dvě veliké přednosti: Je velmi kompaktní a vyžaduje na stejnou zpracovatelskou/produkční kapacitu mnohem menší prostor. Druhou výhodou je poměrně nízká energetická náročnost, ke zpracování 1 m³ surového bioplynu zařízení v Margarethen (zatím) vyžaduje méně než 0,2 kWh elektřiny.

Vyčištěný biometan je dodáván do cca 200 metrů vzdálené BioCNG plnicí stanice podzemním plynovodem. Stanice byla uvedena do provozu v prosinci 2007 a je lokalizována u křižovatky obecní komunikace a odbočky k bioplynové stanici. Přiváděný biometan je na stanici nejprve komprimován na 300 bar a poté uskladněn v tlakových nádobách (20 ks). Produkční kapacita výroby biometanu cca 25 kg/hod ve spojení se zásobníky stlačeného plynu je dostatečná pro naplnění 5–10 osobních vozidel. Stanice je samoobslužná, úhrada za odebrané palivo se provádí platební kartou přes terminál u výdejního stojanu.



Obrázek 27 – Platební terminál a výdejní stojan u BioCNG stanice Margarethen am Moos

Biometan je na stanici nabízen pod registrovanou obchodní značkou „MethaPur“, a to za cenu, která je na stejné úrovni, jaká je u stlačeného zemního plynu na běžných CNG stanicích v zemi. V současné

době má čerpací stanice cca 20 zaregistrovaných uživatelů nicméně se předpokládá, že se jejich počet (zejména z řad obyvatel obce a blízkého okolí) bude rychle zvyšovat. Při plném využití kapacity bude stanice schopna nabídnout až 150 tis. kilogramů biometanu za rok, což postačuje pro 200 osobních vozidel s průměrnou spotřebou 5 kg/100 km a ročním projezdem 15 tis. kilometrů.

3.7 Podpora výroby biometanu

V Evropě se prosazuje přístup podpory formou financování části investice výrobní technologie a tím je přiblížena cena biometanu na úroveň blízkou zemnímu plynu. Díky nejrůznějším dotacím se stává výroba biometanu zajímavá pro investory. V České republice je prozatím podporováno pouze využití bioplynu pro kombinovanou výrobu elektrické a tepelné energie v kogeneračních jednotkách, čímž jsou jakákoliv jiná využití bioplynu značně znevýhodněna. Navíc u využití bioplynu v kogeneraci vzniká problém s využitím produkovaného tepla. V mnoha případech není většina této energie vůbec využita. V České republice se však s jiným využitím bioplynu zatím nesetkáme, protože výstavbou bioplynové stanice využívající tuto technologii je možné získat až 30% dotaci. Pokud provozovatel bioplynové stanice obdrží licenci výrobce zelené elektřiny je navíc distributor elektřiny povinen vykupovat vyrobenou elektrickou energii za státem garantované ceny nebo provozovatel zvolí formu tzv. zeleného bonusu, což je příplatek k tržní ceně elektrické energie od distributora energie, a vyrobenou elektrickou energii provozovatel sám prodává (spotřebovává).

V České republice byl v zákoně č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energií biometan zahrnut mezi podporované zdroje energie. Pokud by biometan byl vyroben a zároveň připojen na rozvodnou síť v tuzemsku, byl by podporován formou zeleného bonusu. Jeho výši stanoví příslušná Vyhláška Energetického regulačního úřadu – ERÚ.

3.8 Využití biometanu v Evropě – příklady realizovaných projektů

(Německo, Rakousko, Švýcarsko, Švédsko, Španělsko)

V Evropě se úpravy bioplynu na kvalitu zemního plynu uskutečňují v řadě zemích např. Německu, Švédsku, Švýcarsku, Holandsku, Rakousku nebo Francii. Vyrobený biometan se používá pro pohon dopravních prostředků nebo se vtačuje do rozvodů zemního plynu.

Tabulka 12 – Současná kapacita produkce biometanu v evropských zemích

Země	m ³ /hod	mil. m ³ /rok	%
Německo	95 595	764,8	88,6
Holandsko	6 045	48,4	5,6
Švédsko	2 345	18,8	2,2
Švýcarsko	1 384	11,1	1,3
Rakousko	891	7,1	0,8
Francie	715	5,7	1,1
Lucembursko	530	4,2	0,5
Norsko	270	2,2	0,3
Velká Británie	60	0,5	0,1
CELKEM	107 835	862,7	100,0

Zdroj: www.biogaspartner.de

Německo

Celkový počet bioplynových stanic v Německu je přes 4 tisíce. V Německu se pro výrobu bioplynu dává přednost cíleně pěstovaným zemědělským plodinám, zvláště kukuřici. První biometanové stanice byly v Německu uvedeny do provozu v roce 2006. V roce 2010 bylo v provozu 32 biometanových stanic = cca 2.000 GWh.

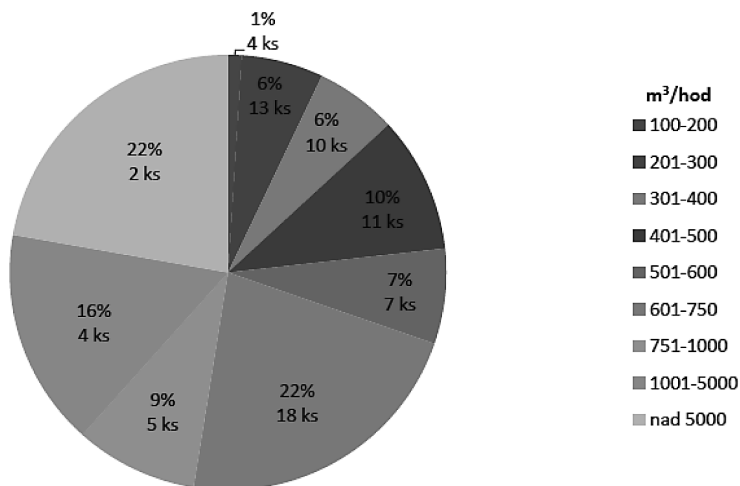
V přípravě je 44 projektů s celkovou kapacitou 2.100 GWh biometanu.

Národní energetická koncepce z roku 2009 = právně závazné nařízení vlády předpokládá:

- do roku 2020 náhradu 6 % (60 tisíc GWh) celostátní spotřeby zemního plynu biometanem,
- do roku 2030 náhradu 10 % (100 tisíc GWh = zhruba 10 % současné poptávky zemního plynu) celostátní spotřeby zemního plynu biometanem.

Tabulka 13 – Projekty vtláčení biometanu v letech 2006–12

Rok uvedení do provozu	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	SUMA
Počet výroben na BM v roce	2	3	8	16	38	30	8	105
Počet výroben celkem	2	5	13	29	57	97	105	
Kapacita BM [m ³ /h]	1 035	1 490	3 388	14 585	22 945	20 660	8 490	72 593
Kapacita BM celkem [m ³ /h]	1 035	2 525	5 913	20 498	43 443	64 103	72 593	



Obrázek 28 – Biometanové stanice podle výkonu

Tabulka 14 – Přehled biometanových stanic podle používaných technologií

Technologie úpravy	Počet výroben	Kapacita BM (m ³ /h)
Adsorpce se změnou tlaku /PSA/	20	9 965
Tlaková vodní vypírka (DWW)	20	16 188
Tlaková aminová vypírka	10	6 575
Beztlaká aminová vypírka	14	5 955
Vypírka s rozp. Genosorb	6	3 000
Membránová separace	1	300
Nezjištěno	32	29 870
CELKEM	103	71 853

Legislativa biometanu v Německu

Problematika dodávky bioplynu do plynárenských sítí je v Německu relativně velmi detailně upravena. V důsledku dynamického rozvoje bioplynových stanic ale i dalších výroben alternativních plyných paliv byl postupně vybudován specifický rámec technických a právních předpisů vč. finanční podpory, který dnes dává vzniku rychle se zvyšujícímu počtu projektů dodávajících biometan příp. jiné substituty konvenčního zemního plynu do plynárenských sítí v zemi.

Celý rámec v SRN je tvořen následujícími předpisy:

Technická pravidla (v něm. „*Technische Regel*“) vydávané oborovou asociací DVGW11:

- DVGW 260 a 262 – Upravují požadavky na plyny dopravované plynárenskými sítěmi v SRN (DVGW 260), resp. požadavky na plyny mající původ z obnovitelných zdrojů pro jejich dodávku do plynárenských sítí.
- DVGW VP 265-1 – „Technické požadavky na stanice úpravy bioplynu a vtláčeční stanice“. Předpis popisuje návrh, zhotovení, instalaci, zkoušení a uvedení do provozu zařízení na úpravu bioplynu na kvalitu biometanu.

Předpis DVGW G 262 pro vtláčení biometanu do plynárenských sítí byl v roce 2010 revidován s následujícími změnami:

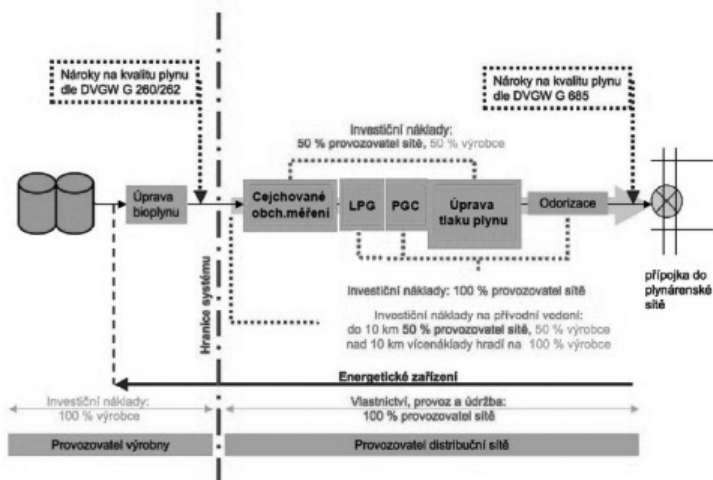
- Umožnění přednostního připojení zařízení na výrobu a úpravu biometanu Povinnost operátora připojit bioplynovou stanicí produkující biomethan,
- Provozovatelé bioplynových stanic jsou zodpovědní za obohacování bioplynu, zatímco distributoři za vtláčení do rozvodné sítě,
- Odpovědnost a rozdělení nákladů na připojení k plynárenské síti mezi provozovatele sítí a provozovatele zařízení na výrobu a úpravu bioplynu. Provozovatelé BS platí 50 % z investic do předávací stanice (komprese, měření, regulace tlaku, odorizace),
- Provozovatelé BS musí dodržet kvalitu plynu podle normy DVGW G 260, zatímco distributoři plynu jsou odpovědní za úpravu výhřevnosti biomethanu,
- Distributoři platí 0,7 ct/kWhs provozovatelům zařízení,
- Distributoři mohou rozdělit všechny extra výdaje mezi všechny zákazníky v Německu.

Technické směrnice (v něm. „*Technische Richtlinien*“) vydávané národním metrologickým institutem PTB12:

- PTB RL G 14 – Řeší problematiku způsobu měření základních parametrů bioplynu pro možnost jeho dodávky do plynárenských sítí.

Právní předpisy řešící majetko-právní uspořádání:

- GasNZV (plný název v něm. „Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen“) Sekundární legislativa (nařízení) o přístupu k distribuční síti plynu. Novelizované znění obsahuje část 11a, která popisuje odpovědnost obou stran (tj. dodavatele biometanu a provozovatele sítě) za zřízení a provoz přípojky do plynárenské sítě. Smluvní podmínky provozovatelů plynárenských sítí (v něm. „Richtlinie Technische Mindestanforderungen“), které musí být splněny pro připojení výroben resp. vtláčecích zařízení upraveného bioplynu do jejich sítě.



Obrázek 29 – Uspořádání práv a povinností dodávky bioplynu do plynárenské sítě dle GasNZV

Novela Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) z roku 2010 uvádí:

- Rozdělení nákladů na připojení je nově upraveno takto: 75 % provozovatel sítě, 25 % žadatel o připojení. Ochraničení nákladů hrazených žadatelem částkou 250.000 € pro připojovací potrubí o délce ≤ 1 km (v původním znění bylo 50%/50 %).
- Pro délky připojení mezi 1 a 10 km platí dělení 75 % provozovatel sítě, 25 % žadatel, pro délky přes 10 km hradí dodatečné náklady 100 % žadatel.
- Napájecí stanice vlastní a provozuje provozovatel sítě (hradí tedy plně její provozní náklady).
- Provozovatel sítě musí zajistit provozuschopnost napájecí stanice biometanu ve výši 96 % (nové ustanovení).
- Žadatel a provozovatel sítě se mohou dohodnout na dalších vzájemných službách (dodávka tepla, společné připojení na elektřinu, společný odběr elektřiny, chlazení plynu, zvýšení spalného tepla).
- Povinnost stanovení závazného harmonogramu pro zřízení napájecí stanice; provozovatel sítě ztratí nárok na podíl nákladů hrazených žadatelem, když plánovaný termín uvedení do provozu není dodržen (nové ustanovení).

- Zpřísnila se hodnota úniku metanu ze stanice úpravy do ovzduší na max. 0,5%.
- Při dodatečných změnách kvality nese náklady provozovatel sítě.
- Za vtláčení biometanu do sítě na všech úrovních provozovatel sítě vyplácí paušální poplatek ve výši 0,7 €/kWh dodaného biometanu od provozovatele dotyčné sítě za redukci nákladů spojených s provozem sítě, které jejím provozovateli dodávkou plynu z oblastních výroben vznikají, a to po dobu prvních 10 let od uvedení předávacího místa do provozu.

Právní předpisy řešící či přiznávající podporu využití biometanu

- EEG – zákon o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů (dále jen OZE), přiznává podporu dodávce bioplynu/biometanu do PS tím, že plyn odebraný z plynárenské sítě je považován za biomasu, pokud množství odebraného plynu v ekvivalentech tepla na konci kalendářního roku odpovídá množství plynu z biomasy, který byl dodán do plynárenské sítě na jiném místě území působnosti tohoto zákona (přiznává tedy příplatek za výrobu elektřiny v jakýchkoliv plynových KGJ, nakoupí-li odpovídající množství bioplynu/biometanu na trhu).
- EEWärmeG – zákon o podpoře užití paliv a energie pro krytí tepelných potřeb u novostaveb (bioplyn resp. biometan je uznáván jako jeden z možných plynných paliv z OZE, jak požadavky tohoto zákona splnit; podíl plynného paliva z OZE je předepsán ve výši alespoň 30 % celkové potřeby tepla u novostaveb s podlahovou plochou nad 50 m²).

Pokud se zaměříme pouze na ověřování kvality bioplynu pro jeho možnou dodávku do plynárenské sítě, způsob jejího prokazování a práv a povinností zúčastněných stran, určující jsou dva předpisy: Technická směrnice PTB RL G 14 a pak uvedený prováděcí předpis, jenž řeší připojení do plynárenské sítě GasNZV.

Güstrow – největší bioplynová stanice na světě



Obrázek 30 – Bioplynová stanice Güstrow

Do nedávna největší projekt BPS na světě v německém státě Macklenburk – Vorpommern bioplynový park v Penkunu má instalovaný výkon 20 MWel generovaný celkem 40 kogeneračními jednotkami od firmy GE Jenbacher.

Toto prvenství společnost EnviTec překonala výstavbou nové bioplynové stanice v severoněmeckém městě Güstrow. Nejen, že je zde největší bioplynová stanice na světě, ale veškerá produkce bioplynu je určena k výrobě biometanu. Projekt byl uveden do provozu v roce 2009 a od roku 2010 bioplynová stanice dodává 46 milionů m³ biometanu ročně do sítě zemního plynu a nahrazuje tak adekvátní množství neobnovitelného fosilního zdroje. Vyrobené množství biometanu postačuje pro pokrytí potřeby města s 50 000 obyvateli.

Bioplynová stanice Schmack Biogas AG Schwandorf

Bioplynová stanice o výkonu 10 MW pro čištění bioplynu a jeho vtlačení do plynovodní sítě byla postavena společností Schmack Biogas ve spolupráci s E.ON Climate & Renewables a E.ON Bioerdgas GmbH. Stanice vyrábí 16 milionů m³ bioplynu/rok, to představuje zásobování 5 tisíc domácností plynem.



Obrázek 31 – Bioplynová stanice Schwandorf

V zařízení Schwandorf je zpracovávána kukuřice, tráva a další plodiny v množství 200 tun organické hmoty/den, t.j. 85 tisíc tun/rok. Surovina se dováží z okolí do 25 km. Smlouvy s dodavateli (více než 100 farem z okolí Schwandorfu) jsou dlouhodobé, v rozmezí 2,5 až 10 let. Bioplyn má podíl metanu (CH_4) kolem 53%. Další látky jsou voda, CO_2 a nepatrné podíly sirovodíku a stopových plynů. Úprava bioplynu na biometan se realizuje metodou PSA. Plyn se stlačuje na tlak asi 6 barů a vtlačí se do adsorpční nádoby. Přítomný CO_2 se naváže na uhlíková molekulární síta, přičemž se uvolní metan. Tato vícestupňová procedura zvyšuje obsah metanu na kvalitu zemního plynu, tedy na více než 96%. Vyrobený biometan (cca 1.000 m^3/hod) je kondicionován propanem butanem a dodáván do plynovodní sítě E.ON (64 barů).



Obrázek 32 – Bioplynová stanice Schwandorf

Biometanová stanice Könnern



Obrázek 33 – Bioplynová stanice Könnern – celkový pohled, zařízení na úpravu bioplynu na biometan (vpravo)

Stanice umístěná v sasko-anhaltském městečku poblíž Halle byla uvedena do provozu v roce 2009. Zpracovává 120 tisíc tun tekutých bioodpadů a kukuřice ročně od 30 zemědělských závodů v okolí. Cílem je CO₂ neutrální výroba asi 30 mil. m³ surového bioplynu a jeho přepracování na 15 mil. m³ čistého biometanu ročně. Metan je vtlačěn do sítě zemního plynu a umožňuje připojení se zásobováním dalších asi 10 tisíc domácností. Zbývající plyn je použit k výrobě tepla na místě a k výrobě elektrické energie s výkonem 500 kWe.

Předností projektu je modulární uspořádání. Bioplynový park se skládá ze čtyř modulů, každý se čtyřmi fermentory, sklady na fermentovaný substrát, vstupní jímkou na tekutý substrát a jednou technickou budovou se separací, centrální čerpací jednotkou a dmyhadlem pro bioplyn. Získaný bioplyn se podrobuje čištění, nutnému pro uvedení do sítě zemního plynu a energetické využití: sušení bioplynu, obohacení metanu a oddělení CO₂ a síry. Největší část CO₂ se vypere chemickou vypírkou alifatickými aminy, přičemž se bioplyn současně obohatí metanem. Další část CO₂ se vypírá rozpuštěním v tlakové vodě a zbytek CO₂ se zachytí tlakovou adsorpcí v adsorpční koloně na zeolitech a molekulárních sítích. Tímto způsobem dosáhne bioplyn kvality dle normy DVGW G 260/G 262.

Rakousko

V roce 2006 rakouské ministerstvo životního prostředí se společností OMV představilo akční plán zaměřený na využití bioplynu v dopravě.

5 bodový program se týká nejen výroby a distribuce bioplynu, ale i výstavby sítě „Methangas – Tankstellen“. Cílem je nárůst podílu biometanu nad 20 % a zvýšení počtu vozidel na metan /CNG, biometan/. Společnost OMV má akční program CNG/Bio-CNG. Pro bezpečnost budoucích investic je důležitá nulová daň na biometan a zachování současné daně na CNG. 1. biometanová stanice byla uvedena do provozu v Puckingu v červnu 2005.



Obrázek 34 – Bioplynová stanice Pucking

Od června 2005 je v provozu první bioplynová stanice na území celého Rakouska (v Horních Rakousech), která umožňuje vtlačet vyčištěný a upravený bioplyn pocházející z chovu zvířat do stávající plynovodní sítě. Toto je možné především díky víceúrovňové úpravě bioplynu na kvalitu zemního plynu. Společnost erdgas Horní Rakousy si vybrala jako první lokalitu pro umístění zařízení umožňujícího vtlačení bioplynu do rakouské plynovodní sítě stávající bioplynovou stanicí zemědělece France Linsboda v hornorakouské obci Pucking. Na tomto místě se již desátým rokem zpracovává přírodní materiál z chovu téměř 9.000 nosných slepic, 1.500 kuřat a 50 chovných prasat na bioplyn, který je dále využíván ve formě elektrické energie v blokové teplárně s výkonem o 18 kWel.

V prosinci 2004 bylo rozhodnuto o rozšíření bioplynové stanice, aby mohl být získaný bioplyn upraven na kvalitu zemního plynu a následně vtlačěn do plynovodní sítě. V červnu 2005 byla pak stanice otevřena.

S výkonem o 10 m³ bioplynu za hodinu vtlačí nyní stanice po čistícím procesu 6 m³ upraveného bioplynu v kvalitě zemního plynu do plynovodní sítě. Ročně to dělá pak až 400.000 kWh, což odpovídá průměrné roční spotřebě cca 40 bytových jednotek.

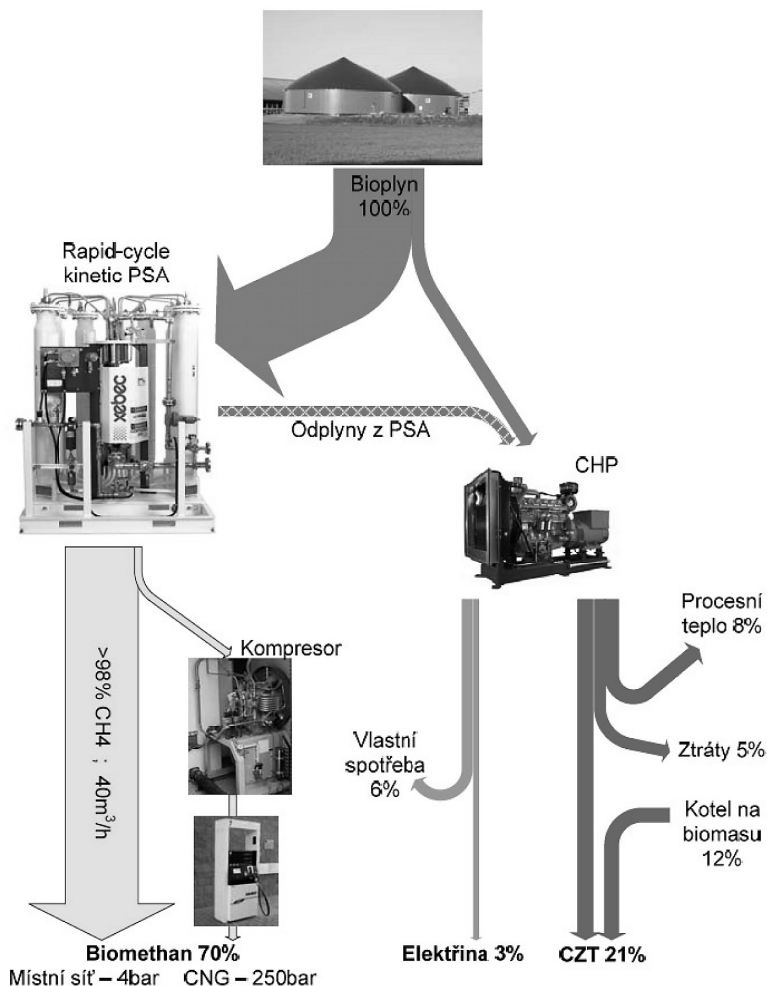
Úprava bioplynu zahrnuje odsíření, oddělení CO₂ a sušení bioplynu. Byly vybrány 2 technologie čištění, a sice jedna biologická metoda na odbourání sirovodíku prostřednictvím mikroorganismů (Thiobacillus), a dále pak adsorpce založená na změně tlaku na oddělení oxidu uhličitého. Posledně jmenovaný stupeň slouží současně k odstranění dalších minoritních složek v bioplynu (zbytkový sirovodík, amoniak, vyšší uhlovodíky, siloxany a voda), takže je možné takto upravený bioplyn prostřednictvím předávací stanice vtlačet do plynovodní sítě, aniž by bylo třeba nějaké další úpravy.



Obrázek 35 – Bioplynová stanice Reitbach/Eugendorf

Bioplynová stanice Reitbach u Salzburgu je příkladem využití úpravy bioplynu na kvalitu zemního plynu v malé bioplynové stanici. Základním substrátem je silážovaná tráva přičemž produkce surového bioplynu se pohybuje okolo 100 m³/h. K čištění plynu je využívána technologie Rapid-cycle kinetic PSA (firmy XEBEC), která díky pozitivnímu směsnému sorbentu zajišťuje kromě separace CO₂ z plynu také sušení plynu na hodnoty rosného bodu vhodné pro vtlačení do plynovodu i pro kompresi na vysoké tlaky. Plyn vystupující z kinetické PSA má standardně obsah CH₄ > 98 %, může však být vyčištěn až na 99,9 % čistotu. Produkce biometanu je 40 m³/h a přibližně 90–95 % je vtlačeno do místní sítě (při tlaku 4 bar) a zbytek je komprimován na tlak 250 bar pro použití jako BioCNG v plnicí stanici, která je součástí bioplynové stanice.

Odpadní plyn z PSA, obsahující převážně CO₂ a přibližně 15% zbytkového metanu je smíchán se surovým bioplynem a veden na kogenerační jednotku. Tímto způsobem je vyřešena problematika emisí skleníkových plynů (metanu) v odpadních plynech. Vyrobená elektřina (a teplo) je částečně spotřebována vlastním provozem BPS. Přebytečné teplo je využíváno jako CZT pro cca 20 budov. V zimním období se využívá navíc kotel na biomasu pro zajištění dostatečného množství tepla.



Obrázek 36 – Schéma bioplynové stanice Reitbach



Obrázek 37 – Zařízení na úpravu bioplynu, měření

Švýcarsko

Švýcarsko má s úpravami bioplynu na kvalitu zemního plynu již desetileté zkušenosti. V současnosti je v provozu 16 zařízení, z toho 13 bioplyn upravuje a vtlačí do plynárenské sítě, 3 využívají vyrobený biometan přímo pro pohon vozidel. Převažují BPS fermentující separovaný domovní bioodpad, odpady jídel, zelenou hmotu. Výhodou zpracování tohoto druhu odpadu je, že získaný bioplyn neobsahuje významný podíl síry (sirovodíku), jako tomu je při zpracování kejdy ze živočišné výroby. Další výhodou je komplexní zpracování těchto odpadů nejen na bioplyn, ale také na kvalitní kompostované hnojivo, protože „zdržení“ materiálu ve fermentoru je jen 15 dní. Potom následuje kompostování pevného podílu. Odloučený fugát představuje kvalitní kapalné hnojivo. Získaný bioplyn se „promění v elektřinu“ s produkcí dále využívaného tepla, nebo se upravuje na kvalitu zemního plynu. Bioplyn není zatížen daní.

Bioplyn (kompogas) upravený na kvalitu potrubního zemního plynu je ve Švýcarsku označován jako Naturgas.

Jako příklad biometanové stanice lze uvést BPS Otelfingen, která ročně zpracovává 10.000 tun zelené biomasy a speciální bioodpady v horizontálním fermentoru. Doba fermentace je jen 15 dní a denně se vyrobí 5000 až 6000 m³ surového bioplynu, jehož část s výkonností 50 Nm³/h se adsorbční metodou změny tlaků PSA upravuje na kvalitu zemního plynu a dopravuje do BioCNG stanice. Zbylý neupravený bioplyn se využívá k pohonu dvou kogeneračních jednotek o výkonu 190 a 90 kW_{el}.

Švédsko

Bioplyn je ve Švédsku převážně vyráběn v čistírnách odpadních vod, v posledních 10–15 letech v rostoucím počtu kofermentačních bioplynových stanicích, které využívají nejrůznější organické materiály a suroviny /dřevo, odpad z ryb/.

Ve Švédsku mají s úpravou bioplynu největší zkušenosti v Evropě, v provozu je 40 úpraven, z nichž 7 dodává bioplyn upravený na kvalitu zemního plynu do sítí. Několik úpraven pracuje s metodou „změny tlaku“, ale více se švédskou metodou „tlakové vodní vypírky“. Upravený bioplyn pochází z více než poloviny z čistíren odpadních vod, jinde jde o fermentaci průmyslových biologických odpadů (masný průmysl, cukrovary, škrobárny atd.) a separovaný komunální bioodpad. Upravený bioplyn musí odpovídat švédským normám na topný zemní plyn a motorová plynná paliva s obsahem 96–98 % metanu a musí mít předepsanou výhřevnost jako zemní plyn. V obou případech se k upravenému bioplynu přidává určité množství propanu, aby se výhřevnost zvýšila na úroveň, jakou má zemní plyn (H-gas) odebíraný Švédskem z Norska a Dánska ze Severního moře.

Zpravidla jsou CNG stanice spojeny přímo s úpravami bioplynu, ale také je použit až 7 km dlouhý plynovod. Pro využívání upraveného bioplynu ani zemního plynu k pohonu aut neexistuje ve Švédsku, na rozdíl od podpor výroby elektřiny a slevy na daních, jednotný podpůrný systém, ale jednotlivé regiony nebo obce si vytvářejí vlastní systémy podpory. Většinou programy podporují komunální dopravu, např. místní autobusovou dopravu z hlediska ekologie a ekonomiky.

Biometanová stanice Stockholm-Henriksdal

Největší švédská výrobní a úpravna bioplynu stojí ve Stockholmu-Henriksdalu a provozují ji Stockholmské vodovody a kanalizace. Jedná se o největší čistírnu odpadních vod ve městě. Vyrobený bioplyn se využívá k výrobě elektřiny a tepla pro vlastní potřebu a to ve čtyřech kogeneračních jednotkách s výkonem po 700 kW_{el} a třech kotlích (max. 6,9 MW_{th}). Kromě toho asi 600 Nm³/h se upravuje na kvalitu zemního plynu (98 % CH₄) švédskou metodou tlakové vodní vypírky a následně odorizuje. Pokračuje výstavba další úpravárenské jednotky o výkonu 800 Nm³/h plynu, který bude zčásti „vydáván“ plnicí stanicí přímo u výrobce, zčásti dopravován plynovodem do další plnicí stanice, vzdálené 3 km v autobusových garážích a zčásti do sídliště, vzdáleného 1,5 km, jako plyn pro vytápění a vaření. Úpravna pracuje od roku 2003 velmi spolehlivě.



***Obrázek 38 – Příklad kombinace obnovitelných energií –
větrná elektrárna, bioplynová stanice***

Biometanová stanice Norrköping

Úpravnu bioplynu v Norrköpingu provozuje společnost Sydkraft. Bioplyn se vyrábí v čistírně odpadních vod od 105 tisíc obyvatel města. Před výstavbou úpravní byl bioplyn spalován ve výtopně. 250 Nm³/h bioplynu je upravováno tlakovou vodní vypírkou. Pro vypírku je používána

vyčištěná voda z čistírny, což vyžaduje spotřebu cca 0,5 kWh/Nm³ upraveného plynu. Zajímavostí je, že celá kolona úpravny je zabudována jako kompaktní modul do kontejneru, byla jako celek dopravena na určené místo a během tří týdnů byla uvedena do trvalého provozu. Upravený plyn s obsahem 97 % metanu je přiveden do CNG stanice v areálu ČOV a do další stanice vzdálené 4 km.

Biometanová stanice Kristiastadt-Karpalund

Stanice v Kristiastadt-Karpalundu vyrábí bioplyn z organických průmyslových odpadů, jako jsou odpady z masného průmyslu, komunální bioodpad, odpady při zpracování zeleniny, brambor, tukového průmyslu atd. Vzhledem k vysoké kvalitě suroviny má vyrobený bioplyn vysoký obsah metanu – až 80 %. Až dosud byl tento bioplyn odváděn do výtopy asi 4 km vzdálené. Nově jsou jeho přebytky přimíchávány do bioplynu, který se vyráběl v blízké čistírně odpadních vod a který se v množství 175 Nm³/h zpracovával v tlakové vodní vypírce na biometan pro pohon vozidel. BioCNG stanice je jednak u výrobce, jednak v blízkém komunálním autobusovém depu.

Biometanová stanice Helsingborg-Filborna

Na BPS stanici v Helsingborg-Filborna pracovala malá zkušební stanice již od roku 1996 s výkonem jen 15 Nm³/h. V roce 2003 byla doplněna zařízením na výrobu biometanu. Bioplyn se vyrábí fermentací průmyslových bioodpadů. Dodavatelé jsou: bramborárna, jatka, tukový průmysl atd. Bioplyn má také vysoký obsah metanu – až 80 %. Část vyrobeného bioplynu v množství asi 350 Nm³/h se upravuje na obsah asi 98 % adsorpční metodou změny tlaků. Zbytek vyrobeného surového bioplynu se míchá se skládkovým plynem z blízké skládky odpadků a využívá v „kombi“ plyno-parní turbině (0,8 MWel a 1,5 MWth) a kotli (4 MWth) k výrobě elektřiny a tepla. Biometan využívá 20 nákladních automobilů pro svoz odpadků, 4 nákladní a asi 70 osobních aut. Přebytky, zejména z noční výroby, se po odorizaci a přidavku asi propanu od poloviny roku 2004 dodávají do středotlakového plynovodu zemního plynu. V případě, že by množství vyrobeného biometanu nestačilo pokrýt potřebu aut, existuje možnost doplnit biometan potrubním zemním plynem.

Španělsko

Ve Španělsku je biometan vyráběn pouze ve 2 zařízeních (Madrid, Barcelona), přesto svojí velikostí patří k největším na světě. Podrobnosti v kapitole 3.6.1

4 ZÁVĚR

Biometan má stejné výhody jako zemní plyn, navíc se jedná o obnovitelný „domácí“ zdroj energie. Může být vyráběn z lokálních odpadů (odpadní vody, komunální odpad, kejda, tráva) nebo ze zemědělských plodin (např. kukuřice). Oproti jiným biopalivům má vyšší účinnost energetického využití. V řadě evropských zemích je biometan již využíván, je možné využít jejich zkušeností. K hlavním nevýhodám biometanu patří jeho omezený potenciál a nákladné čištění a úprava bioplynu.

V České republice je v současné době téměř veškerý vyprodukovaný bioplyn využíván pro energetické účely v kogeneračních jednotkách pro kombinovanou výrobu tepla a elektrické energie. Takovéto využití bioplynu v místě produkce je již osvědčené a nevyžaduje odstraňování CO₂ a dalších nežádoucích složek a je podporováno dotačními programy či povinným výkupem elektrické energie. Přitom úprava bioplynu na biometan, ať už pro účely vtláčení do plynárenské sítě nebo pro pohon motorových vozidel je mnohem efektivnější způsob využití bioplynu, při kterém se získá skladovatelný produkt, než výroba tepla a elektřiny v kogeneračních jednotkách. Tento způsob využití bioplynu je zejména vhodný tam, kde není úplně využito odpadní teplo.

V České republice neexistuje projekt čištění bioplynu na biometan a jeho využití pro vtláčení do plynovodní sítě nebo pro využití v dopravě. Prozatím veškeré snahy upravovat bioplyn na kvalitu zemního plynu narážejí na nedostatečnou legislativu a nulovou podporu ze strany státu. Využití biometanu v dopravě závisí ve značné míře i na rozvoji zemního plynu v dopravě, především na vybudování dostatečné sítě CNG plnicích stanic a na výrobě a prodeji sériových vozidel na CNG.

Následná příloha je přehledem biometanových stanic v evropských státech zpracovaná v tabulkách.

Tabulka 15 – Přehled biometanových stanic v Německu

Místo	Substrát	Využití biometanu	% CH ₄	Použitá technologie	Výkon stanice (Nm ³ /hod. bioplynu)	Rok zprovoznění
Altendadt	Bloodpad	Plynárenská síť		Vodní vypírka	1 250	2009
Botrop	Čistírenské kaly	Automobilové palivo		Adsorpce PSA	120	2008
Burgrieden	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Adsorpce PSA	300	2008
Einbeck	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Chemická vypírka	1 000	2009
Ettlingen	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Adsorpce PSA	600	2008
Forchheim	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Fyzikální absorpce	1 000	2009
Gemeinde Graben Landkreis Augsburg	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Adsorpce PSA	1 000	2008
Godenstedt	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Chemická vypírka	600	2009
Güstrow, M-V	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Vodní vypírka	10 000	2009
Hardegesen	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Chemická vypírka	1 000	2009
Horn-Bad Meinberg (NRW)	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Chemická vypírka	2 000	2009
Jameln	Keřa Energetické plodiny	Automobilové palivo Plynárenská síť		Fyzikální absorpce	160	2005
Kerpen	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Adsorpce PSA	1 000	2008

Ketzin	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Adsorpce PSA	400	2008
Könnern I	Kejda Energetické plodiny	Plynárenská síť		Vodní vypírka	1 250	2007
Könnern II	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Chemická vypírka	3 400	2009
Lüchow	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Vodní vypírka	1 250	2008
Maihingen	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Vodní vypírka	1 250	2007
Mühlacker	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Adsorpce PSA	920	2007
Niederndodeleben	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Vodní vypírka	1 250	2008
Piening	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Adsorpce PSA	920	2006
Rathenow	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Fyzikální absorpce	1 130	2009
Ronnenberg	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Fyzikální absorpce	650	2008
Schwandorf I	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Organická vypírka	1 000	2007
Schwandorf II	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Adsorpce PSA	2 000	2008
Straelen	Energetické plodiny Kejda	Plynárenská síť		Adsorpce PSA	1 000	2006
Utzensdorf	Bloodpad	Plynárenská síť	96	Adsorpce PSA	100	2009
Werlte	Kejda Bloodpad	Plynárenská síť		Adsorpce PSA	500	2007
Wixhausen (Darmstadt)	Kejda Energetické plodiny	Plynárenská síť		Vodní vypírka	300	2008
Wriezen	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Adsorpce PSA	1 200	2009
Wüsting	Energetické plodiny	Plynárenská síť		Adsorpce PSA	1 200	2009

Tabulka 16 – Přehled biometanových stanic v Rakousku

Místo	Substrát	Využití biometanu	% CH ₄	Použitá technologie	Výkon stanice (Nm ³ /hod. bioplynu)	Rok zprovoznění
Bruck/Leitha	Bioodpad	Plynárenská síť	97	Membránová separace	180	2007
Linz		Plynárenská síť	97	Vodní vypírka	800	2008
Margarethen am Moos	Energetické plodiny Kejda	Automobilové palivo	> 95	Membránová separace	70	2007
Pucking	Kejda	Plynárenská síť	97	Adsorpce PSA	10	2005
Reitbach/Eugendorf	Energetické plodiny	Plynárenská síť Automobilové palivo	97	Adsorpce PSA	150	2008

Tabulka 17 – Přehled biometanových stanic ve Španělsku

Místo	Substrát	Využití biometanu	% CH ₄	Použitá technologie	Výkon stanice (Nm ³ /hod. bioplynu)	Rok zprovoznění
Madrid	Bioodpad	Automobilové palivo	96,5	Vodní vypírka	4000	2008
Vacarisses (Barcelona)	Skládkový plyn	Automobilové palivo	> 85	Chemická vypírka	100	2005

Tabulka 18 – Přehled biometanových stanic ve Švýcarsku

Místo	Substrát	Využití biometanu	% CH ₄	Použitá technologie	Výkon stanice (Nm ³ /hod. bioplynu)	Rok zprovoznění
Bachenbülach	Biodpad	Plynárenská síť Automobilové palivo	96	Adsorpce PSA	50	1996
Berne	Čistírenské kaly	Plynárenská síť	96	Adsorpce PSA	300	2007
Bischofszell	Čistírenské kaly	Plynárenská síť	96	Fyzikální absorpce	100	2007
Jona	Biodpad	Plynárenská síť	96	Fyzikální absorpce	55	2005
Inwil	Biodpad Kejda	Plynárenská síť	96	Adsorpce PSA	225	2009
Lavigny	Biodpad	Plynárenská síť	96	Adsorpce PSA	150	2009
Lucerne	Čistírenské kaly	Plynárenská síť	96	Adsorpce PSA	75	2004
Obermeilen	Čistírenské kaly	Plynárenská síť	96	Chemická vypírka	100	2008
Otelfingen	Biodpad	Automobilové palivo	96	Adsorpce PSA	50	1998
Pratteln	Biodpad	Plynárenská síť	96	Fyzikální absorpce	300	2006
Roche	Čistírenské kaly	Plynárenská síť	96	Adsorpce PSA	250	2008
Romanshorn	Čistírenské kaly	Plynárenská síť		Fyzikální absorpce	100	2007
Rümlang	Biodpad	Automobilové palivo	96	Adsorpce PSA	30	1995
Samstagern	Biodpad	Plynárenská síť	96	Adsorpce PSA	50	1998
Utzensdorf	Biodpad	Plynárenská síť	96	Adsorpce PSA	100	2009
Widnau	Zemědělská kofermentace	Plynárenská síť	96	Adsorpce PSA	100	2007

Tabulka 19 – Přehled biometanových stanic ve Švédsku

Místo	Substrát	Využití biometanu	% CH ₄	Použitá technologie	Výkon stanice (Nm ³ /hod. bioplynu)	Rok zprovoznění
Bjuv	Bloodpad Kejda	Plynárenská síť	97	Adsorpce PSA	500	2007
Boden	Čistírenské kaly Bloodpad	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	360	2007
Borås	Bloodpad Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Chemická vypírka	450	2002
Bromma, Stockholm	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Adsorpce PSA	250	2002
Bromma, Stockholm	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Adsorpce PSA	250	2003
Eskiltuna	Bloodpad Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	330	2003
Eslov	Bloodpad Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	80	1999
Falkenberg	Bloodpad Čistírenské kaly Energetické plodiny	Plynárenská síť	97	Chemická vypírka	750	2009
Falköping	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	200	2007
Göteborg	Bloodpad Čistírenské kaly	Plynárenská síť	97	Chemická vypírka	1 600	2007
Helsingborg	Bloodpad Kejda	Automobilové palivo Plynárenská síť	97	Adsorpce PSA	350	2001
Helsingborg	Bloodpad Kejda	Automobilové palivo Plynárenská síť	97	Vodní vypírka	650	2007

Helsingborg	Čistírenské kaly	Plynárenská síť	97	Vodní vypírka	250	2007
Henriksdal, Stockholm	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	600	2004
Henriksdal, Stockholm	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	800	2006
Himmerfjärden, Stockholm	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Chemická vypírka	800	2009
Jönköping	Čistírenské kaly Bloodpad	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	300	2000
Kalmar	Čistírenské kaly Kejda	Automobilové palivo	97	Chemická vypírka	200	2008
Katrineholm	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	80	2009
Kristianstad	Bloodpad Kejda	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	280	1999
Kristianstad	Bloodpad Kejda Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	600	2006
Laholm	Bloodpad Kejda	Plynárenská síť	97	Vodní vypírka	500	2000
Linköping	Čistírenské kaly Bloodpad	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	2*300	1997
Linköping	Čistírenské kaly Bloodpad	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	1400	2002
Malmö	Čistírenské kaly	Plynárenská síť	97	Adsorpce PSA	500	2008
Motala	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	80	2009
Norrköping	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	250	2004

Norrköping	Odpad z lihovaru Energetické plodiny	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	240	2006
Skellefteå	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	250	2005
Skövde	Čistírenské kaly Jateční odpady	Automobilové palivo	97	Adsorpce PSA	140	2002
Trollhättan	Čistírenské kaly Bloodpad	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	200	1995
Trollhättan	Čistírenské kaly Bloodpad	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	400	2001
Ulricehamn	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Adsorpce PSA	20	2003
Uppsala	Čistírenské kaly Bloodpad	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	400	2001
Västervik	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	130	2009
Västerås	Čistírenské kaly Bloodpad	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	650	2004
Örebro	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	450	2007
Örebro	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	2000	2009
Östersund	Čistírenské kaly	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	200	2006

Tabulka 20 – Přehled biometanových stanic v dalších evropských státech

Místo	Substrát	Využití biometanu	% CH ₄	Použitá technologie	Výkon stanice (Nm ³ /hod. bioplynu)	Rok zprovoznění
Francie						
Lille	Bioodpad	Automobilové palivo	97	Vodní vypírka	2*600	2007
Lille Marquette				Vodní vypírka	100	2009
Island						
Reykjavik	Skládkový plyn	Automobilové palivo		Vodní vypírka	700	2005
Norsko						
Fredrikstad		Automobilové palivo		Adsorpce PSA		2001
Oslo	Čistírenské kaly	Automobilové palivo		Chemická vypírka	750	2009
Stavander	Čistírenské kaly Bioodpad	Plynárenská síť		Chemická vypírka	500	2009
Nizozemí						
Beverwijk	Skládkový plyn	Plynárenská síť	88	Membránová separace		2006
Collendoorn	Skládkový plyn	Plynárenská síť	88	Membránová separace	375	1993
Mijdrecht	Čistírenské kaly	Plynárenská síť	88			2009
Nuenen	Skládkový plyn	Plynárenská síť	88	Adsorpce PSA	1 500	1990
Tilburg-De Spinder	Skládkový plyn	Plynárenská síť	88	Vodní vypírka	2 100	1987
Wijster	Skládkový plyn	Plynárenská síť	88	Adsorpce PSA	1 150	1989

Literatura, Zdroje

Straka F. a kolektiv:

Bioplyn: Příručka pro výuku, projekci a provoz bioplynových systémů. II. rozšířené a doplněné vydání. Praha: GAS, 2006.

Fík, J.:

Spalovací vlastnosti zemního plynu. TZB Info.

SEVEn, o.p.s:

Využití bioplynu v dopravě, 2009.

Šebor G., Pospíšil M., Žákovec J.:

Technicko-ekonomická analýza vhodných paliv v dopravě, Praha, 2006.

TPG 902 02:

Jakost a zkoušení plyných paliv vysokým obsahem metanu.

TDG 983 01:

Vtláčení bioplynu do plynárenských sítí. Požadavky na kvalitu a měření.

RWE GasNet:

Technické podmínky vtláčení biometanu do DS a připojování bioplynových stanic.

European Commission:

Well-to-Wheels Report: Analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context WELL-to-WHEELS Report Version 2c, March 2007.

2009/28/ES

– Směrnice Evropského parlamentu a rady o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném rušení směrnice 2001/77/ES a 2003/30/ES, duben 2009.

2003/30/EC

– Směrnice Evropského parlamentu a Rady o podpoře používání biopalin nebo jiných obnovitelných paliv v dopravě, květen 2003.

Frühbauer Z.:

Diplomová práce „Využití bioplynu v plynárenské síti“ Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství, Ústav procesního a ekologického inženýrství.

Klinski S.:

Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, IE-Leipzig, 2006.

Tenkrát D., Prokeš O.:

Plynná paliva z alternativních (obnovitelných) zdrojů a možnosti jejich přepravy a distribuce ve stávající plynovodní síti, Chem. Listy, 2008.

Tenkrát D., Štefl P.:

TDG 983 01 a předpisy pro vtláčení biometanu do plynárenských sítí. Mezinárodní konference Bioplyn 2011.

Persson M.:

Evaluation of Upgrading Techniques for Biogas, October 2003.

Persson M., Wellinger A.:

Biogas Upgrading and Utilisation. IEA Bioenergy.

Petersson A., Wellinger A., Lindberg A.:

Biogas upgrading technologies – developments and innovations, Task 37 – Energy from biogas and landfill gas, 2009.

Čermáková J, Tenkrát D.:

Biomethan jako alternativní palivo pro pohon motorových vozidel. Aprochem 2010.

Graf F., Klaas U.:

State of biogas injection to the gas grid in Germany.

Dvořák V.:

Kogenerační využití biometanu vtlačného do plynárenských sítí.
Konference Bioplyn a biometán – Efektivna alternativa energie, 2012.

Voříšek T., Málek B.:

Předpoklady a perspektivy využití biometanu (nejen) v dopravě ve středoevropském kontextu. SEVEN.

www.iea-biogas.net

www.czba.cz

www.biogaspartner.de