



## **ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМЕТАНА В УКРАИНЕ**

Аналитическая записка БАУ № 11

Гелетуха Г.Г., Кучерук П.П., Матвеев Ю.Б.

25 июля 2014 г.

Обсуждение в БАУ: с 11.07.2014 по 30.07.2014  
Утверждение Правлением БАУ и публикация на [www.uabio.org](http://www.uabio.org): 25.07.2014  
Публикация доступна на: [www.uabio.org/activity/uabio-analytics](http://www.uabio.org/activity/uabio-analytics)  
Для отзывов и комментариев: [geletukha@uabio.org](mailto:geletukha@uabio.org)

## **БЛАГОДАРНОСТИ**

Авторы выражают искреннюю благодарность всем специалистам, принявшим активное участие в обсуждении аналитической записки и представившим свои замечания и комментарии. Большинство замечаний было учтено при подготовке финальной версии документа, что существенно улучшило его качество.

В частности, выражаем благодарность:

*Мовсесову Гарри Ервандовичу*

*Олейнику Евгению Николаевичу*

*Сысоеву Максиму Александровичу*

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
РАЗВИТИЕ ПРОИЗВОДСТВА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМЕТАНА В МИРЕ.....	5
Общеввропейские проекты развития производства потребления БМ.....	9
ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА.....	10
Выбор методов очистки биогаза .....	11
Методы обогащения биогаза до биометана .....	12
Сравнительная энергетическая эффективность разных технологий обогащения биогаза....	15
Стандартизация качества биометана .....	16
МЕХАНИЗМЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА В ЕС .....	17
Разработка национальных реестров производства БМ .....	23
ПОТЕНЦИАЛ И ВОЗМОЖНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА В УКРАИНЕ .....	23
ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМЕТАНА В УКРАИНЕ.....	24
Масштабы проектов.....	24
Потребление природного газа в Украине .....	25
Газовые сети .....	26
Определение и стандарты качества природного газа.....	28
Подключение к газораспределительным сетям .....	30
Использование биометана автомобильным транспортом.....	31
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА .....	32
ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА В УКРАИНЕ .....	35
Примеры ТЭО производства биометана на основе птичьего помета в смеси с силосом кукурузы .....	37
ПРЕДЛОЖЕНИЯ БАУ ПО СТИМУЛИРОВАНИЮ РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА.....	39
Предпосылки для производства БМ в Украине .....	39
Барьеры для развития производства БМ. ....	39
Предложения БАУ .....	39
ВЫВОДЫ.....	40
Условные обозначения .....	43
Обозначение единиц измерения энергии .....	44
Предыдущие публикации БАУ.....	44

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящей аналитической записке Биоэнергетической ассоциации Украины рассмотрены перспективы развития нового для Украины направления возобновляемой энергетики – производства биометана (БМ). Показаны возможность, важность, целесообразность, а также рекомендации по развитию производства и использования биометана в Украине.

Биометан при нормальных условиях является газообразным топливом с теплотворной способностью, близкой к ПГ (до 35 МДж/нм<sup>3</sup>). На сегодняшний день биометан производят преимущественно путем очистки и обогащения биогаза, производимого биохимическими методами из различных видов органического сырья.

Производство биометана стремительно развивается в странах ЕС и имеет хорошие предпосылки и перспективы в Украине, а именно:

1. Высокая энергетическая интенсивность экономики Украины по сравнению с мировыми показателями. Необоснованно большое потребление природного газа, в том числе на нужды отсталых промышленных предприятий.
2. Критическая зависимость Украины от нестабильных поставок газа с внешних рынков, в том числе из России.
3. Высокие и нестабильные цены на природный газ, тенденция к их увеличению для всех категорий потребителей.
4. Большой потенциал производства биогаза из отходов АПК (3,2 млрд. м<sup>3</sup> СН<sub>4</sub> в год).
5. Большой потенциал производства биогаза/биометана (3,3 млрд. м<sup>3</sup> СН<sub>4</sub> в год) при использовании свободных пахотных плодородных земель под выращивание сырьевых энергетических культур при их потенциально меньшей себестоимости (по сравнению с производством западными странами).
6. Наличие значительного числа агрохолдингов, имеющих финансово-земельный потенциал для развития крупных проектов по производству биометана.
7. Развитая транспортная инфраструктура ПГ, включающая как магистральные трубопроводы, соединяющие Украину со странами Европы, так и сети распределительных трубопроводов, обеспечивающих бóльшую часть населения Украины природным газом.
8. Традиции использования ПГ на транспорте, развитая сеть газовых заправочных станций (АГНКС<sup>1</sup>).

Биометан можно производить как для внутреннего потребления (подача в газораспределительные сети с последующим потреблением для производства электрической и/или тепловой энергии, либо использование в качестве автомобильного топлива), так и на экспорт (магистральными газопроводами, автомобильным, ж/д или морским транспортом).

В настоящее время в Украине нет примеров проектов производства биометана, как и не существует нормативной и законодательной базы для его использования. Учитывая перспективность данного направления в нынешних условиях Украины, представленный в

---

<sup>1</sup> АГНКС – автомобильная газонаполнительная компрессорная станция

данной работе материал видится достаточно полезным и актуальным при принятии политических и инвестиционных решений.

## **РАЗВИТИЕ ПРОИЗВОДСТВА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМЕТАНА В МИРЕ**

Общее производство первичной энергии из биогаза в странах ЕС в 2012 г. составило более 12 млн т н.э. (экв. 14,8 млрд м<sup>3</sup> ПГ)<sup>2</sup>. Общее количество биогазовых установок в 2014 году превысило 13800 ед<sup>3</sup>. Согласно Национальным планам действий по развитию возобновляемой энергетики стран ЕС (NREAP), к 2020 г. ожидается производство биогаза в эквиваленте 28 млрд м<sup>3</sup> ПГ. При этом ожидается, что использование земельных ресурсов для реализации заявленных энергетических планов не приведет к конкуренции с производством основных продуктов питания и кормов.

Доминирующим направлением энергетического использования биогаза является производство электроэнергии с последующей подачей в электрическую сеть. В последнее десятилетие начали интенсивно развиваться проекты производства биометана с последующей закачкой в сети ПГ. Обычно биометан подается в распределительные сети под давлением ниже 16 бар. Примеры инъекции биометана в магистральные трубопроводы высокого давления или газовые хранилища отсутствуют. В некоторых случаях БМ подается напрямую на газозаправочные станции для использования в качестве моторного топлива.

Проекты производства биометана географически расположены в европейских странах, Северной Америке (США, Канада), а также дальневосточных странах: Японии и Южной Корее (рис. 1).

В настоящее время БМ производится в 15 европейских странах<sup>4</sup>. Подача БМ в сеть имеет место в 11 странах (Австрия, Чехия, Германия, Дания, Финляндия, Франция, Люксембург, Нидерланды, Норвегия, Швеция, Великобритания)<sup>5</sup>. В 12 европейских странах (Австрия, Чехия, Германия, Дания, Финляндия, Франция, Венгрия, Исландия, Италия, Нидерланды, Швеция, Великобритания) биометан используется как моторное топливо (в чистом виде либо в смеси с ПГ). Биометан также используют для производства тепла (также в чистом виде либо в смеси с ПГ).

На сегодняшний день общее количество биометановых станций в европейских странах достигло 250 ед., из которых 200 станций подают БМ в сеть ПГ<sup>6</sup>.

---

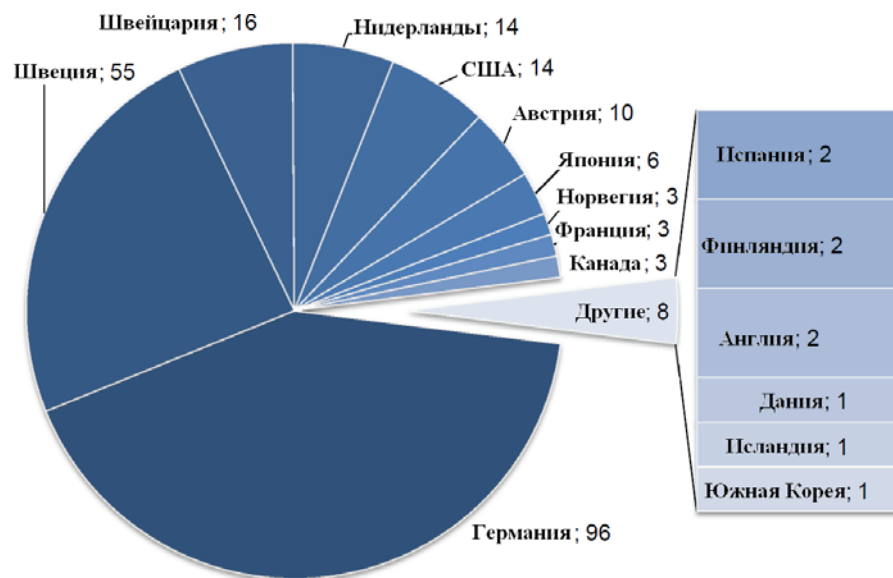
<sup>2</sup> Biogas Barometer / EurObserver, 2013

<sup>3</sup> European Biogas Assotiation (EBA) / Press release, 15 January 2014, Nuremberg

<sup>4</sup> EBA's BIOMETHANE fact sheet / European Biogas Assotiation (EBA), 2013

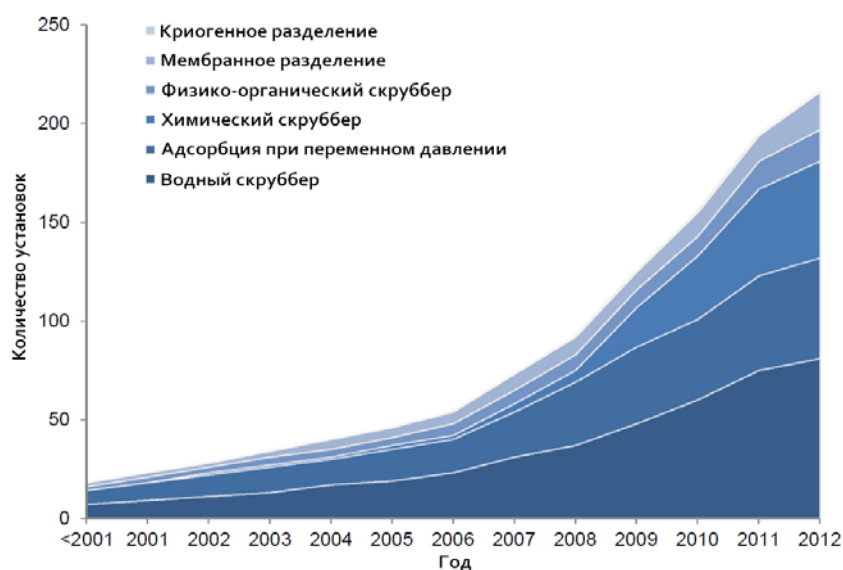
<sup>5</sup> Attila Kovacs Proposal for a European Biomethane Roadmap / EBA, December 2013

<sup>6</sup> European Biogas Assotiation (EBA) Deutsche Energie Agentur (DENA), 2014



**Рис. 1** – Количество проектов производства биометана в мире<sup>7</sup>, *IEA Bioenergy Task 37, 2012*

Для очистки биогаза до биометана используются разные технологии. Наиболее распространена технология водяного скруббера, а также адсорбция при переменном давлении (АПД) и использование химического скруббера (рис. 2).



**Рис. 2** – Технологии очистки биогаза до биометана в мире<sup>8</sup>, *IEA Bioenergy Task 37, 2012*

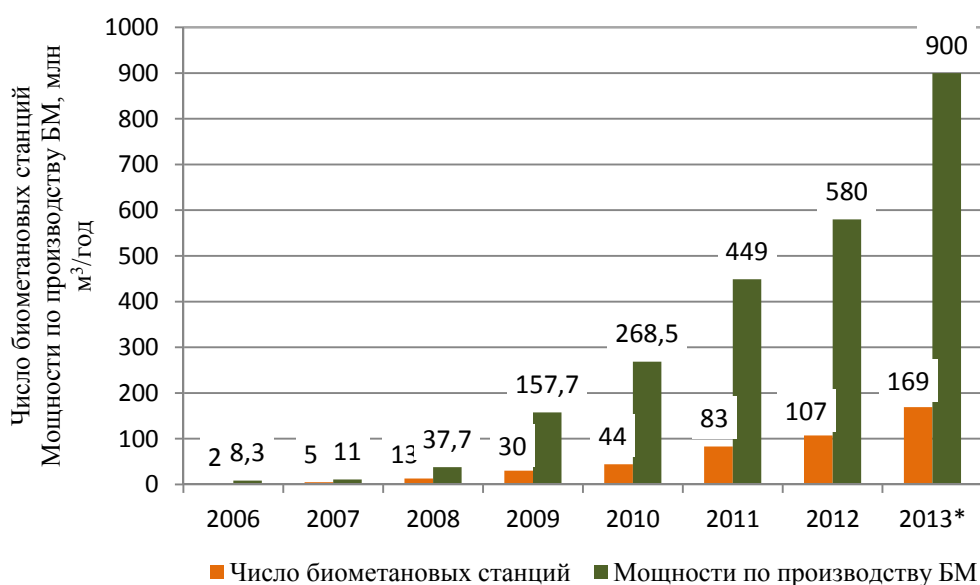
Общее производство БМ в 2012 г. составило 0.76 млрд м<sup>3</sup>. По оценкам Европейской биогазовой ассоциации (ЕВА) к 2020 г. производство БМ в странах ЕС может достичь 8.9 млрд м<sup>3</sup>/год, к 2030 г. – 19.8 млрд м<sup>3</sup>/год. Согласно результатам исследований трех европейских биометановых проектов BIOMASTER, GreenGasGrids и Urban Biogas, к 2030 г. биометан сможет заместить 3% общего потребления ПГ или 10% общего потребления моторных топлив в ЕС. По данным NGVA (Natural and bio Gas Vehicle Association),

<sup>7</sup> Fredric Bauer, Christian Hulteberg, Tobias Persson, Daniel Tamm. Biogas upgrading – Review of commercial technologies / SGC Rapport 2013:270

<sup>8</sup> Fredric Bauer, Christian Hulteberg, Tobias Persson, Daniel Tamm. Biogas upgrading – Review of commercial technologies / SGC Rapport 2013:270

производство БМ из 3.5-5.4% биогаза может в 2020 г. заместить 10% общего потребления газового моторного топлива или 0.5% общего потребления моторных топлив в ЕС.

Наиболее динамично проекты производства БМ развиваются в **Германии**. Первая установка по производству биометана начала свою работу в 2006 году. За период с 2006 по 2013 г.г. число биометановых проектов выросло до 169 ед. При этом общая мощность по производству БМ увеличилась до 900 млн м<sup>3</sup> БМ в год (Рис. 3) Большая часть проектов поставляла биометан в газовые сети, несколько проектов обеспечивали заправочные станции. Мощность биометановых проектов варьируется в стране в широких пределах. Самые крупные проекты производят до 10000 м<sup>3</sup>/час биометана (Güstrow, Zörbig, Schwedt), мелкие проекты производят менее 300 м<sup>3</sup>/час биометана. Средняя проектная мощность по производству биометана составляет 550-600 м<sup>3</sup>/час.



\*- прогноз по заявленным проектам

**Рис. 3** – Развитие производства биометана в Германии<sup>9</sup>

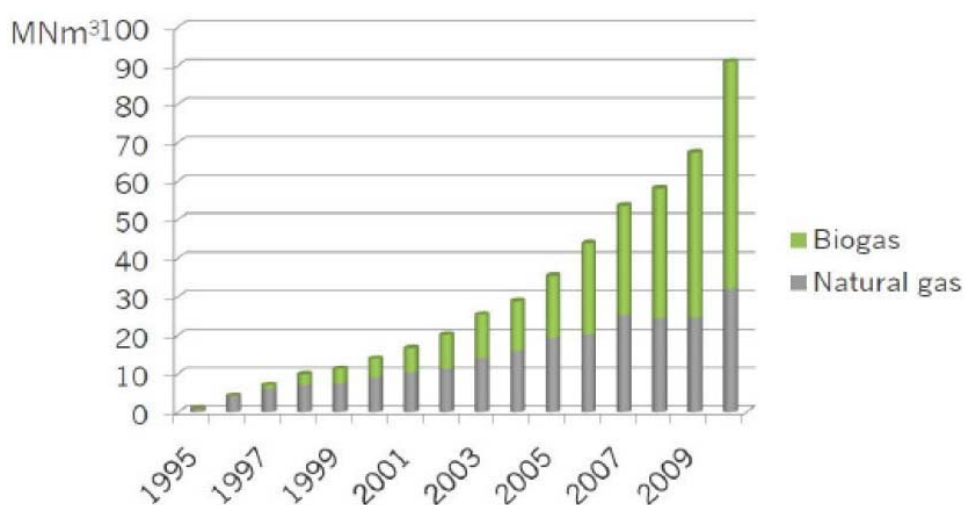
В целом, по состоянию на декабрь 2013 г. первичная энергия биометана в Германии использовалась преимущественно в виде электрической энергии (68%) и тепловой энергии (31%).

Природный газ играет незначительную роль в транспортном секторе Германии. Примерно 90 тысяч автомобилей страны работает на природном газе (0,2% автопарка). По этой причине лишь незначительная доля (1%) БМ нашла применение в качестве моторного топлива. При этом количество газозаправочных станций достаточно велико и составляет 900 единиц, хотя плотность газозаправочной сети уступает плотности заправок на жидком топливе. Существует тенденция роста использования биометана в качестве МТ. Так, в течение 2012 г. доля использования биометана на транспорте увеличилась с 6 до 15% общего использования газового моторного топлива на рынке.

<sup>9</sup> Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., dena

Федеральное Правительство Германии поставило цель к 2020 г. увеличить производство БМ до 6 млрд м<sup>3</sup>/год и к 2030 г. – до 10 млрд м<sup>3</sup>/год. Сформулированы также цели по дальнейшему увеличению использования БМ в качестве моторного топлива. Выполнение этих целей будет сопровождаться увеличением количества газозаправочных станций с 900 до 1300 ед., введением нормы использования БМ на уровне 20% в смеси с компримированным ПГ.

**Швецию** по праву считают лидером использования биометана на транспорте. По состоянию на 2012 г. здесь насчитывалось 55 биометановых станции (БМС), из которых лишь 11 поставляли БМ в сети ПГ<sup>10</sup>. Общая производительность станций составляла порядка 135 млн м<sup>3</sup> БМ в год. При среднем ежегодном росте потребления метана в качестве моторного топлива на 25% доля биометана в 2009 году в Швеции в два раза превысила долю природного газа (рис. 4).



**Рис. 4** – Развитие потребления метана транспортным сектором Швеции<sup>11</sup>

В Швеции имеется развитая инфраструктурная сеть, позволяющая потреблять БМ в значительном количестве. Так в 2012 г. здесь насчитывалось 138 публичных и 57 ведомственных газозаправочных станций для БМ. Биометан использовали 44 тыс. автомобилей, в т.ч. 1800 автобусов и 600 грузовых автомобилей.

Для очистки биогаза в Швеции в основном используют технологию водяного скруббера (68.6%), в меньшей степени АПД (14.7%) и аминовый скруббер (16.7%).

**В Швейцарии** по состоянию на 2013 г. работало 19 БМС и 135 заправочных станций на БМ. Общая производительность БМС составляла около 53 млн м<sup>3</sup> БМ в год. В Швейцарии хорошо развита инфраструктура для использования газового моторного топлива. Правительство поддерживает использование как сжатого, так и сжиженного газа, существует около 10 тысяч газовых автомобилей и 130 общественных заправочных станций.

Наиболее распространена очистка АПД (11 станций). Применяются также химический и аминовый скрубберы (по 3 станции), а также физико-органический скруббер (2 станции).

<sup>10</sup> Svenskt Gastekniskt Center AB (SGC), 2013

<sup>11</sup> Natural Gas for Vehicles – IGU & UN ECE Joint Report



В Нидерландах в 2012 г. работали 21 БМС. Четыре станции производили биометан из биогаза с полигонов ТБО, 4 – осадков сточных вод, 10 – органической фракции ТБО и отходов промышленности, 3 – биомассы АПК. На всех БМС была организована подача БМ в сеть ПГ. Общее производство БМ находится на уровне 100 млн м<sup>3</sup> в год<sup>12</sup>. Целью страны является производство биометана в 2020 году в энергетическом эквиваленте 24 ПДж ( 670 млн м<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>).

В Австрии существуют многолетние традиции получения биогаза из ТБО, осадков сточных вод и промышленных отходов. Кроме производства биометана из биогаза, развиваются технологии газификации, а также исследовательские проекты по производству синтетического природного газа (bio-SNG). Пилотная установка по производству bio-SNG из древесины мощностью 120 м<sup>3</sup>/час запущена в 2006 году в городе Гюссинг.

Всего в стране работает более 500 биогазовых установок (БГУ). Первая станция по производству биометана заработала в 2005 г., на сегодняшний день насчитывается 12 БМС общей производительностью около 24 млн м<sup>3</sup> БМ в год<sup>13</sup>. Большая часть станций подает БМ в сеть ПГ. В трех проектах организована непосредственная подача БМ на газозаправочные станции. Биометан преимущественно утилизируется на транспорте, а также для производства тепла

В Австрии насчитывается около 6000 автомобилей на сжатом природном газе, потребляющих около 475 ТДж (2% потребления ПГ). Система из 170 газозаправочных станций является одной из наиболее развитых в Европе. Планируется увеличения количества заправок до 200. Развита система блендирования ПГ с помощью добавки 20% биометана под брендом bio-CNG.

Наиболее распространенной технологией очистки биогаза является технология АПД (5 станций). Применяются также технологии водяного и аминового скруббера, а также мембранного разделения.

### **Общеввропейские проекты развития производства потребления БМ**

Развитие производства БМ в Европе сопровождается и стимулируется общеввропейскими проектами, например:

- **GreenGasGreeds** – проект, призванный содействовать производству и подаче БМ в сеть ПГ; в проекте участвует консорциум из 13 европейских партнерских компаний, координируемый Немецким Энергетическим Агентством (dena);
- **BIOMASTER** – проект, поддерживаемый 17 партнерскими компаниями, призван содействовать использованию биометана на транспорте; проектом ставится также цель содействовать использованию метана в сети ПГ;
- **Urban Biogas** – проект, призванный содействовать использованию биометана в локальных сетях ПГ городских населенных пунктов. Базовой идеей проекта является разработка проектов переработки муниципальных отходов в биометан в городах пяти европейских стран (Хорватия, Португалия, Австрия, Польша, Латвия).

<sup>12</sup> GreenGasGreeds / Netherlands / Biomethane Utilisation pathways. Доступно: <http://www.greengasgrids.eu/market-platform/netherlands/utilisation-pathways.html>

<sup>13</sup> Günter Bochmann / Universitet BOKU, 2013 Austria

## ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА

Биометан можно производить тремя основными способами:

1. Микробиологическая ферментация органического материала с низким содержанием лигноцеллюлозных комплексов (ЛЦК), в основном сырья и отходов АПК, органической фракции ТБО, сточных вод и их осадков в контролируемых биореакторах с получением биогаза и последующей его очисткой от примесей с повышением содержания метана и доведением до качества ПГ;
2. Сбор биогаза на полигонах и свалках ТБО с последующей его очисткой от примесей и доведением до качества ПГ;
3. Газификация биомассы (с высоким содержанием ЛЦК, преимущественно древесины), с получением синтез-газа (смесь водорода, монооксида углерода и метана) с последующей его метанизацией, очисткой и доведением до качества ПГ. Технология газификации и метанизации находится на стадии исследований и пилотных проектов.

Биогаз состоит преимущественно из  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  (суммарно до 98-99%) и примесей (0-2%).

В зависимости от вида сырья и применяемой технологии состав биогаза может существенно отличаться, что во многом предопределяет технологию его очистки при производстве биометана. В табл. 1 приведена сравнительная характеристика биогаза из разных источников.

**Таблица 1.** Состав и свойства биогаза из разных источников<sup>14</sup>

Параметр	Единицы измерения	Биогаз с полигонов ТБО	Биогаз из навоза
Низшая теплотворная способность	МДж/нм <sup>3</sup>	16	23
	кВт·ч/нм <sup>3</sup>	4,4	6,5
	МДж/кг	12,3	20,2
Объемный вес	кг/нм <sup>3</sup>	1,3	1,2
Число Уобба	МДж/нм <sup>3</sup>	18	27
Метановое число	-	> 130	>135
Метан	об-%	45	63
Метан, вариация	об-%	35–65	53–70
Высшие гидрокарбонаты	об-%	0	0
Водород	об-%	0–3	0
Оксид углерода	об-%	0	0
Двуокись углерода	об-%	40	47
Двуокись углерода, вариация	об-%	15–50	30–47
Азот	об-%	15	0,2
Азот, вариация	об-%	5–40	–
Кислород	об-%	1	0
Кислород, вариация	об-%	0–5	–
Сероводород	ppm	< 100	< 1000
Сероводород, вариация	ppm	0–100	0–10000
Аммиак	ppm	5	<100
Общий хлор (в пересчете на Cl <sup>-</sup> )	мг/нм <sup>3</sup>	20–200	0–5

<sup>14</sup> M. Persson, O. Jönsson, A. Wellinger. Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection. – IEA Bioenergy. Task 37 - Energy from biogas and landfill gas. – December 2006.

Важным отличием биогаза, собранного на полигонах ТБО, является вероятность повышенного содержания в нем азота, кислорода, соединений серы, хлора, силоксанов. В свою очередь, биогаз из отходов и сырья АПК отличается повышенным содержанием сероводорода и аммиака, силоксаны<sup>15</sup> в нем практически отсутствуют.

Различные компоненты в биогазе могут оказывать разное влияние на системы последующей транспортировки и утилизации биометана. В табл. 2 приведены основные примеси в биогазе и характер их влияния.

В биогаз, откачиваемый на полигонах ТБО, наряду с азотом, может попадать кислород при инфильтрации воздуха сквозь тело полигона. Кислород способствует коррозии и образованию биообрастаний в газохранилищах. Приоритетной задачей, в случае производства биометана, является максимальное уменьшение попадания кислорода в биогаз, что достигается как применением соответствующих способов предварительной очистки, так и контролем попадания воздуха в системах откачки биогаза на полигонах ТБО.

**Таблица 2.** Виды примесей в биогазе из разных источников и характер их влияния<sup>16</sup>

Вид примеси	Источник образования	Характер влияния
CO <sub>2</sub>	Минерализация углерода органического вещества	Снижает общую калорийность, приводит к коррозии металлических частей оборудования вследствие образования слабой карбоновой кислоты
H <sub>2</sub> S	Белки, навоз, органические отходы	Приводит к коррозии металлических частей, эмиссии SO <sub>2</sub> при сжигании или H <sub>2</sub> S при неполном сжигании, разрушает каталитический нейтрализатор
H <sub>2</sub> O		Вследствие образования с другими веществами слабых кислот способствует коррозии металлических частей; повреждает измерительные приборы вследствие попадания конденсата; приводит к обледенению накопившейся влаги при высоких давлениях и относительно низкой температуре
NH <sub>3</sub>	Белки	Приводит к увеличению антидетонационных свойств двигателей; обуславливает образование NO <sub>x</sub> , способствует коррозии
N <sub>2</sub>	С воздухом	Приводит к увеличению антидетонационных свойств двигателей; снижает общую калорийность
Силоксаны	Косметика, противопенные агенты, моющие средства. Присутствует в биогазе с полигонов ТБО и осадков СВ	Вследствие образования кварцевых частиц кремнезема приводит к истиранию движущихся частей оборудования
Пыль	Биогаз полигонов ТБО	Приводит к забиванию вентиляционных и дымовых труб

### Выбор методов очистки биогаза

Существует три основных причины, по которым нужно очищать биогаз:

- Обеспечение соответствия требованиям к свойствам топлива, применяемого в различных типах оборудования (двигатели, котлы, топливные элементы, т.п.);
- Увеличение калорийности газового топлива;
- Стандартизация газовых топлив.

<sup>15</sup> силоксаны — соединения, содержащие в молекуле чередующиеся атомы кремния и кислорода.

<sup>16</sup> Sabine Strauch, Joachim Krassowski, Ankit Singhal. Biomethane Guide for Decision Makers – Policy guide on biogas injection into the natural gas grid / Fraunhofer UMSICHT WP 2 / D 2.3 April 2013

Методы очистки биогаза от примесей зависят от способа его дальнейшей утилизации. Так, например, при использовании биогаза для производства тепла в котлах, ограничения касаются лишь концентрации  $H_2S$  (не более 1000 ppm). При этом нет необходимости удалять влагу и углекислый газ. В случае применения биогаза в кухонных плитах существуют более высокие требования к очистке от  $H_2S$ . При сжигании биогаза в газопоршневых двигателях существуют определенные требования к содержанию  $H_2S$  (обычно не выше 200 ppm) и силоксанов, а также к избыточному содержанию влаги (не допускается образования конденсата). Наиболее строгие требования к очистке биогаза предъявляются в случае подачи его в сеть ПГ и при прямом использовании в качестве моторного топлива. В этом случае необходимо обогащение биогаза до качества ПГ.

### **Методы обогащения биогаза до биометана**

Основным целевым компонентом удаления при обогащении биогаза до качества БМ является углекислый газ. Технология его удаления является определяющей в общей схеме очистки. Дополнительными этапами очистки являются предварительное удаление либо доочистка от примесей, преимущественно  $H_2S$ , влаги, силоксанов, а также возможная коррекция состава БМ по температуре точки росы и теплотворной способности в зависимости от требований применяемого стандарта. Важным компонентом схемы является очистка отходящих газов при сбросе в атмосферу.

В основе применяемых технологий обогащения биогаза лежат сорбционные, фильтрационные и криогенные методы. Существует 6 основных коммерческих технологий обогащения биогаза:

- Адсорбция при переменном давлении (АПД).
- Абсорбция водой (водяной скруббер).
- Физическая абсорбция органическими сорбентами.
- Химическая абсорбция органическими сорбентами.
- Мембранная сепарация.
- Криогенная сепарация.

### **Адсорбция при переменном давлении (АПД)**

Суть метода АПД состоит в сорбции молекул  $CO_2$  на поверхности материалов при повышенном давлении биогаза. В качестве сорбирующих материалов обычно применяют активированный уголь либо молекулярные сита. В процессе удаляются также  $O_2$  и  $N_2$ . Регенерация материалов проходит путем десорбции при понижении давления. В данном методе влагу и  $H_2S$  удаляют на предварительном этапе.

### **Абсорбция водой (водяной скруббер)**

Растворимость  $CH_4$  в воде в 25 и 74 раз меньше растворимости  $CO_2$  и  $H_2S$  соответственно ( $P=101.325$  Па,  $T=20^\circ C$ )<sup>17,18,19</sup>. Эта физическая особенность положена в

<sup>17</sup> R. Crovetto, Evaluation of Solubility Data for the System  $CO_2$ - $H_2O$ , J. Phys. Chem. Ref. Data, 20, 575, 1991.

<sup>18</sup> P. G. T. Fogg and C. L. Young, Eds., IUPAC Solubility Data Series, Vol. 32, Hydrogen Sulfide, Deuterium Sulfide, and Hydrogen Selenide, Pergamon Press, Oxford, England, 1988.

основу метода разделения газов путем абсорбции в водяном скруббере при повышенном давлении (до 5-10 бар). Десорбция  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  из воды проходит при снижении давления до атмосферного либо вакуумировании. Для интенсификации десорбции применяют отдувку газов воздухом. Для недопущения биологического обрастания системы водооборота на очистной станции, рекомендуется удалять  $\text{H}_2\text{S}$  на предварительной стадии. Пары воды удаляют после стадии обогащения. Особенностью данной технологии является необходимость контроля содержания  $\text{O}_2$  в БМ, попадающего в него с водой после отдувки воздухом.

### **Физическая абсорбция органическими сорбентами (физико-органический скруббер)**

Некоторые органические вещества способны поглощать  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  более активно, чем вода. В качестве такого сорбента обычно используют полиэтиленгликоль (например, торговых марок Selexol<sup>®</sup> и Genosorb<sup>®</sup>). Основные процессы в данном случае проходят по аналогии с технологией водяного скруббера. Сероводород рекомендуется удалять на предварительном этапе, поскольку при регенерации органического сорбента требуется значительное количество энергии на его удаление.

### **Химическая абсорбция органическими сорбентами (химический скруббер)**

Другие органические вещества обладают способностью к селективному химическому связыванию  $\text{CO}_2$  при низком давлении. В технологии химического скруббера используют вещества группы аминов (моноэтаноламин, диметилэтанолламин). Данный метод отличается высокой степенью удаления  $\text{CO}_2$  при незначительных потерях  $\text{CH}_4$ . Регенерация сорбента происходит путем обратной химической реакции, инициируемой обычно нагреванием и/или вакуумированием. Сероводород удаляют на предварительной стадии. После обогащения, биометан осушают и компримируют.

### **Мембранная сепарация**

Мембранная сепарация бывает двух основных типов: “газ-мембрана-газ” (“сухие” мембраны) и “жидкость-мембрана-газ” (“мокрые” мембраны). Принцип “сухих” мембран основан на создании разности давлений по обе стороны мембраны, при этом молекулы газов ( $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ ) проходят сквозь поры мембраны, а молекулы  $\text{CH}_4$  остаются. “Сухие” мембраны работают при высоком (>20 бар) либо среднем давлении (8-10 бар). В случае “мокрых” мембран используют абсорбенты (амины), поглощающие  $\text{CO}_2$ , который диффундирует сквозь мембрану. Процесс проходит при низком избыточном давлении, близком к атмосферному. Перед обогащением биогаз компримируют и осушают. После разделения требуется доочистка БМ от  $\text{H}_2\text{S}$ .

### **Криогенная сепарация**

Температура кипения метана  $-161,5^\circ\text{C}$ , а углекислого газа  $-78,5^\circ\text{C}$ . При понижении температуры в условиях избыточного давления  $\text{CO}_2$  переходит в жидкое состояние, когда метан находится еще в газообразном. При этом  $\text{CO}_2$  можно относительно легко отделить от

---

<sup>19</sup> H. L. Clever and C. L. Young, Eds., IUPAC Solubility Data Series, Vol. 27/28, Methane, Pergamon Press, Oxford, England, 1987.

метана. Выделенный таким способом  $\text{CO}_2$  является достаточно чистым и может быть товарным продуктом. На предварительных этапах из биогаза удаляют влагу и сероводород.

### **Удаление сероводорода ( $\text{H}_2\text{S}$ )**

Для удаления  $\text{H}_2\text{S}$  применяют биологические, химические и физико-химические методы. При биохимической десульфуризации в биогаз попадает избыточное количество  $\text{O}_2$  и  $\text{N}_2$ , что следует учитывать при выборе последующей технологии его обогащения до БМ. В этой связи другие методы, такие как каталитическое превращение в серу на поверхности активированного угля либо обменная реакция с оксидом/гидроксидом железа с образованием  $\text{FeS}$ , в ряде случаев более предпочтительны.

### **Удаление кислорода ( $\text{O}_2$ ) и азота ( $\text{N}_2$ )**

В технологиях обогащения биогаза, таких как АПД и мембранная сепарация, кислород и азот до определенной меры удаляется попутно с  $\text{CO}_2$ .

### **Удаление воды**

Биогаз на выходе из реактора или тела полигона ТБО имеет относительную влажность 100%. Количество паров воды в нем зависит от температуры и при  $35^\circ\text{C}$  составляет  $40 \text{ г/м}^3$ . Типичным способом удаления влаги из биогаза является конденсация паров при низких температурах. Для повышения температуры “точки росы”, перед охлаждением дополнительно повышают давление биогаза.

В случае использования биометана как моторного топлива, температура “точки росы” должна быть ниже  $-40^\circ\text{C}$  при давлении 4 бар. В этом случае дополнительно применяют адсорбцию паров воды на поверхности сушильного агента (силикагель или оксид алюминия). Адсорбцию проводят при избыточном давлении, после чего регенерируют сушильный агент при понижении давления.

Другим способом понижения “точки росы” может быть абсорбция воды в гликоле или гигроскопических солях. Десорбция воды происходит при повышении температуры. Соли же необходимо заменять.

### **Удаление силоксанов**

Для удаления силоксанов можно использовать активированный уголь. Уголь регенерации не подлежит и требуется полная его замена. Другим методом является абсорбция в жидком растворе гидрокарбонатов.

В таблице 3 приведена сравнительная характеристика рассмотренных технологий обогащения биогаза по показателям потребности в энергетических и материальных ресурсах, а также основным параметрам процесса.

**Таблица 3.** Сравнительная характеристика технологий обогащения биогаза<sup>20</sup>

		АПД	Водяной скруббер	Физическая абсорбция органическими сорбентами	Химическая абсорбция органическими сорбентами	Мембранная сепарация	Криогенная сепарация
Потребность в э/э	кВт·ч/ нм <sup>3</sup> БГ	0,2- 0,25	0,2- 0,3	0,23- 0,33	0,06- 0,15	0,18- 0,25	0,18- 0,33
Потребность в тепле	кВт·ч/ нм <sup>3</sup> БГ	0	0	~ 0,3	0,5- 0,8	0	0
Температура теплоносителя	°С	-	-	55-80	110- 160	-	-
Необходимое давление в системе	Бар	4-7	5-10	4-7	0,1-4	5-10	
Потери метана	%	1-5	0,5-2	1-4	0,1	2-8	
Необходимость очистки отходящих газов (требования стандартов EEG и GasNZV)		да	да	да	нет	да	да
Тонкая доочистка биогаза от сероводорода		да	нет	нет	да	реком	да
Потребность в воде		нет	да	нет	да	нет	нет
Потребность в химических реагентах		нет	нет	да	да	нет	нет

### **Сравнительная энергетическая эффективность разных технологий обогащения биогаза**

Оценка общего потребления энергии на производство биогаза и его обогащения до биометана показывает, что энергетическая эффективность комплекса составляет от 60 до 66% (рис. 5) для разных технологий обогащения. При этом, более эффективными являются технологии водяного скруббера, АПД и мембранной сепарации. Химический скруббер, вследствие дополнительно потребления тепла на технологический процесс регенерации сорбента, энергетически менее эффективен.

В случае производства энергии из необогащенного биогаза в КГУ, общая энергетическая эффективность, при отсутствии потребителя тепла (типичный случай на практике), ограничена электрическим КПД газопоршневого двигателя и не превышает 35-40%. Поэтому, обогащение биогаза до биометана с последующей наиболее полной утилизацией его энергии может считаться приоритетным направлением с точки зрения рационального использования ресурса (как сырьевого, так и энергетического). В свою очередь, наиболее полная утилизация энергии произведенного биометана возможна при минимизации потерь при транспортировке и конечном потреблении. Производство электрической энергии из обогащенного биогаза/биометана, без утилизации теплоты представляется нерациональным.

<sup>20</sup> Biomethane / FNR, 2013

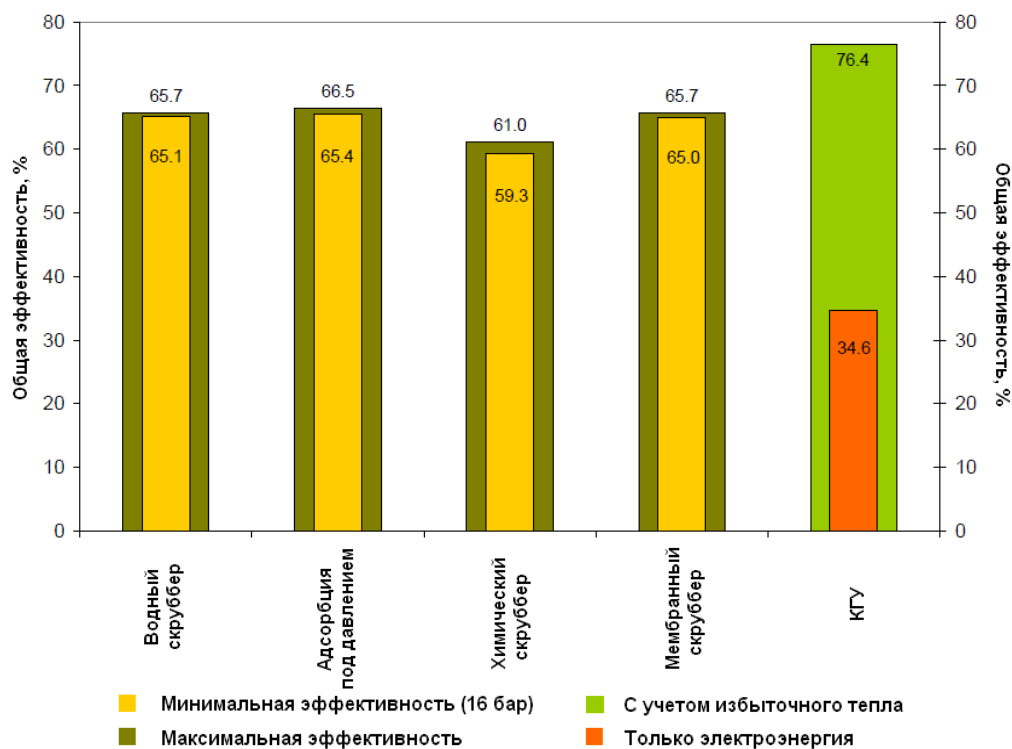


Рис. 5 – Энергетическая эффективность производства биометана и производства электрической и тепловой энергии в КГУ<sup>21</sup>

### Стандартизация качества биометана

Большинство существующих стандартов на биометан разработаны в европейских странах и регулируют его свойства при подаче в сети ПГ. Стандарт на биометан при его использовании в качестве моторного топлива применяется только в Швеции (SS155438:1999). В табл. 4 показаны сравнительные требования национальных стандартов к составу биометана в ряде европейских стран.

Таблица 4. Требования национальных стандартов к составу БМ<sup>22</sup>

Компонент	Ед. изм.	Австрия <sup>а)</sup>	Франция	Бельгия	Чехия	Германия	Голландия	Швеция	Швейцария
CH <sub>4</sub>	% об.	≥ 96	≥ 86	≥ 86	≥ 95		≥ 85	≥ 97	≥ 96
CO <sub>2</sub>		≤ 3	≤ 2,5	≤ 2,5	≤ 5	≤ 6 (сух)	≤ 6	≤ 3	≤ 6
O <sub>2</sub>		≤ 0,5	≤ 0,01		≤ 0,5	≤ 0,5 (вл), 3 (сух)	≤ 0,5	≤ 1	≤ 0,5
H <sub>2</sub>		≤ 4	≤ 6	≤ 0,1		≤ 5	≤ 12 (0,5)	≤ 0,5	≤ 4
CO			≤ 2	≤ 0,2			< 1		
S общ.	мг/нм <sup>3</sup>	≤ 10	≤ 30	≤ 30	≤ 30	≤ 30	≤ 45 (16,5)	≤ 23	≤ 30
H <sub>2</sub> S (+COS во Франции и Бельгии)		≤ 5	≤ 5	≤ 5	≤ 7	≤ 5	≤ 5	≤ 10	≤ 5
Меркаптаны		≤ 6	≤ 6	≤ 6	≤ 5	≤ 15	≤ 10 (6)		≤ 5 ppmV
Хладоны		0	≤ 1 (Cl) ≤ 10 (F)	≤ 1 (Cl) ≤ 10 (F)	≤ 1,5 (F+Cl)	0	≤ 50/25 (Cl/F)		≤ 1
Тяжелые металлы			≤ 1 (μг, Hg)	≤ 1 (μг, Hg)		≤ 5			≤ 5

<sup>21</sup> DWGW, 2010

<sup>22</sup> Mattias Svensson. Biomethane standards. Gas quality standardization of biomethane, going from national to international level / European workshop Biomethane, Brussels 11 March 2014



Компонент	Ед. изм.	Австрия <sup>а)</sup>	Франция	Бельгия	Чехия	Германия	Голландия	Швеция	Швейцария
Силоксаны		≤ 10			≤ 6 (Si)		≤ 5 ppm = 6.2 (Si) (0.08 (Si))		
Аммиак		техн. отсутствие	≤ 3	≤ 3	не сод.		≤ 3	≤ 20	≤ 20
H <sub>2</sub> O				≤ 110				≤ 32	
Точка росы воды	°C	≤ -8, 40 бар	≤ -5, P <sub>max</sub>		≤ -10	темп. грунта	≤ -10, 8 бар (≤ -8, 70 бар)	≤ t <sub>min</sub> -5	отсутствие конденсатообразования
Одорант		по требованию	15-40 мг ТНТ/м <sup>3</sup>			по требованию	>10, 18-40 мг ТНТ/м <sup>3</sup>		
Частицы		техн. отсутствие	техн. отсутствие.		нет частиц	нет частиц	техн. Отсутствие	≤ 1 (μмоль)	

Обозначения: а) - OEVGW G31 / G33;

Видно, что требования к качеству биометана варьируются в широких пределах для разных стран. Например, в Голландии и Франции, содержание CH<sub>4</sub> в биометане может опускаться до 85 и 86% соответственно. В Швеции содержание CH<sub>4</sub> в биометане должно превышать значение 97%.

## МЕХАНИЗМЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА В ЕС

Поддержка государства является эффективным стимулом производства и использования БМ. Современные схемы поддержки ВИЭ в Европе в основном направлены на выработку электроэнергии. На национальном уровне лишь несколько государств-членов ЕС определили конкретные цели по производству биометана и методы их достижения. Ниже приводится краткое описание механизмов стимулирования производства БМ в странах-лидерах в данной области, для описания используются материалы работы<sup>23</sup>.

**Германия** является лидером развития биогазовых технологий в Европе. Основным сырьем для производства биометана является силос кукурузы. Особенно это характерно для крупных проектов. Использование навоза характерно для мелких БГУ, производящих электроэнергию из биогаза. Новый немецкий акт о ВИЭ, вступивший в силу в 2012 году, ограничивает долю использования силоса кукурузы и отходов зерновых культур для производства биогаза/биометана не более 60%. Одновременно стимулируется использование бытовых и промышленных биоразлагаемых отходов, а также пастбищных трав. Законодательство Германии активно поддерживает совместное производство тепловой и электрической энергии, поэтому большая часть производимого БМ используется в КГУ.

Требования для подключения к газовым сетям (GasNZV) описывают рамочные условия доступа для БМС, в частности:

- Процедуры – каким образом подавать и оформлять заявки на подключения.

<sup>23</sup> Overview of biomethane markets and regulations in partner countries. – GreenGasGreed. – March 2012.

- Разделение ответственности и затрат на подключение.
- Регламентирование утечек метана.
- Предоставление специального бонуса за неиспользование магистральных газопроводов, равного 0,7 €цент/кВт·ч.

В целом документ определяет базовое разделение затрат между производителем БМ и владельцем газовой сети (25%/75%). В случае, если расстояние между БМС и точкой подключения к сети не превышает одного километра, затраты производителя БМ ограничиваются суммой 250 тыс. €. В случае, если расстояние превышает 10 километров, затраты полностью покрываются производителем. Пункт подключения является собственностью владельца сети. Затраты на его эксплуатацию, повышение давления, одорирование, мониторинг и возможную коррекцию теплотворной способности БМ покрываются за счет владельца. При этом владелец обязан гарантировать 96% техническую готовность пункта подключения в течение года.

Требования к качеству БМ описаны в технических стандартах DVGW G260 и G262. Стандарты предполагают две возможности инъекции БМ – в качестве дополнительного газа, а также в качестве заменителя ПГ. В первом случае техническим требованиям должна соответствовать смесь газов в газопроводе, поэтому в сеть может подаваться биометан разного качества, особенно в крупные трубопроводы.

Спрос на биометан в Германии формируется с помощью следующих стимулов:

- Фиксированный тариф на возобновляемую электроэнергию.
- Обязательства по производству возобновляемого тепла.
- Обязательства по производству возобновляемого моторного топлива.

Производителям ВИЭ в Германии гарантируется доступ к электрической сети и фиксированный тариф на 20 лет. Производство электрической энергии из БМ может претендовать на получение фиксированного тарифа только в случае утилизации получаемой теплоты (КГУ). Все здания, построенные в Германии после 01.01.2009, должны использовать возобновляемую энергию для теплоснабжения. В случае использования БМ на КГУ доля возобновляемого топлива должна составлять не менее 30%.

Начиная с 2007 года, все поставщики моторных топлив должны использовать определенную долю биотоплива в бензине и дизельном топливе. В 2009 году биометан был приравнен в правах с жидкими биотопливами. В случае невыполнения требований, например, владельцем автозаправочной станции, платятся штрафы. Наоборот, избыток выполненных обязательств может быть продан на рынке.

Для участия в схемах поддержки производители и потребители биометана должны подтвердить источник его происхождения и соответствие определенным критериям. Для этой цели Агентство dena разработало немецкий биогазовый реестр, внедренный в 2011 году. Реестр определяет стандарты БМ и позволяет производителям, продавцам и потребителям документировать тип биометана. По информации dena рынок воспринял систему документации и большая часть производимого биометана фиксируется реестром.

**Швеция** является пионером технологий обогащения биогаза до биометана, развивая их в течение последних двадцати лет. Большая часть биометана используется в качестве моторного топлива. Примерно половина шведских БМС работает на станциях очистки сточных вод. Остальные используют для производства биометана ТБО, а также отходы АПК. Швеция имеет значительный потенциал производства bioSNG из лесных отходов, поэтому правительство поддерживает исследовательские проекты газификации, самым известным из которых является проект в Гетеборге (GoBiGas) по производству биометана мощностью 80 МВт (8000 м<sup>3</sup>/ч БМ). По решению парламента страны вклад ВИЭ в конечном потреблении энергии должен был составить 50% в 2020 году. Эта цель достигнута уже в 2012 году. Швеция рассматривает возможность полного перехода на ВИЭ к 2050 году. Предполагается, что в 2030 году транспортный сектор также не будет зависеть от ископаемых видов топлива.

В Швеции существует развитая сеть газоснабжения. В мае 2011 года был построен первый терминал для сжиженного природного газа (LNG). Использование LNG рассматривается в качестве связующего звена между использованием природного газа и биометана/биогаза, необходимого до появления возможности использования сжиженного биометана/биогаза (LBG).

Биометан на транспорте используется с 1996 года. Рыночная доля сжатого газа на транспорте постоянно росла, а использование биометана возрастало обгоняющими темпами. Примерно 15% автобусов в Швеции работает на биогазе, а доля новых автобусов на биогазе достигает одной трети. На уровне городов используются разные механизмы стимулирования – освобождение от платы за въезд в город, специальные дорожные полосы для биометановых такси, бесплатные парковки для биометановых автомобилей.

В 1999 году в Швеции разработан стандарт SS 155438 “Моторные топлива – биогаз в качестве топлива для высокооборотистых двигателей Отто”, который также используется и в случае инъекции в газовые сети. В стандарте предписано, что концентрация метана должна превышать 97%, определяются пределы для точки росы, содержания серы и некоторых других примесей. Качество газа для инъекции в сети также является предметом переговоров с другими европейскими странами. Вероятно, что в будущем больше внимания будет уделяться присутствию следов тяжелых металлов, силиконов и т.д.

Использование биометана на транспорте в Швеции стимулируется с помощью следующих мер:

- Освобождение от энергетического и углеродного налога для CO<sub>2</sub>-нейтральных топлив, масел/жиров растительного и животного происхождения, биометана в случае использования в качестве топлива (с 1991 г.).
- Директива Правительства о приобретении экологически дружественных автомобилей (с 2005 года).
- Обязательство по продаже по крайней мере одного вида возобновляемого топлива (с 2006 года).
- Освобождение на 5 лет от уплаты налога для экологических автомобилей с выбросами менее 120 г CO<sub>2</sub>/км (с 2010 года).

- Уменьшение на 40% налога на прибыль для экологических автомобилей, использующих электричество или биогаз (с 2010 по 2012 гг.).

В стране постоянно работают сменяющие друг друга инвестиционные программы, облегчающие муниципалитетам долговременные инвестиции в проекты, приводящие к снижению выбросов парниковых газов, а также способствующие производству, распределению и использованию биогаза/биометана.

В **Швейцарии** поощряется использование биометана в качестве моторного топлива. На газозаправочных станциях продается смесь ПГ и БМ под маркой “Naturgas” или “Kompogas”. Многие местные компании газоснабжения предлагают частным потребителям биогаз для целей отопления.

В 2011 парламент страны принял решение об отказе от развития атомной энергетики и выводе из эксплуатации отработавших атомных блоков до 2030 года. В результате этого решения была изменена политика в отношении ВИЭ, в частности, биогаз/биометан рассматривается в качестве важной составляющей энергоснабжения. Производство биометана поддерживается с помощью специального биогазового фонда, целью которого является шестикратное увеличение производства биометана в течение 6 лет.

В стране обеспечиваются равные возможности доступа к газовым сетям для всех видов биогазов. Стандарт G13-09 определяет требования к качеству газа. Стандарты G11 и G209 определяют процедуру одоризации и техническое решение для подключения к сети. Предусматривается возможность подмешивания пропана или LPG для коррекции теплотворной способности.

В Швейцарии используется развитая система фиксированных тарифов на электроэнергию, полученную с использованием биогаза/биометана. Базовый тариф составляет от 14,6 до 23,3 €цент/кВт·ч. Существуют требования для минимальной эффективности, а также дополнительные бонусы в случае использования тепла. БГУ, использующие с/х отходы и не более 20% дополнительных субстратов (энергетические культуры или органические отходы) могут получать дополнительный бонус 3,7 €цент/кВт·ч при установленной мощности менее 5 МВт и 15 €цент/кВт·ч при установленной мощности менее 50 кВт. Обогащение биогаза до биометана не сопровождается дополнительными бонусами. Фиксированные тарифы гарантируются на 20 лет. В отличие от других видов ВИЭ, тарифы на электроэнергию из биогаза/биометана не пересматриваются в сторону уменьшения. Считается, что уменьшение затрат в результате развития технологий компенсируется увеличением стоимости сырья для производства биогаза.

В случае использования БМ в качестве МТ специальные тарифы не применяются, однако БМ может освободиться от уплаты налога на ископаемые виды топлива из нефти. При этом учитываются используемые субстраты и технологии, степень снижения эмиссии ПГ, вероятность утечек биометана.

В **Нидерландах** разрешена инъекция в сети БМ, полученного из любых видов биогаза. Одним из условий является отсутствие в БМ патогенов. Обязательным является использование фильтров тонкой очистки (НЕРА) и организация мониторинга (не менее двух

раз в год). Теплотворная способность ПГ в Нидерландах ниже, чем в других странах. Соответственно требования к содержанию метана менее жесткие.

Производство ВИЭ в Нидерландах стимулируется с помощью специальной схемы SDE+, предусматривающей субсидии, покрывающие разницу между производственными затратами и энергетическими ценами. Для производства БМ в 2012 году существовали пять категорий субсидий в диапазоне от 0,483 до 1,035 €/нм<sup>3</sup>. Тарифы гарантируются на 12 лет, но могут корректироваться ежегодно в зависимости от рыночных цен на ПГ.

В стране приняты национальные обязательства по использованию моторных биотоплив на уровне 10% в 2020 году, которые относятся и к газовым биотопливам. Разработана и внедрена схема контроля устойчивого производства биотоплив. В 2009 закончена разработка системы сертификации производства и потребления БМ, а также сырья, используемого для его производства.

В **Австрии** Газовый Акт (GWG) описывает рамочные условия инжекции биометана в газовые сети. Акт гарантирует отсутствие дискриминации и приоритетов для газов биологического происхождения. Операторы распределительных газовых сетей обязаны определить технические условия для подключения, при этом стоимость подключения должна покрываться за счет поставщика БМ. Требования к качеству биометана детально описаны в директивах ÖVGW G31 и G33 и жестко привязаны к требованиям к качеству ПГ. Дополнительно к этому в процессе инжекции должны быть выполнены требования по одоризации в соответствии с директивой ÖVGW G79.

Поддержка производства биометана в Австрии может реализовываться с помощью двух механизмов – предоставления федеральных грантов и освобождения биометана от налога на ископаемые виды топлива. Размер гранта может достигать 25% от стоимости инвестиций. Предоставление гранта не зависит от размера проекта, используемого сырья или способа использования БМ. Дополнительно может предоставляться бонус в размере 5% в случае выполнения критерия устойчивости для возобновляемого МТ (снижение эмиссии парниковых газов на 45%).

В **Великобритании** построено около 360 БГУ, в основном на станциях очистки сточных вод. В сельском хозяйстве работает 60 БГУ. Национальная стратегия предусматривает акцент на переработке биоразлагаемых отходов, использование энергетических культур для производства биогаза ограничено. В настоящий момент работают две установки для производства биометана, запущенные в 2010 году. Обе установки подключены к газовой сети.

Предполагается, что биогаз и, особенно биометан, будет играть большую роль в повышении доли ВИЭ в национальном энергобалансе. В качестве одного из возможных сценариев рассматривается инжекция 7 ТВт·ч (700 млн м<sup>3</sup>) биометана в сеть в 2015 году, однако эти цели пока не приняты в качестве обязательных.

В стране обеспечен равный доступ в сети для любых газов биологического происхождения, в том числе, из осадков сточных вод и полигонов ТБО. Особенностью Великобритании является высокая теплотворная способность ПГ в сети (39,0-39,5 МДж/нм<sup>3</sup>).

По этой причине в процессе инъекции БМ необходимо добавлять большое количество пропана или LNG.

В Великобритании существует несколько механизмов поддержки производства и использования ВИЭ вообще и БМ в частности:

- Стимулирование использования возобновляемого тепла (RHI).
- Обязательства по использованию ВИЭ (RO).
- Фиксированные тарифы (FITs).
- Обязательства по использованию возобновляемого моторного топлива (RTFO).
- Освобождение от климатического налога (LECs).

В рамках стимулирования использования возобновляемого тепла (RHI) поставка любых газов из биомассы (AD, bioSNG), кроме биогаза из ТБО, получает премию в размере 6,8 пенсов за каждый кВт·ч дополнительно к цене на ПГ. Премия зафиксирована на 20 лет с возможностью индексации инфляции.

Обязательства по использованию ВИЭ (RO) предполагают увеличение доли ВИЭ с каждым годом. Схема обеспечена сертификатами (ROCs), имеющими рыночную стоимость, и представляет собой эффективный механизм для стимулирования развития крупных проектов (> 5 МВт).

Использование фиксированных тарифов (FITs) более эффективно для относительно небольших проектов (< 5 МВт) и предполагает предоставление премии от 9,4 до 14 пенсов на кВт·ч в зависимости от размера проекта сверх рыночной цены на электроэнергию. FITs и ROCs не могут использоваться одновременно, но каждый из этих механизмов может сочетаться с RHI.

Обязательства по использованию возобновляемого моторного топлива (RTFO) предполагают использование определенной доли биотоплив каждым продавцом. Биометан удовлетворяет требованиям RTFO.

Освобождение от климатического налога (LECs) актуально при производстве электроэнергии и тепла с помощью биогаза или биометана, в процессе которого появляется право на получение климатических сертификатов, имеющих рыночную стоимость.

Во **Франции** в 2011 году работало около 300 биогазовых проектов, из них 71 проект на полигонах ТБО, 66 – на промышленных отходах, 74 – на осадках сточных вод. На сегодняшний день на трех станциях получают биометан, используемый в качестве моторного топлива. Один экспериментальный проект подключен к газовой сети.

В стране имеется более 13 тысяч автомобилей, использующих ПГ, в основном муниципальные автобусы и мусоровозы. Работает около 140 газовых заправок, однако только 32 из них доступны для всех потребителей.

Франция взяла на себя обязательства производить 555 тыс. т н.э. биогаза и установить, по крайней мере, 625 МВт на биогазе к 2020 году. Считается, что биометан является частью этих обязательств, хотя биометан при этом не упоминается.

Биометан можно поставлять в газовые сети при условии соответствия спецификациям AFG B562-1 для распределительных и B562-2 для магистральных трубопроводов. БМ имеет право приоритетного доступа к сетям. Франция является одной из немногих стран,

установивших фиксированный тариф (feed-in tariff)<sup>24</sup> для биометана (Постановление 2011-1597, ноябрь 2011). Тариф зависит от масштаба проекта и определяется индивидуально. Для производителей биометана мощностью менее 50 м<sup>3</sup>/час тариф составляет 9,5 €цент/кВт·ч ННВ<sup>25</sup> (950 €/1000 м<sup>3</sup>СН<sub>4</sub>), для производителей более 350 м<sup>3</sup>/час тариф равен 6,4 €цент/кВт·ч ННВ (640 €/1000 м<sup>3</sup>СН<sub>4</sub>). Тариф не зависит от способа утилизации БМ. Кроме того, при назначении тарифа учитываются размер инвестиций, стоимость подключения к сети, эксплуатационные затраты и стоимость очистки биогаза. Тариф пересматривается ежегодно.

Кроме повышенных тарифов существует возможность прямого субсидирования за счет фондов французского экологического Агентства (ADEME), фондов ЕС и схем субсидирования региональных Советов.

### **Разработка национальных реестров производства БМ**

Для некоторых стран, к которым можно отнести и Украину, перспективы производства БМ могут зависеть от возможности его экспорта. Трансграничная торговля БМ может развиваться в случае, если на БМ будут распространяться стимулы, применяющиеся на внутреннем рынке страны-импортера. При этом импортируемый БМ должен соответствовать требованиям импортера. Этот факт должен подтверждаться компетентным национальным органом/реестром в соответствии с правилами, согласованными между двумя странами. Создание национальных/внутренних реестров БМ может быть важным инструментом поддержки развития производства БМ и трансграничной торговли. Внедрение реестров должно способствовать обеспечению надежного, прозрачного и независимого учета и укреплению доверия к международному рынку.

В настоящее время в ЕС разработан План действий по развитию производства БМ. На первом этапе предполагается разработать национальные реестры БМ. На втором этапе должно быть обеспечено сотрудничество между национальными реестрами БМ. Функционирование европейского рынка БМ зависит от прозрачной и эффективной системы обмена информации между национальными реестрами. Сотрудничество и координация между реестрами является важным условием для будущей свободной трансграничной торговли БМ в Европе.

## **ПОТЕНЦИАЛ И ВОЗМОЖНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА В УКРАИНЕ**

Общий потенциал производства биогаза из отходов сельского хозяйства, пищевой перерабатывающей промышленности, ТБО, сточных вод коммунального хозяйства и промышленных предприятий в Украине при современном уровне производства и потребления оценивается в 3,2 млрд. м<sup>3</sup> СН<sub>4</sub> в год. Еще 3,3 млрд. м<sup>3</sup> СН<sub>4</sub> можно получить при выращивании энергетической кукурузы (или других энергетических культур) на площадях 1 млн. га (3% общей площади пахотных земель в Украине). Более детальная информация о

<sup>24</sup> В украинской практике такой тариф называется зеленым

<sup>25</sup> High Heating Value (высшая теплотворная способность)

сырьевой базе и потенциале производства биогаза приведены в аналитических записках БАУ №4 и №9<sup>26</sup>.

Сырьевая база для производства БМ биохимическими методами аналогична. При этом для производства БМ предпочтительней использовать сырье, качество биогаза из которого позволяет упростить и удешевить его доведение до качества БМ. Так, например, для недопущения чрезмерно высоких концентраций сероводорода в биогазе, следует по возможности меньше использовать субстраты с высоким содержанием белков. Другим ограничением может быть сбор биогаза на свалках ТБО, где велика вероятность получения газа с высоким содержанием кислорода и азота. Дальнейшее обогащение его до качества БМ может быть технически неосуществимо или, по крайней мере, экономически нецелесообразно.

Дополнительные возможности производства БМ связаны с использованием термохимических методов газификации и метанизации с производством синтез-газа и биометана из лигноцеллюлозного сырья (древесная биомасса). В качестве ориентира в таблице 5 приведены оценки *теоретического* потенциала получения биометана в Европе, сделанные в рамках реализации проекта GreenGasGrids (Зеленые газовые сети).

**Таблица 5.** Теоретический потенциал биометана в Европе<sup>27</sup>

Сырье	млрд нм <sup>3</sup>	%
Древесная биомасса	66	43,7...26,8
Зеленая масса (травы)	11	7,3...4,5
Влажные отходы	26	17,2...10,6
Энергетические культуры	48...143	31,8...58,1
Всего	151...246	100,0

Видно, что общий потенциал использования влажных биоразлагаемых отходов, пригодных для переработки биохимическими методами, составляет в Европе 26 млрд м<sup>3</sup>. Потенциал древесной биомассы в 2.5 раза больше, однако его реализация связана с использованием термохимических методов газификации и метанизации, развитие которых до сих пор находится на стадии исследовательских и демонстрационных проектов. Наконец, наибольшее количество биометана может быть получено в результате выращивания и переработки энергетических культур. Однако реализация этого потенциала определяется стратегией использования земельных ресурсов и возможной конкуренцией между производством продуктов питания, кормов и энергетических культур.

## **ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМЕТАНА В УКРАИНЕ**

### **Масштабы проектов**

Проекты производства биометана априори привязаны к проектам производства/добычи биогаза. По этой причине возможность реализации проекта

<sup>26</sup> Доступно по ссылке: <http://www.uabio.org/ru/activity/uabio-analytics>

<sup>27</sup> "European Biomethane Potentials" presentation by Daniela Thrän on the GGG Workshop on 21. February 2012 in Brussels [www.greengasgrids.eu](http://www.greengasgrids.eu)



определенной производительности зависит от наличия сырья в зоне предполагаемого строительства станции. Так, проект БМС производительностью 100 м<sup>3</sup>/ч (по исходному биогазу) можно осуществить, например, с привязкой к свинокомплексу с поголовьем примерно 25 тыс. голов. Аналогичный по мощности проект, предполагающий совместное сбраживание навоза свиней с силосом кукурузы, можно реализовать на свинокомплексе 14 тыс. гол с добавлением 70% силоса (из расчета на сухое органическое вещество). Выращивание требуемого количества силоса в данном случае потребует 200 га земли.

Следует отметить, что в Украине лишь незначительное количество предприятий (до 2% общего количества) могли бы организовать проекты производства БМ с производительностью от 100 м<sup>3</sup>/ч биогаза и более, используя объем собственных отходов. Преимущественно это крупные птицефабрики, сахарные и спиртовые заводы. Возможность реализации крупных проектов (2000 м<sup>3</sup>/ч биогаза и более) на сырье отдельного взятого предприятия ограничивается единичными примерами. В этой связи, перспективными проектами производства БМ могут быть проекты, в которых реализуется совместное сбраживание отходов нескольких предприятий и/или растительного сырья. Масштабное же наращивание производства биометана потребует использования части с/х земель под выращивание растительного сырья.

### **Потребление природного газа в Украине**

Перспективы использования БМ во многом связаны с уровнем потребления ПГ и необходимостью его замещения. Доля потребления природного газа в Украине является неоправданно высокой – около 43%, что почти в 2 раза выше, чем, например, в ЕС. Больше всего потребляют газ металлургические и химические предприятия, которые в докризисном 2007 г. в совокупности использовали более 18.3 млрд м<sup>3</sup> ПГ, что составляло более 70% от объема его потребления в промышленном секторе и свыше 26% от общенационального показателя. По мнению, в будущем металлургическая отрасль вероятно может ограничить потребление газа до 5...5.5 млрд м<sup>3</sup> в год. В химической отрасли потребление газа можно уменьшить на 20% до 6.8...7.2 млрд м<sup>3</sup> в год. Свои возможности для экономии газа есть и в других отраслях. В 2007 г. промышленные потребители без металлургов и химиков использовали почти 7.5 млрд м<sup>3</sup> ПГ. Этот показатель уже в ближайшем будущем может быть снижен до 6...6.5 млрд м<sup>3</sup>/год. Наконец, потребление ПГ для транспортировки газа сократилось за последние годы благодаря модернизации мощностей "Укртрансгаза" по его перекачке, установке новых газовых турбин, снижению потерь до 6.6 млрд м<sup>3</sup>/год.

Крупным потребителем ПГ является население и сети централизованного теплоснабжения. Структура потребления ПГ в Украине показана в табл. 6. Украина обеспечивает себя газом местной добычи менее, чем на 40%, что делает задачу его замещения, в том числе биогазом и БМ, особенно актуальной.

**Таблица 6. Ориентировочные объемы потребления газа в Украине<sup>28</sup>, млрд м<sup>3</sup>**

	2007	2009	2010	2011-2012 гг.	2020 г.
Производственно-технические потребности	7.2	5.4	6.6	6.7	6.5
Население	16.9	16.8	17.0	17.0	14.5
Теплокоммунэнерго	10.5	9.3	8.3	9.0	8.0
Бюджетные организации	1.0	0.7	0.7	0.7	0.6
Энергетика	8.4	3.7		3.7	3.5
Промышленность	25.8	16.0	23.8	23.8	18.5
– металлургия	9.8	5.0		8.5	5.5
– химия	8.5	4.7		8.0	6.5
– прочие отрасли	7.5	6.3		7.3	6.0
<b>Потребление всего</b>	<b>69.8</b>	<b>51.9</b>	<b>57.1</b>	<b>60.9</b>	<b>51.1</b>

### Газовые сети

Украина расположена на пересечении газотранспортных и нефтяных потоков Европейского и Азиатского континентов и благодаря этому играет специфическую роль на топливном и энергетическом рынках Европы. Единая газотранспортная система Украины (ЕГТСУ) состоит из магистральных газопроводов и газораспределительных сетей, подземных хранилищ газа и других объектов и сооружений, предназначенных для транспортировки, распределения и хранения природного газа. ЕГТСУ включает 39800 километров трубопроводов, в том числе 14000 километров труб большого диаметра (от 1020 до 1420 мм), 74 компрессорных станций общей мощностью 5450 МВт и 13 подземных хранилищ. Входная мощность газотранспортной системы составляет 288 млрд м<sup>3</sup>/год, выходная – 178,5 млрд м<sup>3</sup>/год

**Магистральные газопроводы** предназначены для транспортировки природного газа собственной добычи из района добычи или производства к пунктам потребления, а также для транспортировки газа из России в Европу. В состав магистральных газопроводов входят<sup>29</sup>:

- газопроводы с ответвлениями от места выхода газа из месторождения или места подготовки газа к месту его распределения и снижения давления до 1,2 Мпа;
- главные и промежуточные компрессорные станции (КС);
- подземные хранилища газа (ПХГ);
- газораспределительные станции (ГРС);
- установки подготовки газа (УПГ) на линейной части магистрального газопровода;
- вспомогательные средства и коммуникации.

Магистральные газопроводы строят диаметром до 1420 мм. Газопроводы рассчитаны на максимальное давление 7,5 МПа, которое имеет место после компрессорных станций. По мере движения газа его давление снижается. Перед компрессорными станциями значение давления уменьшается до 3-4 МПа. Промежуточные компрессорные станции размещаются примерно через 150 км. Система магистрального транспортировки газа от месторождений газа к потребителям достаточно жесткая, так как ее аккумулирующая способность невелика. Для покрытия сезонной неравномерности потребления используются подземные хранилища газа.

<sup>28</sup> [http://first-drilling.com.ua/article/article\\_item/655](http://first-drilling.com.ua/article/article_item/655)

<sup>29</sup> «Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів» затверджені наказом ДК "Укртрансгаз" від 20.09.2000р. № 209

Разграничения газа собственной добычи и транзитного газа нет. Газ собственной добычи из месторождений подается в ЕГТСУ. Импортный природный газ из России поступает в Украину 22-ю магистральными газопроводами. За пределы Украины ПГ транспортируется 15-ю магистральными газопроводами.



Рис. 6 – Схема магистральных трубопроводов ЕГТСУ

**Газораспределительные сети** служат для распределения ПГ от ГРС непосредственно потребителям. В состав газораспределительных сетей входят:

- газопроводы населенных пунктов (межпоселковые газопроводы, распределительные газопроводы, внутриквартальные газопроводы и вводы), подводящие газопроводы к предприятиям, тепловым электростанциям (ТЭС) и котельным;
- газопроводы промышленных предприятий, ТЭС, котельных, предприятий коммунального и бытового обслуживания населения, жилых и общественных зданий;
- газорегуляторные пункты (ГРП).

Газопроводы в зависимости от давления транспортируемого газа подразделяются на четыре категории:

- газопроводы высокого давления I категории - при рабочем давлении газа от 0,6 до 1,2 МПа;
- газопроводы высокого давления II категории - при рабочем давлении от 0,3 до 0,6 МПа;
- газопроводы среднего давления - при рабочем давлении от 0,005 МПа до 0,3 МПа;
- газопроводы низкого давления - при рабочем давлении до 0,005 МПа.

Связь между газопроводами различных давлений осуществляется через ГРП. Пример схемы газоснабжения населенного пункта магистральными и распределительными сетями приведен ниже.

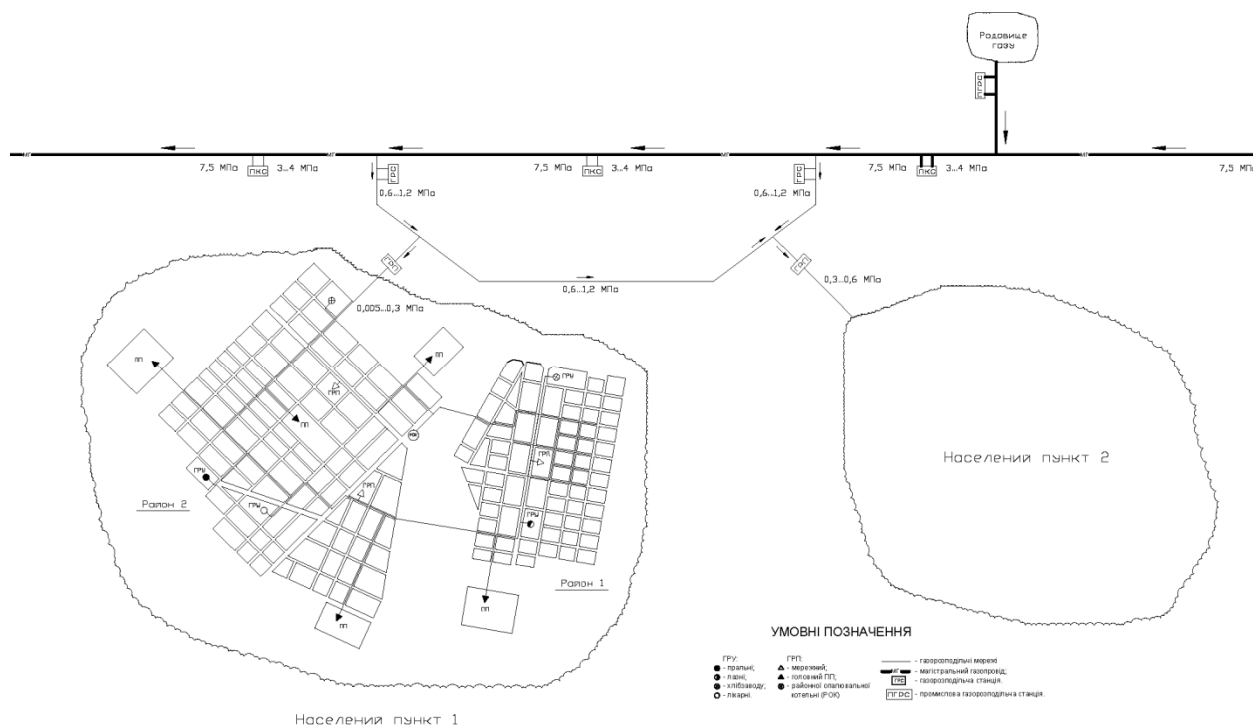


Рис. 7 – Пример схемы газоснабжения населённого пункта

Экспорт биометана с помощью газотранспортных сетей является одной из потенциальных возможностей для Украины. Для присоединения к магистральным газопроводам необходимы большие объемы поставки газа в сеть под большим давлением (не ниже 3-4 МПа). Это потребует строительства дополнительной компрессорной станции и соответствующего увеличения затрат энергии. Возможность подключения к магистральным газопроводам может рассматриваться только для крупных проектов, подтвержденных экспортными контрактами.

Практическая реализация экспортных возможностей зависит от создания законодательной базы и дополнительной инфраструктуры. На практике более реальна возможность подключения в газораспределительные сети среднего и низкого давления. Создаваемое в системах обогащения биогаза давление в основном является достаточным или даже избыточным для закачки в такие сети. Минимальная мощность сегмента газораспределительной сети должна превышать мощность подключаемого производителя биометана.

### Определение и стандарты качества природного газа

Как магистральные, так и распределительные сети в Украине предназначены для транспортировки только природного газа. Под термином «природный газ» подразумевается: «природный газ, нефтяной (попутный) газ, газ (метан) угольных месторождений и газ сланцевых толщ - полезное ископаемое, являющееся смесью углеводородов и

неуглеводородных компонентов, пребывающее в газообразном состоянии при стандартных условиях (давление - 760 мм р.с. и температура - 20°C) и являющееся товарной продукцией»<sup>30</sup>. В зависимости от того, где будет использоваться газ, к его качеству предъявляются требования в соответствии с ТУ У 320.00158764.007-95 (табл. 7).

**Таблица 7.** Технические требования на газы горючие природные<sup>31</sup>

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Точка росы газа по влажности 4,0 МПа	не выше -5°C
2	Точка росы газа по углеводородам	не выше 0°C
3	Содержание сероводорода	не больше 0,02 г/м <sup>3</sup>
4	Содержание меркаптановой серы	не больше 0,036 г/м <sup>3</sup>
5	Объемная доля кислорода	не больше 0,5%
6	Нижняя теплота сгорания при стандартных условиях	не меньше 32,5 МДж/м <sup>3</sup>
7	Содержание механических примесей	не больше 0,003 г/м <sup>3</sup>

Качество газа в газораспределительных сетях, реализуемого потребителю, должно отвечать требованиям ГОСТ 5542-87<sup>32, 33</sup> (табл. 8).

Очевидно, что степень обогащения и очистки биогаза при использовании коммерческих технологий (содержание СН<sub>4</sub> в БМ на уровне 95-98%), является достаточным для удовлетворения требований приведенного ГОСТа, поэтому не возникает технологический барьер. Однако, биометан не подпадает под термин «природный газ», потому без соответствующих изменений и дополнений в законодательных актах реализация проектов по закачке БМ к газораспределительные сети не представляется возможным. Изменения, например, могут касаться самого определения «природный газ», включив в него также биометан, полученный как путем биохимической, так и термохимической конверсии биомассы, при условии соответствия его состава требованиям действующего ГОСТа.

**Таблица 8.** Требования к качеству газа в соответствии с ГОСТ 5542-87

№ п/п	Название показателя	Норма	Метод испытания	Комментарии
1	Нижняя теплота сгорания при стандартных условиях	не ниже 31,8 МДж/м <sup>3</sup> (7600 ккал/м <sup>3</sup> )	ГОСТ 27193-86 ГОСТ 22667-82 ГОСТ 10062-75	
2	Область значения числа Воббе (высшего)	41,2-54.5 (9850-13000) ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22667-82	Распространяется только на газ для коммунально-бытового назначения
3	Допустимые отклонения числа Воббе от номинального значения	не больше ±5%		

<sup>30</sup> Закон України «Про засади функціонування ринку природного газу»

<sup>31</sup> ТУ У 320.001.58764.007-95. «Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні умови»;

<sup>32</sup> «Правила обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання» затверджені наказом міністерства палива та енергетики України від 27.12.2005 р. №618.

<sup>33</sup> ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия".

4	Массовая концентрация сероводорода	не больше 0,02 г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-83	По согласованию с потребителем допускается подача газа с более высоким содержанием сероводорода и меркаптановой серы по отдельным газопроводам
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	не больше 0,036 г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-83	
6	Объемная доля кислорода	не больше 1,0%	ГОСТ 22387.3-77 ГОСТ 23781-83	
7	Масса механических примесей	не больше 0,001 г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4-77	
8	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	не меньше 3 баллов	ГОСТ 22387.5-77	Распространяется только на газ для коммунально-бытового назначения

### Подключение к газораспределительным сетям

Присоединение и подключение объектов системы газоснабжения заказчика к газораспределительным сетям осуществляется газораспределительным предприятием (ГП) на основании договора на присоединение к газовым сетям, типовая форма которого определяется НКРЭ.

По обращению заказчика ГП обязано в 5-дневный срок предоставить информацию о пропускной мощности газовых сетей, находящихся в его собственности или пользовании. После оплаты стоимости выдачи технических условий заказчик в определенный законодательством срок получает для подписания проект договора на присоединение к газовым сетям. После подписания сторонами договора на присоединение к газовым сетям с техническими условиями разрабатывается и согласуется заказчиком проектная документация для подключения к сетям.

Следующим этапом является непосредственное строительство и монтажно-наладочные работы, ввод в эксплуатацию и подключение объекта системы газоснабжения заказчика к газовым сетям. Присоединение и подключение объекта системы газоснабжения заказчика должно осуществляться при условии соблюдения заказчиком требований Правил безопасности систем газоснабжения Украины<sup>34</sup>. Порядок коммерческого учета газа регулируется правилами пользования ПГ для юридических лиц, утвержденными НКРЭ.

На сегодняшний день законодательство прямо не предусматривает возможность присоединение объектов, поставляющих биометан, к Единой газотранспортной системе, а регулирует только вопросы присоединения природного газа и шахтного газа метана. Поэтому на практике оператор может на формальных основаниях отказать в подключении на том основании, что законом прямо этот вопрос не урегулирован. В проекте нового законопроекта «Об основах функционирования рынка природного газа» данный момент планируется разрешить.

<sup>34</sup> «Правила безпеки систем газопостачання України» затверджені наказом Державного комітету України по нагляду за охороною праці від 01 жовтня 1997 року № 254.

## Использование биометана автомобильным транспортом

Украина относится к странам с традиционным использованием сжатого природного газа в качестве моторного топлива. По данным Международного Газового Союза<sup>35</sup> (IGU) и экономической комиссии ООН в Украине в 2011 году насчитывалось 200 тысяч автомобилей на сжатом ПГ и около 300 газовых заправочных станций для ПГ (табл. 9). Украина является мировым лидером по использованию природного газа для грузовых автомобилей и автобусов.

**Таблица 9.** Использование природного газа в качестве моторного топлива в мире

Страна	Количество машин					Мировая доля, %	Количество заправочных станций	Месячное потребление ПГ, млн м <sup>3</sup>
	Всего	Легковые	Автобусы	Грузовые	Другие			
Пакистан	2850500	2670000	500		180000	19,6	3330	
Иран	2859386	2853334	6036	16		19,6	1800	467,0
Аргентина	2031509	2031509				14,0	1898	235,4
Бразилия	1694378	1694378				11,6	1790	163,9
Индия	1100000	1069380	23000	715	6905	7,6	683	163,2
Италия	761340	757840	2300	1200		5,2	858	62,0
Китай	600000	370000	150000	30000	50000	4,1	2500	
Колумбия	348747	325287	13800	9660		2,4	651	45,0
Узбекистан	310000	310000				2,1	175	
Таиланд	267735	219423	14195	32378	1759	1,8	444	
Армения	240000	192000	17300	34700		1,7	345	26,5
<b>Украина</b>	<b>200019</b>	<b>10000</b>	<b>120000</b>	<b>70000</b>	<b>19</b>	<b>1,4</b>	<b>294</b>	<b>83,0</b>
Всего в мире	14550720	13581713	434133	250384	284490	100,0	20681	1525,2

При этом доля ПГ в потреблении моторных топлив относительно невелика. По данным энергетического баланса Украины<sup>36</sup> за 2012 год автомобильный транспорт Украины потребил 8438 т н.э. (353,6 ПДж) моторного топлива, из них 8394 т н.э. нефтепродуктов и 44 т н.э. (50 млн м<sup>3</sup>) ПГ. То есть доля природного газа в потреблении моторных топлив составила 0,52%.

По данным Национального кадастра антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов в Украине за 1990-2012 гг.<sup>37</sup> использование ПГ в качестве топлива для мобильного сжигания было существенно большим и составило 383 млн м<sup>3</sup> или 13,0 ПДж или 3,2% потребления моторных топлив (табл. 10).

**Таблица 10.** Использование топлива по категориям МГЭИК в физических и энергетических единицах измерения (мобильное сжигание) в 2012 г.

	т (тыс. м <sup>3</sup> для ПГ)	ТДж	
Газ природный, тыс. м <sup>3</sup>	383 078,5	13 034,6	3,2%
Бензин моторный, т	4 442 682,9	199 028,6	49,4%

<sup>35</sup> Natural Gas for Vehicles – International Gas Union and United Nations Economic Commission for Europe Joint Report. – June 2012

<sup>36</sup> Державна служба статистики України. <http://www.ukrstat.gov.ua/>

<sup>37</sup> Национальный кадастр антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями ПГ в Украине за 1990-2012 гг. – Государственное агентство экологических инвестиций Украины. – Киев. – 2014.

Газойли (топливо дизельное), т	4 036 256,2	170 289,7	42,3%
Масла смазочные, т	1 639,7	65,9	0,0%
Пропан и бутан сжиженные, т	430 317,7	20 358,3	5,1%
<b>ВСЕГО</b>	<b>9 179 051,5</b>	<b>402 777,1</b>	<b>100,0%</b>

В любом случае, рынок использования БМ в качестве моторного топлива практически неограничен. Поскольку свойства БМ близки к свойствам ПГ, использование БМ в качестве моторного топлива возможно в любых пропорциях с ПГ. При этом нет необходимости в модификации транспортных средств или же газовых распределительных сетей. Дополнительным преимуществом является то, что БМ представляет собой возобновляемый заменитель ПГ, его использование приводит к снижению выбросов парниковых газов.

Количество транспортных средств, использующих сжатый природный газ и биометан, растет в мире быстрыми темпами. Всего в мире в 2011 насчитывалось около 14,5 млн автомобилей, использующих ПГ, при этом средний годовой прирост количества составляет 20-25%. Наибольшее количество автомобилей на природном газе насчитывается в таких странах, как Пакистан, Иран, Аргентина, Бразилия, Индия. Более 700 тысяч автомобилей на ПГ используется в Италии. При этом во всех упомянутых странах природный газ используется в основном для легковых автомобилей. Особенностью Украины является использование ПГ в основном для грузовых автомобилей и автобусов.

### **ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА**

Для оценки стоимости товарного биометана (БМ из сети, компримированный БМ на газозаправочных станциях) должны учитываться все этапы от подготовки сырья для производства БМ до реализации БМ потребителю. Среди основных составляющих стоимости БМ можно выделить следующие:

- стоимость сырья на входе в БМС;
- стоимость производства биогаза в БМС;
- стоимость очистки биогаза и компримирования БМ;
- стоимость доставки БМ к потребителю;
- стоимость заправки (при использовании в качестве МТ).

Стоимость сырья может варьироваться в широком диапазоне от практически «нулевой» (отходы производств, не имеющих рыночной стоимости) до 0,02...0,05 €/кВт·ч (190...475 €/1000 м<sup>3</sup>СН<sub>4</sub>) в пересчете на товарный БМ из силоса кукурузы при его стоимости 20...30 €/т. На стоимость сырья влияет радиус сбора и доставки к БМС.

Стоимость производства биогаза нетто, с учетом эксплуатационных и капитальных затрат в БМС составляет от 0,023 до 0,042 €/кВт·ч (220...400 €/1000 м<sup>3</sup> СН<sub>4</sub>)<sup>38</sup>. Данная величина во многом зависит от эффективности применяемой технологии, общей производительности биогазовой установки, соотношения собственных и заемных средств в инвестиционных затратах.

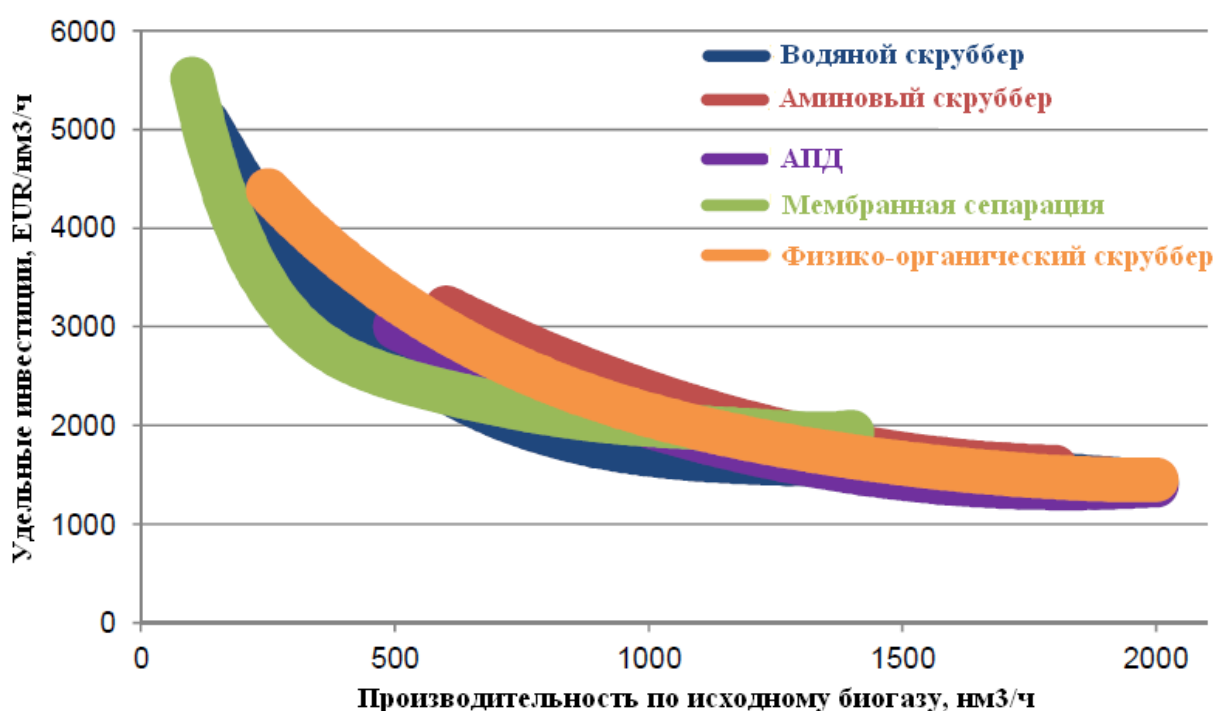
<sup>38</sup> НТЦ «Биомасса», 2014



Стоимость очистки биогаза до БМ и его компримирования для подачи в сеть ПГ составляет по разным данным от 0,022 до 0,035 €/кВт·ч ( $210...330 \text{ €/1000 м}^3\text{CH}_4$ )<sup>39</sup>. На стоимость очистки влияет целый ряд факторов, а именно:

- Состав биогаза, поступающего на очистку, необходимость/глубина предварительной очистки биогаза.
- Требования к составу биометана.
- Технология удаления CO<sub>2</sub> (потребление энергоресурсов, химических материалов, степень утилизации/утечек метана).
- Производительность очистной установки.
- Требования к очистке отходящих газов.

Удельные затраты на станцию обогащения биогаза до БМ больше зависят от ее общей производительности, меньше – от вида применяемой технологии. В целом, удельные затраты на обогащение биогаза колеблются в диапазоне от 1500 до 5500 €/нм<sup>3</sup>/ч (рис. 8). Видно, что с увеличением производительности станции, снижается разность удельных инвестиций для разных технологий очистки. Стоимость небольших очистных установок производительностью до 100 нм<sup>3</sup>/ч по биогазу превышает 6000 €/нм<sup>3</sup>/ч. Отмечается постоянное снижение стоимости технологий обогащения биогаза во времени с момента их выхода на рынок и до сегодняшнего дня в связи с совершенствованием технологий.



**Рис. 8** – Удельные инвестиционные затраты на установки по очистке и обогащению биогаза с применением разных технологий<sup>40</sup>

<sup>39</sup> Johan Vestman, Stefan Liljemark, Mattias Svensson. Cost benchmarking of the production and distribution of biomethane/CNG in Sweden / SGC Rapport 2014:296

<sup>40</sup> Fredric Bauer, Christian Hulteberg, Tobias Persson, Daniel Tamm. Biogas upgrading – Review of commercial Technologies / SGC Rapport 2013:270

В общем случае стоимость доставки до потребителя будет зависеть от расстояния и способа доставки (сеть ПГ, наземный транспорт) и состояния БМ (сжиженный БМ, компримированный БМ). Окончательная стоимость БМ, закачиваемого в газовые сети, зависит от технических условий подключения к сетям, а именно:

- Требуемого давления для БМ;
- Требуемой величины теплотворной способности БМ (необходимость коррекции добавлением пропана);
- Необходимостью мониторинга качества БМ;
- Необходимостью одорирования БМ;
- Расстояния от производителя БМ до точки подключения к газовым сетям.

Вклад стоимости заправочной станции в конечной стоимости БМ на примере Швеции составляет 0,0044 евро/кВт·ч (41,6 евро/1000 м<sup>3</sup> БМ). Усредненная стоимость доставки БМ в Швеции составляет 0,0088 евро/кВт·ч (83,6 евро/1000 м<sup>3</sup> БМ). В таблице 11 приведены обобщенные данные Шведского газового центра (SGC) по удельной стоимости отдельных этапов производства и реализации БМ как моторного топлива. Средняя себестоимость БМ для заправки авто в Швеции в 2012 г. составляла 0,1485 евро/кВт·ч (1410 €/1000 м<sup>3</sup> БМ).

**Таблица 11.** Средние стоимости этапов производства и реализации БМ как моторного топлива в Швеции, евро/кВт·ч<sup>41</sup>

	Биогаз	Очистка до БМ	Доставка		Заправка	Всего
			Сеть ПГ	Наземный транспорт		
SGC	0,059...0,095	0,034...0,035	0,007...0,009	0,013...0,017	0,004...0,008	0,107...0,149
Другие данные	0,011...0,062	0,022...0,033	0,010...0,017		0,012...0,017*	0,155**

\*общая розничная стоимость;

\*\*средняя стоимость компримированного ПГ в Швеции в 2012 г.

В отчете SGC отмечается, что на себестоимость БМ существенно влияет существующая в стране недостаточная степень загрузки мощностей БМС. Для повышения рентабельности производства БМ рекомендуется рассматривать возможный доход от реализации сброженной массы как органического удобрения.

В Германии средняя стоимость БМ составляет 0,083 евро/кВт·ч (788 €/1000 м<sup>3</sup> БМ) для станции мощностью 500 нм<sup>3</sup>/ч по биогазу. С увеличением мощности станции до 2000 нм<sup>3</sup>/ч себестоимость производства БМ уменьшается до 0,068 евро/кВт·ч (645 €/1000 м<sup>3</sup> БМ). При этом основная составляющая себестоимости относится к затратам на производство собственно биогаза из растительного сырья 0,0575 и 0,0525 евро/кВт·ч для станций соответствующих мощностей. Стоимость очистки биогаза до БМ составляет 0,023 и 0,014 евро/кВт·ч соответственно. Стоимость подключения БМС к сети ПГ обходится еще в 0,002-0,001 евро/кВт·ч. Столько же тратится на мониторинг подачи БМ в сеть.

Логистика производства и снабжения БМ может быть разной. Наиболее простым случаем является получение биогаза и его обогащение на индивидуальной БГУ. Обогащение, а также

<sup>41</sup> SGC Rapport 2014: 296

заправка биометана в случае использования в качестве моторного топлива может объединяться для нескольких БГУ. В этом случае удельная стоимость обогащения и заправки снижается, но возникает необходимость строительства дополнительных газопроводов, нивелирующая экономические выгоды такого объединения. Несколько вариантов стоимости и поставки биометана показаны в таблице 12.

**Таблица 12.** Пример стоимости производства и поставки БМ для использования в качестве моторного топлива мощностью 1 млн м<sup>3</sup> БМ/год (аналог БГУ 500 кВт<sub>е</sub>)<sup>42</sup>, млн Евро

	Отдельная БГУ	Объединение 3-х БГУ и газопровод к каждой БГУ длиной 5 км	Объединение 6-х БГУ и газопровод к каждой БГУ длиной 10 км
Биогазовая установка	2,0	2,0	2,0
Газопроводная сеть	0,2	1,0	2,0
Обогащение до БМ	0,7	0,5	0,4
Газовая заправка	0,5	0,4	0,3
Общие инвестиции	3,4	3,9	4,7

## ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА В УКРАИНЕ

Ниже рассмотрены возможные варианты проектов производства и энергетического использования биометана в Украине на примере использования в качестве сырья навоза и силоса кукурузы. Рассмотренные варианты энергетического использования БМ включают:

- Замещение природного газа биометаном на промышленных предприятиях;
- Реализацию биометана как моторного топлива на заправочных станциях;
- Производство в КГУ электрической и тепловой энергии для промышленных предприятий;
- Производство в КГУ электрической и тепловой энергии, с реализацией электроэнергии по “зеленому” тарифу 12,39 €центов/кВт·ч ( $K_{ЗТ}=2,3$ ) или 16,16 €центов/кВт·ч ( $K_{ЗТ}=3,0$ ) и тепловой энергии для промышленных предприятий.

Оценены два крайних сценария с наборами исходных параметров, формирующих наименьшую возможную и наибольшую возможную себестоимость биометана. При оценке рентабельности использовались актуальные тарифы на электрическую, тепловую энергию для промышленных предприятий, стоимость компримированного ПГ на газозаправочных станциях, а также величина “зеленого” тарифа. Принятые показатели приведены в табл. 13.

**Таблица 13.** Принятые к расчету стоимостные показатели энергии и энергоносителей

Стоимость ПГ в качестве моторного топлива	грн/л	7,15
Стоимость ПГ из сети для промышленности	грн/1000 м <sup>3</sup>	6300
Стоимость электроэнергии для промышленности	грн/кВт·ч	1,36068
Стоимость тепла для промышленности	грн/Гкал	1000

<sup>42</sup> Natural Gas for Vehicles – International Gas Union and United Nations Economic Commission for Europe Joint Report. – June 2012

Оценена также рентабельность производства БМ по типам проектов, в случае реализации сброженной массы исходного сырья как органического удобрения. Стоимость органических удобрений рассчитана исходя из содержания в них азота, фосфора, калия (NPK) и рыночной стоимости NPK в минеральных удобрениях. Результаты оценок приведены в табл. 14.

**Таблица 14.** Себестоимость и рентабельность производства БМ в Украине

Вид исходного сырья		Навоз/ Помет		Силос кукурузы	
		мин	макс	мин	макс
Комбинация исходных параметров					
Стоимость сырья	€/т	0.0	0.0	12.8	25.6
<b>Себестоимость энергии из БМ</b>					
на входе в сеть ПГ	€/кВт·ч	1.9	6.4	2.4	8.2
	€/1000 м <sup>3</sup>	178	599	226	770
на выходе из сети ПГ	€/кВт·ч	2.6	8.1	3.1	9.9
	€/1000 м <sup>3</sup>	243	758	291	930
моторное топливо	€/кВт·ч	3.0	8.9	3.5	10.7
	грн/л	2.7	8.0	3.2	9.6
смешанная (электроэнергия и тепло - КГУ)	€/кВт·ч	3.6	10.4	4.1	12.2
<b>Рентабельность</b>					
ПГ для промышленности	%	63.5	-47.5	36.7	-57.2
Моторное топливо	%	165.1	-10.6	126.6	-25.9
КГУ на БМ (э/э+тепло для промышленности)	%	92.6	-34.1	68.5	-43.9
КГУ на БМ (э/э (ЗТ, К=2,3)+тепло для промышленности)	%	165.4	-9.1	132.2	-22.7
КГУ на БМ (э/э (ЗТ, К=3,0)+тепло для промышленности)	%	218.9	9.2	179.0	-7.1
<b>Рентабельность, с учетом продажи органических удобрений</b>					
ПГ для промышленности	%	354.0	-29.3	48.2	-28.0
Моторное топливо	%	416.9	5.9	136.8	1.1
КГУ на БМ (э/э+тепло для промышленности)	%	304.4	-19.9	77.3	-20.3
КГУ на БМ (э/э (ЗТ, К=2,3)+тепло для промышленности)	%	377.2	5.0	141.0	0.9
КГУ на БМ (э/э (ЗТ, К=3,0)+тепло для промышленности)	%	430.7	23.4	187.8	16.5

Как видно, исходный набор параметров существенно влияет на экономическую целесообразность производства БМ. Исходя из приведенных результатов, можно сделать следующие предварительные выводы:

- Себестоимость БМ может изменяться от 178 до 930 €/1000 м<sup>3</sup>;
- Себестоимость производства энергии из БМ колеблется от 0,019 до 0,122 €/кВт·ч;
- Себестоимость производства газового моторного топлива составляет от 2,7 до 9,6 грн/л.
- Наиболее рентабельными будут проекты производства электрической и тепловой энергии в КГУ в случае реализации электрической энергии по ЗТ и наиболее полным использованием тепловой энергии по тарифу для промышленных предприятий; при этом рентабельно производить э/э из растительного сырья;

- Проекты производства компримированного БМ и реализации его в качестве моторного топлива могут, при определенных условиях, быть рентабельны, при этом более целесообразно производить БМ из растительного сырья;
- Проекты производства БМ с последующим замещением ПГ на промышленных предприятиях при текущей его стоимости наименее привлекательны и могут быть рентабельными лишь при низкой стоимости сырья, оборудования и т.п., с учетом реализации органических удобрений;
- Для всех типов проектов, возможность реализации органических удобрений по рыночно обоснованной стоимости существенно повышает рентабельность проектов.

Таким образом, на сегодняшний день потребление БМ на внутреннем рынке ограничено в виду высокой стоимости его производства по сравнению с ценами на ПГ. Перспективы производства биометана во многом зависят от законодательной поддержки на украинском рынке, а также возможности его экспорта.

Трансграничная торговля БМ целесообразна в случае распространения стимулов, применяемых на внутреннем рынке страны-импортера на импортируемый БМ. Существуют две принципиальные возможности экспорта БМ. Первая заключается в физической транспортировке БМ с помощью магистральных трубопроводов. Подключение к магистральным трубопроводам может быть целесообразно для очень крупных производителей БМ. Вторая возможность может быть реализована на базе соглашений между двумя или несколькими странами, позволяющими обмениваться сертификатами происхождения БМ. При этом физически БМ может подаваться в распределительные сети и потребляться на местном рынке, замещая соответствующее количество ПГ в магистральных трубопроводах. Для реализации этого механизма необходимо функционирование национальных реестров производства и потребления БМ во всех странах-участниках.

### **Примеры ТЭО производства биометана на основе птичьего помета в смеси с силосом кукурузы**

Одними из потенциально перспективных могут быть проекты производства биометана на базе крупных птицефабрик в Украине, количество которых существенно выросло за последние годы. Для многих из них вопрос обезвреживания и безопасной утилизации помета является весьма актуальным. В то же время, большое количество помета, при добавлении технологически обоснованного количества зеленой биомассы (силоса кукурузы), может стать хорошим условием для реализации крупных биометановых проектов.

Ниже приведены примеры ТЭО строительства комплексов производства биометана на основе птичьего помета с птицефабрик с поголовьем от 0,58 до 4,66 млн голов, с добавлением 25% силоса кукурузы (по органическому веществу). В качестве метода обогащения биогаза выбрана технология водяного скруббера. Биометан закачивается в сеть газораспределительные сети и используется для производства электрической энергии и тепловой энергии в когенерационной установке.



## **ПРЕДЛОЖЕНИЯ БАУ ПО СТИМУЛИРОВАНИЮ РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА БИОМЕТАНА**

### **Предпосылки для производства БМ в Украине**

Для развития производства биометана в Украине имеется целый ряд предпосылок, а именно:

1. Большое потребление ПГ, критическая зависимость Украины от внешних рынков, в том числе импорта природного газа из России.
2. Высокие и нестабильные цены на импортируемый ПГ, тенденция к их увеличению для всех категорий потребителей.
3. Развитая транспортная инфраструктура ПГ, включающая как магистральные трубопроводы, соединяющие Украину со странами Европы, так и сети распределительных трубопроводов, обеспечивающих большую часть населения Украины природным газом.
4. Большой потенциал производства БМ из отходов АПК, значительный потенциал земельных ресурсов, в том числе неиспользуемых земель, пригодных для выращивания энергетических культур с целью производства биометана. Потенциально меньшая себестоимость выращивания энергетических культур по сравнению с западноевропейскими странами.
5. Наличие большого количества агрохолдингов, имеющих потенциал для развития крупных проектов по производству биометана.
6. Традиции использования ПГ на транспорте, развитая сеть газозаправочных станций.

### **Барьеры для развития производства БМ.**

Идея производства биометана из биологического сырья в Украине относительно нова. Существуют экономические и законодательные барьеры для развития биометановых технологий в Украине, а именно:

1. Относительно высокая себестоимость производства БМ по сравнению с ценами на импортируемый природный газ.
2. Субсидирование внутренних цен на природный газ для населения и ЖКХ.
3. Отсутствие любых субсидий, стимулов, схем поддержки для производителей и потребителей БМ.
4. Отсутствие упоминания о БМ в законодательных актах о газоснабжении.
5. Отсутствие стандарта на производство БМ.
6. Отсутствие технических условий на подключение к сетям.
7. Отсутствие действующей государственной программы по развитию производства и потребления БМ.

### **Предложения БАУ**

Для того, чтобы инициировать производство БМ в Украине, необходимо реализовать следующие мероприятия:

1. Принять поправки к Закону Украины «Про электроэнергетику»<sup>43</sup>: Поднять с 01.01.2015 коэффициент «зеленого» тарифа для объектов электроэнергетики, работающих на биометане, до  $k=3,0$  (16,16 €центов/кВт•ч, без НДС) при обязательном условии утилизации не менее 50% тепловой энергии.
2. Внести изменения в Закон Украины «Про засади функціонування ринку природного газу». В частности, внести изменения в определение термина «природный газ» на следующее: «природный газ, нефтяной (попутный) газ, газ (метан) угольных месторождений, газ сланцевых толщ, **метан биологического происхождения** – смесь углеводородов и неуглеводородных компонентов, пребывающая в газообразном состоянии при стандартных условиях (давление - 760 мм р.с. и температура - 20°C) и являющаяся товарной продукцией».
3. Разработать стандарты и технические условия на производство БМ и его использование в газовых сетях, в которых гарантировать отсутствие дискриминации при подключении производителей БМ к распределительным и, потенциально, магистральным газовым сетям.
4. Доработать и утвердить проект «Национального плана действий по возобновляемой энергетике» в части повышения объемов использования биотоплив, в том числе биогаза и биометана для производства тепловой и электрической энергии. Определить на государственном уровне конкретные цели по производству биометана и сроки их достижения.
5. Предусмотреть и обеспечить разработку национального реестра производства и потребления биометана для подтверждения источника его происхождения, а также соответствия требованиям аналогичных реестров стран ЕС. Обеспечить взаимодействие национального реестра с аналогичными реестрами европейских стран.
6. Предусмотреть стимулирование развития экологических видов транспорта в городах, в том числе, работающих на БМ. По опыту Швеции для этой цели можно использовать программы, облегчающие муниципалитетам долговременные инвестиции в проекты, приводящие к снижению выбросов парниковых газов, а также способствующие производству, распределению и использованию биогаза/биометана.

## ВЫВОДЫ

Уровень потребления природного газа в Украине достаточно высок. Доля ПГ в конечном потреблении энергии составляет более 40%. При этом Украина обеспечивает себя природным газом за счет собственных ресурсов примерно на треть, остальной ПГ страна импортирует, преимущественно из России. Уменьшение потребления ПГ и его замещение альтернативами является вопросом национальной безопасности. Одной из возможностей замещения ПГ является производство биометана.

---

<sup>43</sup> Закон Украины «Про электроэнергетику» (№ 575/97-ВР от 16.10.1997, с изменениями).

<http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>



Украина обладает значительным потенциалом производства биогаза/биометана. Общий потенциал производства БГ/БМ из отходов АПК, ТБО, коммунальных и промышленных сточных вод оценивается в 3,2 млрд. м<sup>3</sup> СН<sub>4</sub> в год. Еще 3,3 млрд. м<sup>3</sup> СН<sub>4</sub> можно получить при выращивании энергетической кукурузы (или других энергетических культур) на площадях 1 млн. га (3% общей площади пахотных земель в Украине). Реализация этого потенциала определяется стратегией использования земельных ресурсов страны. Значительный дополнительный потенциал производства БМ связан с развитием методов газификации и метанизации древесной биомассы.

Украина является страной с развитой системой газоснабжения. Общая протяженность газораспределительных сетей составляет 246 тысяч километров. Более 70% населения Украины имеет доступ к ПГ. Таким образом, на бóльшей части территории Украины существует техническая возможность подключения производителей БМ к газораспределительным сетям среднего и низкого давления для локального потребления БМ.

Наличие уникальной системы магистральных газопроводов делает принципиально возможным экспорт полученного в Украине биометана в страны Западной Европы, в которых разработана система стимулирования производства БМ. Для развития перспектив экспорта БМ в страны ЕС необходим национальный реестр производства и потребления БМ для подтверждения источника его происхождения и соответствия определенным критериям, соответствующим требованиям аналогичных реестров стран ЕС и обеспечение взаимодействия между аналогичными реестрами европейских стран.

Украина относится к странам с традиционным использованием сжатого ПГ в качестве моторного топлива. В 2011 году в стране насчитывалось 200 тысяч автомобилей на сжатом ПГ и около 300 газозаправочных станций. Рынок использования БМ в качестве моторного топлива практически неограничен. Поскольку свойства БМ близки к свойствам ПГ, использование БМ в качестве моторного топлива возможно в любых пропорциях с ПГ. При этом нет необходимости в модификации транспортных средств или же газовых распределительных сетей.

Себестоимость производства БМ пока еще относительно высока, его конкурентоспособность зависит от цен на природный газ на местном или экспортном рынках. Минимальная себестоимость БМ составляет около 180 €/1000 м<sup>3</sup>. Себестоимость производства энергии из БМ колеблется от 0,02 до 0,12 €/кВт·ч; Себестоимость производства газового моторного топлива составляет от 3 до 10 грн/л. Наиболее рентабельными будут проекты производства электрической и тепловой энергии в КГУ в случае реализации электрической энергии по ЗТ, а 100% тепловой по тарифу для промышленных предприятий. Проекты производства компримированного БМ и реализации его в качестве моторного топлива также могут, при определенных условиях, быть рентабельными. Проекты производства БМ с последующим замещением ПГ на промышленных предприятиях при текущей его стоимости наименее привлекательны и могут быть рентабельными лишь при низкой стоимости сырья, оборудования и т.п. Для всех типов проектов возможность продажи переработанного сырья в качестве органических удобрений по рыночно обоснованной стоимости существенно повышает рентабельность проектов.

Развитие производства БМ нуждается в государственной поддержке. В Украине отсутствует законодательство, способствующее производству и утилизации биометана. Для того, чтобы производство БМ в Украине развивалось, необходимо реализовать набор соответствующих мероприятий, среди которых можно выделить использование «зеленого» тарифа  $k = 3.0$  (16,16 €центров/кВт•ч, без НДС) в случае производства электроэнергии из биометана при условии обязательной утилизации тепла, разработку стандартов и технических условий на производство БМ и его использование в газовых сетях, гарантии отсутствия дискриминации при закачивании БМ в распределительные и, потенциально, магистральные газовые сети.

Необходимо установить на государственном уровне конкретные цели по производству биометана и сроки их достижения, а также разработать национальный реестр производства и потребления биометана.

### *Условные обозначения*

АГНКС – автомобильная газонаполнительная компрессорная станция;  
АПК – агропромышленный комплекс;  
АПД – адсорбция при переменном давлении;  
БГ – биогаз;  
БГУ – биогазовая установка;  
БМ – биометан;  
БМС – биометановая станция;  
ВИЭ – возобновляемые источники энергии;  
ГРП – газорегуляторный пункт;  
ГРС – газораспределительная станция;  
ДВС – двигатель внутреннего сгорания;  
ДСО – дисконтированный срок окупаемости проекта;  
ЕС – Европейский Союз;  
ЕГТСУ – Единая газотранспортная система Украины;  
ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;  
ЗТ – «зеленый» тариф;  
КГУ – когенерационная установка;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
КРС – крупный рогатый скот;  
КС – компрессорная станция  
ЛЦК – лигноцеллюлозный комплекс;  
МТ – моторное топливо;  
НКРКУ – Национальная комиссия, осуществляющая государственное регулирование в сфере коммунальных услуг;  
НКРЭ – Национальная комиссия, осуществляющая государственное регулирование в сфере энергетики;  
ПГ – природный газ;  
ПХГ – подземное хранилище газа;  
ТБО – твердые бытовые отходы;  
ТЭС – тепловая электростанция  
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;  
УПГ – установка подготовки газа;  
н.д. – нет данных;  
н.э. – нефтяной эквивалент;  
с/х – сельское хозяйство;  
э/э – электроэнергия;  
Bio-SNG – синтетический природный газ биологического происхождения;  
CNG – компримированный природный газ (Compressed natural gas);  
LBG – сжиженный биогаз/биометан;  
LNG – сжиженный природный газ (Liquefied natural gas)  
LPG – сжиженный углеводородный газ (Liquefied petroleum gas)

## Обозначение единиц измерения энергии

Дж (J)	– Джоуль;
т у.т. (tce)	– тонна условного топлива (угольный эквивалент);
т н.э. (toe)	– тонна нефтяного эквивалента;
Кал (cal)	– Калория;
Вт·ч (Wh)	– Ватт·час.

## Таблица перевода единиц измерения энергии

	ГДж (GJ)	т у.т. (tce)	т н.э. (toe)	Гкал (Gcal)	МВт·ч (MWh)
ГДж (GJ)	1	0,0341	0,0239	0,239	0,278
т у.т. (tce)	29,31	1	0,700	7,0	8,130
т н.э. (toe)	41,87	1,429	1	10,0	11,63
Гкал (Gcal)	4,19	0,143	0,100	1	1,163
МВт·ч (MWh)	3,60	0,123	0,0861	0,861	1

## Предыдущие публикации БАУ

<http://www.uabio.org/ru/activity/uabio-analytics>

1. Аналитическая записка БАУ № 1 (2012) «Место биоэнергетики в проекте обновленной Энергетической стратегии Украины до 2030 года».
2. Аналитическая записка БАУ № 2 (2013) «Анализ Закона Украины «О внесении изменений в Закон Украины «Об электроэнергетике» №5485-VI от 20.11.2012».
3. Аналитическая записка БАУ № 3 (2013) «Барьеры для развития биоэнергетики в Украине».
4. Аналитическая записка БАУ № 4 (2013) «Перспективы производства и использования биогаза в Украине».
5. Аналитическая записка БАУ № 5 (2013) «Перспективы производства электроэнергии из биомассы в Украине».
6. Аналитическая записка БАУ № 6 (2013) «Перспективы производства тепловой энергии из биомассы в Украине».
7. Аналитическая записка БАУ № 7 (2014). «Перспективы использования отходов сельского хозяйства для производства энергии в Украине».
8. Аналитическая записка БАУ № 8 (2014). «Энергетический и экологический анализ технологий производства энергии из биомассы».
9. Аналитическая записка БАУ № 9 (2014). «Современное состояние и перспективы развития биоэнергетики в Украине».
10. Аналитическая записка БАУ № 10 (2014). «Перспективы выращивания и использования энергетических культур в Украине»

---

Общественный союз «Биоэнергетическая ассоциация Украины» (БАУ) был основан с целью создания общей платформы для сотрудничества на рынке биоэнергетики Украины, обеспечения наиболее благоприятных условий ведения бизнеса, ускоренного и устойчивого развития биоэнергетики. Общее учредительное собрание БАУ было проведено 25 сентября 2012 в г. Киев. Ассоциация официально зарегистрирована 8 апреля 2013 года. Членами БАУ стали более 10 ведущих компаний и более 20 признанных экспертов, работающих в области биоэнергетики.

[www.uabio.org](http://www.uabio.org)

