

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

**Факультет інженерних систем і екології  
Кафедра теплогазопостачання і вентиляції**

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

**ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

на тему:

**ОБГРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ РЕКОНСТРУКЦІЇ  
ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ  
с.МИКОЛАЇВКА КИЇВСЬКОЇ ОБЛАСТІ**

**ЛИСЕНКО ІВАН ОЛЕКСАНДРОВИЧ**

Київ 2024 р.

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

**Факультет інженерних систем і екології  
Кафедра теплогазопостачання і вентиляції**

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри  
Костянтин ПРЕДУН

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

**ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

на тему:

**ОБГРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ РЕКОНСТРУКЦІЇ  
ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ  
с.МИКОЛАЇВКА КИЇВСЬКОЇ ОБЛАСТІ**

Виконав студент групи ТВ-23-1м

Спеціальність: будівництво та цивільна інженерія

Освітня програма: теплогазопостачання і вентиляція

Лисенко Іван Олександрович

Керівник Предун К.М.,  
д.е.н., професор

Ідентичність підтверджую

Київ 2024 р.

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

Факультет: інженерних систем і екології

Кафедра: теплогазопостачання і вентиляції

Освітній рівень: магістр за ОПП

Спеціальність: будівництво та цивільна інженерія

Освітня програма: теплогазопостачання і вентиляція

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_Костянтин ПРЕДУН

„\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ**

**ДО ВИКОНАННЯ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

**Лисенко Іван Олександрович**

1. Тема роботи **Обґрунтування необхідності реконструкції існуючої системи газопостачання с. Миколаївка Київської області**

затверджена наказом ректора КНУБА №2350/2 від 30.10.2024 р.

2. Керівник роботи Предун Костянтин Миронович, д.е.н., професор

3. Строк подання студентом роботи до захисту 15.11.2024 р.

4. Зміст пояснювальної записки за розділами:

Розділ 1. Становлення, розвиток та тенденції ринку альтернативної енергетики в Україні

Розділ 2. Стратегія управління відходами в Україні

Розділ 3. Реконструкція системи газопостачання с. Миколаївка

Розділ 4. Утилізація біогазу звалища твердих побутових відходів

Розділ 5. Техніко-економічне обґрунтування використання отриманого біогазу для потреб енергопостачання

Розділ 6. Заходи з охорони праці

5. Графічний матеріал за розділами

Розділ 3. Генплан населеного пункту. Розрахункові схеми газопроводів: альтернативні варіанти газопостачання. Відомості труб тощо.

Розділ 4. Виколювання з генплану с. Миколаївка. Технологічна характеристика звалища твердих побутових відходів. Архітектурно-будівельні рішення мініТЕЦ. Принципова схема утилізації біогазу. Когенерація установка (КУ) «Caterpillar». Системи інженерного забезпечення роботоздатності КУ. Специфікації обладнання.

6. Календарний план виконання роботи:

Види робіт та їх зміст	Дата виконання
Розділ 1. Становлення, розвиток та тенденції ринку альтернативної енергетики в Україні	
Розділ 2. Стратегія управління відходами в Україні	
Розділ 3. Реконструкція системи газопостачання с.Миколаївка	
Розділ 4. Утилізація біогазу звалища твердих побутових відходів	
Розділ 5. Техніко-економічне обґрунтування використання отриманого біогазу для потреб енергопостачання	
Розділ 6. Заходи з охорони праці	
Остаточне оформлення роботи	
Направлення роботи на рецензування, перевірку на плагіат	
Попередній захист роботи на кафедрі	

7. Консультанти розділів атестаційної випускної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Перевірів	
		Дата	Підпис
Розділ 6.	Клімова І.В., к.т.н., доцент		

8. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

Зав. кафедри \_\_\_\_\_ Костянтин Предун

Керівник \_\_\_\_\_ Костянтин Предун

Студент \_\_\_\_\_ Іван Лисенко

РЕЗЮМЕ (summary) <i>докваліфікаційної роботи студента:</i>				Лисенко Іван Олександрович	
<i>Заклад вищої освіти</i>	Київський національний університет будівництва і архітектури				
<i>Тема АРМ</i>	Обґрунтування необхідності реконструкції існуючої системи газопостачання с. Миколаївка Київської області				
	Justification of the need to reconstruct the existing gas supply system in the village of Mykolaivka, Kyiv region				
<i>Освітній ступень</i>	Магістр за освітньо-професійною програмою навчання				
<i>Факультет</i>	Факультет інженерних систем та екології				
<i>Кафедра</i>	Теплогазопостачання та вентиляції				
<i>Спеціальність</i>	Будівництво та цивільна інженерія				
<i>Спеціалізація</i>	Теплогазопостачання та вентиляції				
<i>Керівник</i>	Предун К.М., д.е.н., професор				
<i>Обсяг роботи:</i>	Пояснювальна записка				Креслень формату А1
	сторінок	розділів	таблиць	рисунків	
<i>Розділ 1.</i>	Становлення, розвиток та тенденції ринку альтернативної енергетики в Україні				
<i>Розділ 2.</i>	Стратегія управління відходами в Україні				
<i>Розділ 3.</i>	Реконструкція системи газопостачання с. Миколаївка				
<i>Розділ 4.</i>	Утилізація біогазу звалища твердих побутових відходів				
<i>Розділ 5.</i>	Техніко-економічне обґрунтування використання отриманого біогазу для потреб енергопостачання				
<i>Розділ 6.</i>	Заходи з охорони праці				
<i>Висновки по роботі:</i>	За результатами аналізу існуючих тенденцій у світі щодо використання альтернативних джерел енергії і палив з метою покращення навколишнього середовища, концепції сталого розвитку, чинних нормативно-правових актів України, а також географічного розташування с.Миколаївка (поряд з населеним пунктом знаходиться діючий полігон твердих побутових відходів) обрано шляхи реконструкції системи енергопостачання даного села. Для населеного пункту розраховано витрати природного газу усіма категоріями споживачів. Для вибору економічно доцільного варіанта реконструкції газорозподільної мережі с.Миколаївка запропоновано декілька можливих схем				

вуличних газопроводів. Гідравлічні розрахунки виконано з використанням пакету прикладних програм «Гідра». За результатами виконаних розрахунків запропонованих варіантів газопостачання житлової та громадської забудови населеного пункту виконано техніко-економічне порівняння прийнятих рішень. Детально опрацьовано шляхи отримання, підготовки до використання і безпосередньо використання отриманого біогазу зі звалища твердих побутових відходів. Запропоновано встановити мініТЕЦ як альтернативний варіант енергопостачання адміністративних і громадських будівель, що дозволить зменшити використання традиційного блакитного палива. Запроектовано інженерні системи для безаварійної роботи когенераційної установки. Розроблено технічні заходи з охорони праці, які унеможливають виникнення аварійних ситуацій при виконанні будівельно-монтажних робіт та експлуатації інженерних систем забезпечення мікроклімату.

Ключові слова: альтернативні палива і джерела енергії, відходи, природний газ, біогаз, фізико-хімічні властивості палив, енергоефективність, біосферна сумісність, система газопостачання, гідравлічні розрахунки газопроводів, навколишнє природне середовище, звалище твердих побутових відходів, когенерація, викиди забруднювальних речовин і парникових газів.

Keywords: alternative fuels and energy sources, waste, natural gas, biogas, physicochemical properties of fuels, energy efficiency, biosphere compatibility, gas supply system, hydraulic calculations of gas pipelines, natural environment, landfill of solid household waste, cogeneration, emissions of pollutants and greenhouse gases.

Керівник \_\_\_\_\_ Костянтин Предун

Студент \_\_\_\_\_ Іван Лисенко

15 листопада 2024 р.

## ЗМІСТ

С.

	<b>ВСТУП</b>	
<b>1.</b>	<b>Становлення, розвиток та тенденції ринку альтернативної енергетики в Україні</b>	
1.1.	Трансформація енергетики на основі біосферосумісності	
1.2.	Альтернативна енергетика	
<b>2.</b>	<b>Стратегія управління відходами в Україні</b>	
2.1.	Джерела утворення, переробки тощо відходів в Україні	
2.2.	Проблеми і перспективи біогазової енергетики в Україні	
<b>3.</b>	<b>Реконструкція системи газопостачання с. Миколаївка</b>	
3.1.	Характеристика системи газопостачання	
3.2.	Розрахунок витрат газу	
3.3.	Вибір і обґрунтування схеми газорозподільних мереж	
3.4.	Гідравлічні розрахунки газопроводів	
3.5.	Газопроводи і споруди	
<b>4.</b>	<b>Утилізація біогазу звалища твердих побутових відходів</b>	
4.1.	Загальні положення	
4.2.	Характеристика запропонованих рішень з утилізації отриманого біопалива	
4.3.	Технологічні процеси утворення, збору, очищення і використання біогазів полігону твердих побутових відходів	
<b>5.</b>	<b>Техніко-економічне обґрунтування використання отриманого біогазу для потреб енергопостачання</b>	
<b>6.</b>	<b>Заходи з охорони праці</b>	
6.1.	Аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів	
6.2.	Будівля мініТЕЦ	
6.3.	Організаційні заходи з охорони праці	
6.4.	Безпечна експлуатація обладнання мініТЕЦ	
6.5.	Електробезпека	
6.6.	Оптимальні санітарно-гігієнічні умови праці	
6.7.	Безпека в надзвичайних ситуаціях	
	<b>Література</b>	

## ВСТУП

Теорія сталого розвитку [ 1] справедливо вважається найперспективнішою ідеологією розвитку людства у XXI столітті. Одними із орієнтирів, затверджених на Саміті ООН зі сталого розвитку, який відбувся в рамках 70-ї сесії ООН у Нью-Йорку у 2015 р. [ 2], є Глобальні цілі: 7 – «Доступна та чиста енергія» та 13 – «Пом'якшення наслідків зміни клімату». Вони визначили стратегію доступу людства до прийнятних за ціною, надійних, сталих і сучасних, безпечних для довкілля джерел енергії та розробку заходів щодо боротьби зі зміною клімату на Землі та її наслідками. Розширення інфраструктури та технологічна модернізація систем енергопостачання задля отримання екологічно чистої енергії в усіх країнах є найважливішими завданнями, які можуть як стимулювати зростання, так і сприяти збереженню навколишнього середовища. Національна доповідь «Цілі Сталого Розвитку: Україна» [ 3] надає власне бачення державою орієнтирів досягнення Цілей Сталого Розвитку (ЦСР). Після підписання Угоди про асоціацію з Європейським Союзом [ 4], приєднанням нашої держави до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства [ 5] пріоритетом державної політики стають підвищення енергоефективності та використання енергії з альтернативних джерел для потреб економіки країни та захисту навколишнього середовища. У 2035 р. частка відновлюваної енергетики повинна становити не менше 25 % у первинному енергопостачанні держави [ 6].

За рішеннями Паризької кліматичної угоди [ 7] країни-підписанти у т.ч. і Україна повинні забезпечити недопущення підвищення глобальної середньої температури довкілля більш, чим на 2 °С (по можливості – не більше 1,5 °С) відносно показників до індустріальної епохи. Моделювання ситуації показало, що якщо органічні палива видобуватимуть з тією ж швидкістю протягом наступних 28 років, як це було протягом 1988-2017 років, то глобальні середні температури повітря зростуть на 4 °С до кінця століття. Друга мета Угоди полягає у зменшенні викидів парникових газів у атмосферу до нульового рівня впродовж другої половини XXI століття. Україна за період 1988-2015 років увійшла в топ-100 країн і компаній за величиною викидів парникових газів і займає 40 місце з 0,49 % від загального обсягу викидів у атмосферне повітря [ 8].

Аналіз рішень з практичної реалізації заходів, які показали свою дієвість у світі, засвідчує, що деякі з них потребують коректив в українських умовах, так як не враховують вітчизняних реалій законотворчого процесу, існуючого стану енергетичної галузі та її впливу на довкілля, механізмів

ціноутворення, платоспроможності громадян держави тощо [ 9]. Сьогодні зростаючий рівень забруднення навколишнього середовища, глобальне потепління і необхідність економного використання традиційних органічних палив стали головними чинниками для розвитку альтернативної енергетики.

На сучасному етапі розвитку агропромислового комплексу України актуальним стає перехід на інноваційну модель його функціонування. Наразі інноваційна діяльність є основою стабільного й ефективного зростання як окремої галузі економіки, так і країни загалом. Будучи впливовим виробником сільськогосподарської продукції та її постачальником на світові ринки Україна стикається з проблемою утилізації відходів. Останні можна розглядати не лише як джерела забруднення довкілля, але й як поновлювані джерела енергоносіїв, наприклад, біогазів.

Якщо порівняти фізико-хімічні властивості біогазу з вимогами до якості природних газів, встановлених, наприклад, Кодексом газотранспортної системи [ 11], то без додаткового очищення біогазу непридатні як до транспортування існуючими мережами, так і використання традиційним газовим обладнанням. У світовій практиці відомі різні способи застосування таких біогазів, починаючи від елементарного факельного спалювання безпосередньо на місці генерації без утилізації теплоти продуктів спалювання до суттєвого очищення з доведенням вмісту метану до 90-95 % (т.зв. біометан) або виробництва товарної вуглекислоти [ 12].

Потенціал виробництва біогазу в Україні становить близько 10 млрд. м<sup>3</sup>/рік, що дозволить скоротити викиди вуглекислого газу приблизно на 20 млн. т/рік [ 13]. Біометановий завод, який може виробляти близько 10 млн. м<sup>3</sup> біометану на рік коштує близько EUR15 млн. Якщо купувати сировину за EUR40/т (тюки соломи або стебел кукурудзи), які становитимуть додатковий зарібок для аграріїв, та продавати біометан за EUR900/1000 м<sup>3</sup>, то окупність таких проектів стає цікавою інвесторам – на рівні 25 % рентабельності [ 13].

Ще одним перспективним джерелом біогазів можуть стати полігони твердих побутових відходів (ТПВ). При складуванні таких відходів на полігонах в товщі звалищ відбувається їх біоконверсія за участю мікроорганізмів. В результаті утворюється біогаз, основними компонентами якого є метан і діоксид вуглецю. Кожна тонна побутових відходів в процесі анаеробної переробки органічної маси виділяє до 200 м<sup>3</sup> біогазу. А сумарно в державі можна отримувати до 1 млрд. м<sup>3</sup> біометану на рік.

І якщо з утилізацією біометану проблем практично не існує [ 12], то значна додаткова кількість вуглекислого газу – а це основний компонент парникових газів – призводить до збільшення «теплого» забруднення

довкілля.

### Література

1. Сталий розвиток. URL: [http://uk.wikipedia.org/wiki/Сталий\\_розвиток](http://uk.wikipedia.org/wiki/Сталий_розвиток) .
2. Програма дій «Порядок денний на XXI століття»: Ухвалена конференцією ООН з навколишнього середовища і розвитку в Ріо-де-Жанейро (Саміт «Планета Земля», 1992 р.): Пер. з англ. 2-ге вид. Київ : Інтелсфера, 2000. 360 с.
3. Національна доповідь «Цілі Сталого Розвитку: Україна». URL: [http://un.org.ua/images/SDGs\\_NationalReportUA\\_Web\\_1.pdf](http://un.org.ua/images/SDGs_NationalReportUA_Web_1.pdf) .
4. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони. URL: [http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984\\_011](http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_011) .
5. Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до договору про заснування Енергетичного Співтовариства: закон України: станом 1.01.2019 р. – № 2787-VI ([2787-17](#)) від 15.12.2010. – К.: ВВР, 2011, №24, ст.170.
6. Енергетична стратегія України на період до 2035 р. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». – Схвал. розпорядженням КМУ від 18.08.2017 р. №605-р. URL: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art\\_id=245234085](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245234085).
7. Паризька угода 2015. URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/Паризька\\_угода\\_2015](https://uk.wikipedia.org/wiki/Паризька_угода_2015).
8. Україна попала в ТОП-100 стран по выбросу парникових газів: названо місце. URL: <https://economy.apostrophe.ua/news/finansy-i-banki/2018-10-09/ukrain-popala-v-top-100-stran-po-vyibrosu-parnikoviyih-gazov-nazvano-mesto-/142923>.
9. Предун К.М. Актуальність парадигми сталого розвитку щодо трансформації енергетики в Україні / К.М.Предун // *Науковий вісник Херсонського державного університету. Серія: Економічні науки*. – Вип. 38. – Херсон: Видавничий дім «Гельветика», 2020. – с. 57-61. – DOI: 10.32999/ksu2307-8030/2020-38-10.
10. Білявський М. Орієнтири розвитку альтернативної енергетики України до 2030 р. URL: <https://finance.obozrevatel.com/ukr/riven-rozrahunkiv-pered-virobnika-mi-zelenoi-energetiki-skladae-40-50-evtushenko.htm>.
11. Кодекс газотранспортної системи: затвердж. Постановою НКРЕКП №2493 від 30.09.2015. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/go/z1378-15>.
12. П'ятничко О.І., Жук Г.В., Гриценко А.В. та інш. Досвід утилізації звалищного газу в енергетичних установках в Україні: монографія. – К.:

Аграр Медіа Груп, 2015. – 126 с.

13. Україна може стати лідером із виробництва біометану в Європі. URL:  
<https://interfax.com.ua/news/greendeal/800605.html> .

## **1.1. Трансформація енергетики на основі біосферосумісності**

Забезпечення усіх галузей економіки України різними видами енергії, палива тощо наразі є одним із найважливіших завдань урядової політики. Технологічний рівень розвитку будь-якої країни опосередковано характеризується показником споживання електроенергії однією людиною протягом року. Паливно-енергетичний комплекс держави сформувався в основному у 80-х роках минулого століття і був частиною об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) колишн. Радянського Союзу, а піку свого розвитку досяг у 1990 р. – електростанції країни виробили майже 300 млрд. кВт-год. електроенергії. В Україні у 1990 р. споживання електроенергії однією людиною становило 5198 кВт-год./особа, що було близьким до середнього значення в Європейському Союзі на той час – 5468 кВт-год./особа. Правда, слід зазначити, що енергоємність тогочасної економіки у рази перевищувала аналогічний показник як в ЄС, так і у світі. Частка атомних станцій (АЕС) становила 25,5 %, теплових (ТЕС) – 70,2 %, гідроелектростанцій (ГЕС) – 3,6 %. Тобто, тепла генерація у ті часи була домінуючою. Альтернативна енергетика перебувала у зародковому стані, в першу чергу – через низькі внутрішні ціни на традиційні на той час енергоносії, а також соціальну спрямованість державної політики.

За роки незалежності в структурі використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) України відбулися кардинальні зміни, пов'язані перш за все зі спадом економіки, її перебудовою на ринкові засади. Зношені основні фонди ТЕС, їх використання не у стаціонарному режимі, а для балансування енергоринку, збільшували тиск на довкілля. З 10 найбільших забруднювачів атмосферного повітря у Європі 8 були українськими. Станом на 1.01.2022 р. частка потужностей у тепловій енергетиці, що відповідають екологічним вимогам ЄС, не перевищувала декількох відсотків. Незабаром вичерпуються проектні терміни експлуатації переважної більшості енергоблоків АЕС, а майбутнє Запорізької АЕС – найбільшої в Європі – внаслідок війни з РФ залишається невизначеним.

Наразі сучасна економіка України характеризується невиправдано високою інтенсивністю енергоспоживання, захист довкілля залишає бажати кращого, а за рівнем доходів населення держава є найбільш бідною в Європі. Розв'язання вказаних проблем вимагає пошуку нових інструментів їх вирішення. Одним із таких є теорія «сталого розвитку», яка вважається однією з найперспективніших ідеологій ХХІ століття. Концепція сталого розвитку нараховує 17 Глобальних цілей. Серед них можна виділити наступну – «Доступна та чиста енергія», мета якої полягає у забезпеченні

доступу людства до прийнятних за ціною, надійних, сталих і сучасних, екологічно чистих, джерел енергії.

Забезпечення надійного та безпечного постачання електричної енергії споживачам з урахуванням їх інтересів, мінімізація витрат на постачання електричної енергії та зменшення негативного впливу на навколишнє природне середовище потребували оновлення нормативно-правових актів. У другій половині 2019 р. в Україні запрацював ринок електроенергії, гармонізований з вимогами європейського законодавства. Держава згідно з чинним законодавством зобов'язалась пріоритетно викуповувати всі 100 % електроенергії з альтернативних палив і джерел, субсидуючи таким чином власників приватних вітрових (ВЕС) і сонячних (СЕС) електростанцій.

Встановлені «зелені» тарифи гарантовані державою до 2030 р. і є одними з найвищих у Європі. Таким чином, була забезпечена унікальна прибутковість альтернативної енергетики на теренах України для приватних інвесторів. Пропонована модель фіксованого «зеленого» тарифу стимулювала не стільки розвиток власної енергетичної незалежності, як цілеспрямований продаж електричної енергії до об'єднаної енергосистеми. Альтернативні джерела енергії витискали з роботи атомні електростанції, які продають дешевшу в разі електроенергію, а також створювали фінансовий дефіцит на ринку. Тобто, зростання частки в загальному балансі дорожчих видів генерації неминуче мало призвести і призвело до зростання цін для побутових споживачів, значна частина яких отримує державні субсидії для сплати за надані житлово-комунальні послуги.

У 2021 р. виробництво електроенергії в Україні складало 158,4 млрд. кВт-год. Більше половини електроенергії в країні виробляла і продовжує наразі виробляти атомна генерація (АЕС) – 54,4 %. Частка теплових електростанцій (ТЕС) становила 23,5 % від загального обсягу виробництва, відновлюваної енергетики – 7,9 %. Водночас на розрахунки з останніми слід було витратити 26 % всіх коштів енергоринку, проте держава не у повній мірі виконувала прийняті зобов'язання. Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) виробили 6,4 %, гідроелектростанції (ГЕС) – 5,8 % електроенергії, ще 0,8 % припадало на гідроакумулюючі станції. Дещо більше 1 % у загальному обсязі генерації зайняли інші джерела. У березні 2022 р. енергосистема України повністю синхронізувалась з енергомережею континентальної Європи ENTSO-E.

Повномасштабна війна з росією спричинила значні руйнування інфраструктури держави. Із 4-х діючих атомних електростанцій наразі працюють 3 (найбільша у Європі – Запорізька АЕС – перебуває на тимчасово окупованій території та електроенергію не виробляє). Частково пошкоджено/повністю зруйновано усі українські ТЕС (в Україні їх було 15). У

передвоєнні роки станції використовувались у т.ч. для балансування енергоринку. Побудовані у 60-70-і роках минулого століття вони були чи не найбільшими забруднювачами довкілля в Європі (з перших десяти вісім були українськими). Наразі частка теплової генерації у виробництві електроенергії ледве сягає 5 %. Із 43 ТЕЦ внаслідок атак знищено 80 % станцій. Усі великі ГЕС, зокрема Дніпровську, пошкоджено, а Каховську – зруйновано повністю. Внаслідок вторгнення РФ Україна втратила 80 % вітрових та 20 % сонячних електростанцій. Таким чином, росія знищила 9,2 ГВт української генерації.

Позитивним досягненням для ринку у 2021 р. став дебютний випуск 5-річних зелених єврооблігацій сталого розвитку (Green and Sustainability-linked bonds) на суму 825 млн. \$US з доходністю 6,875%. Єврооблігації були випущені НЕК «Укренерго» під безумовну та безповоротну державну гарантію України з цільовим направленням коштів усім виробникам електричної енергії з відновлюваних джерел. Саме ці єврооблігації стали вперше доступними на внутрішньому ринку України.

Аналіз світового досвіду показав, що протягом, наприклад, 2010-2016 років після запровадження аукціонів відбулося зниження ціни електроенергії ВДЕ у 5 разів. Для українських реалій це відповідатиме ціні, співрозмірній з цінами генерації АЕС. Тобто, наразі у світі подальший розвиток відновлюваної енергетики проходить з одночасним зменшенням кінцевої ціни за рахунок балансування інтересів учасників ринку – продавців і покупців енергії. І сьогодні, наприклад, у Німеччині відновлювана енергетика вже наблизилась до т. зв. мережевого паритету, тобто вартість її електроенергії впала до рівня, порівняного з електроенергією з традиційних джерел – ТЕС і АЕС. Відповідно, вид генерації сам по собі практично вже не впливає на ціну, яка у Європі в значній мірі визначається не складом генерації, а податками і відрахуваннями.

Таким чином, спростовується поширюване у нашій державі твердження, що у країнах, в яких значна частка генерації електроенергії відбувається за рахунок відновлюваних джерел, вимушені підвищувати тарифи для компенсації витрат.

Проте, лише зараз ДП «Гарантований покупець» оголосило про проведення першого пілотного аукціону з розподілу квоти підтримки на будівництво нової потужності з альтернативних джерел енергії. Плануєма потужність СЕС – 11000 кВт. Максимальний розмір цінової пропозиції учасника аукціону становить 9 євроцентів за 1 кВт-год. проти 15 згідно «зеленого» тарифу. Тобто, знижка генерації складає 40 %.

З 2019 р. український ринок електроенергії функціонує за європейською моделлю. Про українського споживача дбає Національна

комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Єдина фіксована ціна для побутових споживачів на період з 1.06.2024 р. по 30.04.2025 р. зафіксована на рівні 4,32 грн. або 0,1 євро за кВт-год.

Серед європейських споживачів найдорожчою є електроенергія в Німеччині, де вартість 1 кВт-год. наразі становить 0,39 євро. У Швеції та Фінляндії – 0,17, а у Молдові – 0,14 євро. Дешевша електроенергія в Сербії та Угорщині – 0,10 євро, а найдешевша: у Болгарії – 0,09 та Норвегії – 0,07 євро.

Тому українські сонячні та вітрові електростанції, які вже виробляють дешевшу за європейську електроенергію, є запорукою енергетичної безпеки України, а також дозволять у подальшому державі отримувати прибутки від збільшення обсягів експорту в Європу.

Затвердження Європейською Комісією у 2022 р. плану RE Power EU, який визначає розвиток відновлюваних джерел енергії як першорядний суспільний інтерес й передбачає збільшення частки ВДЕ у електроенергетичному балансі ЄС у 2030 р. з 40 до 45 %, безпосередньо впливає на подальший розвиток ВДЕ в Україні. Так, зокрема, стосовно вітрової енергетики, Європа прагне довести загальну потужність даного сектору до 2030 р. до 510 ГВт з сьогоднішніх 190. Відповідно, Україні, як частині енергетичної системи Європи, немає іншого вибору, окрім як розвиватись відповідно до європейських енергетичних тенденцій: з 2 ГВт у 2022 р. згідно з оптимістичним сценарієм Енергетичної стратегії України до 2050 р. планується збільшення потужності вітрової генерації в державі до 140 ГВт.

Володіючи одним із найкращих потенціалів вітрової та сонячної енергії й будучи аграрною країною із нескінченними водними та біоресурсами, яка до того ж визначається Європою як майбутній хаб з виробництва відновлюваного водню, Україна має усі шанси побудувати стабільну, сталу, вуглецево-нейтральну і безпечну енергосистему. Компенсувати той об'єм електроенергії, який було втрачено як для внутрішнього споживання, так і для експорту, через зношеність інфраструктури на викопному паливі та її практичному знищенню, у найближчій перспективі зможуть виключно електростанції на відновлюваних джерелах енергії. Отримуючи електроенергію за рахунок вітру та сонця, споживачі не залежать від кількості й скінченності традиційних палив, термінів їх видобування чи поставки, наявності місць для зберігання та утилізації відходів.

## 1.2. Альтернативна енергетика

### 1.2.1. Вітрова енергетика

Україна володіє значним природним потенціалом для реалізації вітроенергетичних проектів, що визначає зацікавленість держави в розвитку цієї галузі і привертає велику кількість потенційних вітчизняних та іноземних інвесторів.

За останніми оцінками Української вітроенергетичної асоціації, 16 ГВт ВЕС – це реальний потенціал вітроенергетичного сектора України. При забезпеченні коефіцієнта використання встановленої потужності не менше 40 %, який підтверджений на практиці нині для працюючих ВЕС у Запорізькій, Херсонській та Миколаївській областях, – річні обсяги генерування електроенергії ВЕС можуть становити 56 млрд. кВт-год., що відповідає 29 % від загального виробництва електроенергії в Україні до окупації російською федерацією Автономної Республіки Крим, м. Севастополя та здійснення нею військової агресії на території окремих районів Донецької та Луганської областей. У 2016 р. це могло б становити 34 % від загального виробництва електроенергії.

Щодо вартості будівництва вітроелектростанцій «під ключ», то вона коливається наразі в межах \$1400-1700 за 1 кВт. Згідно з прогнозами УВЕА, до 2050 р. ця вартість може скоротитися більш як на 20% (табл. 1.1).

Таблиця 1.1

#### Оцінка перспективних технічних характеристик наземних ВЕС

Вартість	Показник	Рік			
		2015	2020	2035	2050
Вартість встановленої потужності (overnight cost), євро/кВт	мінімальна	1600	1500	1350	1250
	середня	1665	1590	1440	1300
	максимальна	1730	1680	1530	1350
Операційні витрати (орех), євро/кВт	мінімальна	20	23	32	35
	середня	25	28	37	40
	максимальна	30	33	42	45
Усереднений КВВП по всіх ВЕС в Україні, %		36	36	37	40

З метою уникнення негативного впливу стрімкого розвитку вітроенергетики на популяції птахів при плануванні вітропарків необхідно враховувати відстань до природоохоронних зон або територій, де спостерігаються масові сезонні скупчення та проходять міграційні шляхи птахів, що й має бути зроблено при проведенні оцінки щодо впливу проекту на довкілля. Розумне планування вітропарків дозволить уникнути або суттєво знизити потенційні ризики впливу ВЕС на популяції птахів.

### 1.2.2. Сонячна енергетика

Теоретично-можливий потенціал енергії сонця на території України складає більше 730 млрд. кВт-год. на рік, а технічно-можливий складає лише 34,2 млрд. кВт-год на рік. Однією з головних перешкод для інтенсивного розвитку відновлюваної електроенергетики є погано розвинена мережа і її застаріла централізована концепція. За оцінками експертів компанії Rentechno, за сьогоdnішнього розвитку технологій ВДЕ в Україні здатні покрити до 80% попиту на електроенергію. Використання сонячних панелей на дахах серед приватних домогосподарств до 2050 р. може досягти 40-50 %. Крім того, використання сонячних колекторів для нагріву води ставатиме дедалі більш економічно вигідним. Ці технології дозволять забезпечити попит на гарячу воду в приватних домогосподарствах на 70-100 % впродовж літа та на 15 % взимку. У сфері послуг потенціал використання сонячної енергії є меншим, однак є також перспективним.

Для моделювання Ліберального та Революційного сценаріїв використовувалися наступні припущення щодо потенціалу (табл. 1.2) та вартості (табл. 1.3) сонячної енергетики в Україні із врахуванням досліджень Майкла Чайлда та ін., та консультацій із вітчизняними експертами.

Таблиця 1.2

Потенціал сонячної енергетики, ГВт

Електростанції:	Рік	
	2030	2050
- наземні	16	90
- дахові	5	36

Таблиця 1.3

Вартість сонячних електростанцій, євро/кВт

Електростанції:	Рік			
	2015	2020	2030	2050
- наземні	1300	750	700	475
- дахові	1700	800	750	510

### 1.2.3. Біоенергетика

За даними Біоенергетичної асоціації України, економічно доцільний біоенергетичний потенціал складає близько 20 млн. т н.е., а у 2050 р. він може скласти 42 млн. т н.е. (табл. 1.4), що стане можливим за рахунок збільшення використання кукурудзи для виробництва біогазу, вирощування енергетичних культур та використання біогазу. Наявний в Україні енергетичний потенціал відходів лісництва та сільського господарства

практично не використовується – для уможливлення використання необхідно розвивати логістичні мережі зі збору, доставки та збереження біомаси, оскільки транспортування деревини малою насипною масою на великі відстані є збитковим. Для уможливлення використання біомаси в мережі ЖКГ крім вирішення низки технічних питань потрібні довгострокові контракти на поставки деревини. Когенераційні технології дозволяють одночасно отримувати теплову та електричну енергію. Відновлюваною «сировиною» для таких технологій може бути біогаз, метан-вугільних родовищ тощо. На українському ринку представлені нові когенераційні установки провідних світових виробників, а також ті, що були у використанні (б/в). Основні технічні характеристики когенераційних технологій, використаних для моделювання довгострокових сценаріїв розвитку енергосектору, наведено в табл. 1.5.

Таблиця 1.4

Біоенергетичний потенціал України

Вид біомаси	2015			2050
	теоретичний потенціал, млн. т	частка, доступна для енергетики, %	економічний потенціал, млн. т у.п	економічний потенціал, млн. т у.п
<b>Агропотенціал:</b>				
Солома зернових культур	35,14	30	5,22	7,83
Солома ріпаку	3,10	40	0,62	0,93
Відходи виробництва:				
- кукурудзи на зерно	30,3	40	3,31	4,97
- соняшника	21,2	40	1,74	1,74
Вторинні відходи с/г	1,9	41	0,39	0,39
Усього	<b>91,64</b>		<b>11,28</b>	<b>15,86</b>
<b>Деревина:</b>				
Деревна біомаса:				
- дрова, відходи рубки, тріска	8,8	41	1,47	2,97
- сухостій, рубка лісосмуг	11,0	58	2,57	1,47
Усього	<b>14,80</b>		<b>3,45</b>	<b>4,44</b>
<b>Біопаливо:</b>				
Бюдизель			0,27	0,27
Біоетанол			0,77	0,77
Усього			<b>1,04</b>	<b>1,04</b>
<b>Біогаз:</b>	млрд.м <sup>3</sup> СН <sub>4</sub>			
Біогаз із відходів АПК	1,6	50	0,97	3,40
Біогаз полігонів ТПВ	0,6	34	0,26	0,85
Біогаз стічних вод	1,0	23	0,27	0,56
Усього	<b>3,2</b>		<b>1,50</b>	<b>4,81</b>

<b>Енергетичні культури:</b>				
Тополя, акація, верба тощо	11,5	90	6,28	18,84
Кукурудза (біогаз)	3,3 млрд.м <sup>3</sup>	90	3,68	14,72
Усього			<b>9,96</b>	<b>33,56</b>
<b>Торф</b>			<b>0,4</b>	<b>0,4</b>
<b>Разом, млн. т у.п.</b>			<b>27,63</b>	<b>60,10</b>
<b>Разом, млн. т н.е.</b>			<b>19,34</b>	<b>42,07</b>

Таблиця 1.5

Основні вартісні характеристики когенераційних технологій на біомасі

Показники	Характеристика КГУ	
	нова	б/в
Капітальні витрати, євро/кВт	532	250
Операційні витрати, євро/кВт	20	20
ККД, %	87,2	87,2

При технології сумісного спалювання біомаси з вугіллям інвестиції складають \$50-\$250/кВт, вартість електроенергії – \$20/МВт-год. (якщо наявна своя сировина, а транспортні витрати мінімальні). Вартість сировини (біомаси) становить \$3-3,5/ГДж, тож вартість електроенергії може перевищити \$30-50/МВт-год. Станції винятково на біомасі більш дорогі та вимагають інвестицій у розмірі \$1500-3000/кВт. Відповідно, вартість електроенергії може становити \$40-90/МВт-год.

Для моделювання довгострокового розвитку енергосектору зроблено припущення, що до 2050 р. частка гарячого водозабезпечення за рахунок бойлерів на біомасі відповідатиме частці населення, яке використовує котли на біомасі для опалення. Приготування їжі з використанням біомаси як палива, очікувано, не спостерігатиметься в майбутньому. За інформацією Біоенергетичної Асоціації України, на сьогодні виробництво теплової енергії з біомаси є вигідним за поточних цін на природний газ і залишиться таким у майбутньому.

Наразі термін окупності установок з виробництва електроенергії на біомасі за наявності «зеленого» тарифу складає 8 років, а ТЕЦ на біомасі має термін окупності 4,5 роки, що є цікавим для бізнесу.

Основні технічні характеристики ТЕС, ТЕЦ та котелень на біомасі та біогазових технологій, використані для моделювання довгострокових сценаріїв розвитку енергосектору, отримані на основі даних Біоенергетичної асоціації України із врахуванням досліджень Майкла Чайлда та ін., наведених в роботі, і наведені в табл. 1.6-1.9. Окрім того враховано, що в

Україні зниження капітальних витрат може відбутися за рахунок власного виробництва обладнання.

Таблиця 1.6

Основні вартісні характеристики ТЕС на біомасі

Показники	Рік			
	2015	2020	2035	2050
<b>Біомаса з деревини</b>				
Капітальні витрати, євро/кВт	2800	2800	2500	2000
Операційні витрати, євро/кВт	50			
ККД, %	24	24	28	31
КВВП, %	50			
Термін експлуатації, років	30			
<b>Біомаса з відходів агропромислового комплексу</b>				
Капітальні витрати, євро/кВт	3500	2900	2600	2100
Операційні витрати, євро/кВт	30			
ККД, %	23	23	25	29
КВВП, %	50			
Термін експлуатації, років	30			
<b>Біогаз</b>				
Капітальні витрати, євро/кВт	4500	4500	4100	3800
Операційні витрати, євро/кВт	30			
ККД, %	42	42	43	44
КВВП, %	90			
Термін експлуатації, років	30			

Таблиця 1.7

Основні вартісні характеристики ТЕЦ на біомасі

Показники	Рік			
	2015	2020	2035	2050
<b>Біомаса з деревини</b>				
Капітальні витрати, євро/кВт	3500	3400	3100	2800
Операційні витрати, євро/кВт	50			
ККД, %	20	20	20	21
КВВП, %	50			
Термін експлуатації, років	35			
<b>Біомаса з відходів агропромислового комплексу</b>				
Капітальні витрати, євро/кВт	3500	3400	2900	2800
Операційні витрати, євро/кВт	30			
ККД, %	19	19	19	20
КВВП, %	50			
Термін експлуатації, років	35			
<b>Побутові відходи</b>				
Капітальні витрати, євро/кВт	5500	5400	5000	4500

Операційні витрати, євро/кВт	55			
ККД, %	25	25	25	26
КВВП, %	50			
Термін експлуатації, років	35			
<b>Енергетичні культури</b>				
Капітальні витрати, євро/кВт	3500	3400	3100	3000
Операційні витрати, євро/кВт	50			
ККД, %	20	20	20	21
КВВП, %	50			
Термін експлуатації, років	35			

Таблиця 1.8

Основні вартісні характеристики котелень на біомасі

Показники	Рік			
	2015	2020	2035	2050
<b>Біомаса з деревини</b>				
Капітальні витрати, євро/кВт	150	145	138	136
Операційні витрати, євро/кВт	7			
ККД, %	64	64	64	65
КВВП, %	50			
Термін експлуатації, років	35			
<b>Біомаса з відходів агропромислового комплексу</b>				
Капітальні витрати, євро/кВт	400	350	280	250
Операційні витрати, євро/кВт	7			
ККД, %	32	62	63	64
КВВП, %	50			
Термін експлуатації, років	35			

#### 1.2.4. Гідроенергетика

Розвиток великої гідроенергетики майже не передбачається, оскільки цей тип генерації визнається як нестале (unsustainable) відновлюване джерело енергії. Відповідно до такого підходу потенційно розглядається лише відбудова Каховської ГЕС. Виходячи з таких припущень, потужність великої гідроенергетики (ГЕС та ГАЕС) складатиме біля 6000 МВт.

Щодо малих ГЕС, то з однієї сторони, на думку громадських екологічних організацій, не відомий жоден приклад малої ГЕС в Україні, яка б відповідала екологічним критеріям, і вони приносять значно більше екологічної шкоди, ніж можуть бути отримані потенційні вигоди, наприклад, скорочення викидів парникових газів. Водночас в Австрії та Норвегії є приклади ГЕС, які цілком безпечні для довкілля. Тому можливий такий компромісний варіант: використання 50 % наявного потенціалу за умови дотримання найсуворіших екологічних критеріїв. Станом на 2016 р.

потужність малих ГЕС становить 90 МВт. Максимальна потужність малих ГЕС до 2030 р., за даними Інституту відновлюваної енергетики НАН України, складатиме 250 МВт. Тобто додатковий до існуючого потенціал –  $250 - 90 = 180$  МВт. Припускаючи, що лише 50 % нових малих ГЕС відповідатимуть усім екологічним критеріям, то додатковий приріст виходить 90 МВт. При цьому зроблено припущення, що значну частину цього потенціалу має бути реалізовано внаслідок модернізації та підвищення ефективності наявних малих ГЕС. Будівництво нових міні-ГЕС може бути здійснене лише за умови дотримання жорстких екологічних критеріїв, які необхідно запровадити на законодавчому рівні (на зразок тих, які застосовують International Rivers Network, WWF, Greenpeace, Bankwatch. Окрім того, після 2030 р. «зелений» тариф буде скасовано, тому будівництво нових міні-ГЕС після 2030 р. є дуже сумнівним, тому що останні значно програватимуть за вартістю ВЕС та СЕС, які стрімко дешевшають.

#### ***1.2.5. Балансування ВЕС та СЕС***

Перехід електроенергетичного сектору на 90-100 % використання ВДЕ (переважно вітрову та сонячну енергії) вимагатиме забезпечення необхідної кількості маневрових потужностей. Потенціал гідроенергетики не в змозі буде забезпечити необхідну кількість таких маневрових потужностей, тому сьогодні розвиток сонячної та вітрової енергетики має супроводжуватися розвитком технологій накопичення енергії (акумуляторів), щоб забезпечувати стабільність та прогнозованість цих видів генерації.

Для моделювання сценаріїв довгострокового розвитку енергетики України на період до 2050 р. було зроблено припущення, що на кожен 1 кВт потужності сонячних електростанцій необхідно резервувати 0,74, а для вітрової – 0,42 кВт акумулюючих потужностей. Очевидно, що потреба у впровадженні акумулюючих технологій не обмежується балансуванням лише ВДЕ, акумулятори також можуть застосовуватися для забезпечення надійності та безпеки енергосистеми навіть за поточної, досить низької частки ВДЕ в енергобалансі. Однак стрімке зростання саме ВЕС та СЕС становитиме найбільші виклики для енергосистеми, тому балансування вітрової та сонячної енергетики розглядається в цій роботі як першочергова задача.

Комплексне вивчення потреб в акумулюванні енергії з урахуванням технічних та економічних характеристик більш широкого спектру акумулюючих технологій потребує додаткового дослідження.

Таблиця 1.9

## Вартість акумулюючих технологій, євро/кВт

Акумулюючі технології	Рік			
	2015	2020	2030	2050
Стационарні літій-іонні акумулятори	600	300	150	75

### 1.3. Аналіз виконання державних програм з розвитку альтернативної енергетики

У довоєнній економіці України сформувався певний паритет в галузі, а саме: до 55 % від загального виробництва припадало на АЕС, біля 30 % займала «теплова» генерація, 10 % – гідроенергетика, решту – інші джерела. Водночас зростаючий рівень забруднення навколишнього середовища, глобальне потепління і необхідність економного використання традиційних органічних палив стали головними чинниками для розвитку альтернативної енергетики, в першу чергу вітрових (ВЕС) і сонячних (СЕС) електростанцій.

Таблиця 1.10

## Структура за обсягом генерації електроенергії в Україні

Виробник	Рік				
	2018 [ 10]	2019 [ 10]	2020 [ 11]	2020 [ 2]	2035 [ 2]
АЕС	54,3	53,9	51,5	51,8	48,2
ТЕС	29,5	29,2	27,2	36,6	32,3
ТЕЦ	6,5	7,1	7,8		
ГЕС+ГАЕС	7,8	5,1	4,3	6,1	6,7
ВДЕ	1,5	3,6	7,6	5,5	12,8
Інші	0,4	1,1	1,6	-	-
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Аналіз наведених у табл.1.10 даних засвідчує щорічне подвоєння виробництва електроенергії альтернативними джерелами за останні роки. У порівнянні з контрольними показниками на 2020 р., вказаними в Енергетичній стратегії [ 2], фактичні темпи зростання випереджали планові показники майже в 1,4 р.: згідно з уточненим балансом на 2020 р. [11] частка відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) становила на рівні 7,6 % проти планового значення [2] – 5,5 %. Водночас, прогнозовано зменшились частки атомних та теплових електростанцій.

Тобто, на перший погляд в Україні відбувається реальне реформування енергетичної галузі: від прийняття нормативно-правових актів, в основному гармонізованих з відповідними документами Євросоюзу, до впровадження технічних рішень, які сприяють зменшенню використання традиційних видів палив і, відповідно, «тепловому» забрудненню довкілля.

Проте, детальний аналіз структури генерації електроенергії ВДЕ демонструє наявні перекося, особливо у порівнянні з існуючим станом у країнах ЄС.

Таблиця 1.11

Виконання національного плану дій з ВДЕ станом на 1.04.2020 р. [ 10]

Вид генерації	Потужність			
	План		Встановлена	
	МВт	%	МВт	%
СЕС	2300	100	5576,3	242,4
ВЕС	2280	100	1206,7	52,9
ГЕС: великі >10 МВт	5200	100	4639,3	89,2
малі <1...10 МВт	150	100	341,7	227,8
Геотерм. ТЕС	20	100	0	0
ТЕС на біомасі	660	100	91	13,8
ТЕС на біогазі	290	100	86,1	29,7
Разом	10900	100	11941,1	109,6

Наприклад, при планованих рівнозначних частках СЕС і ВЕС (відповідно, 2300 і 2280 МВт), фактично перевага надана спорудженню сонячних електростанцій. ВЕС працюють постійно, незалежно від часу доби, і кількість генерованої електроенергії залежить лише від сили вітру. СЕС, навпаки, працездатні виключно у світлу, безхмарну пору доби. Відповідно, з точки зору балансування ринку електроенергії перевагу слід було б надавати спорудженню вітрових електростанцій, як це робиться, наприклад, у ФРН [ 12]. За перший квартал 2020 р. ВЕС виробили понад третину усієї енергії, частка біогазових електростанцій становила 5,5 %, а СЕС – лише 4,8 %. В українських реаліях наявний перекося в сторону сонячних електростанцій можна пояснити лише значним здешевленням за останній період відповідного обладнання та унікальною прибутковістю для приватних інвесторів.

Невиправдано низькими є темпи введення в експлуатацію електростанцій, які працюють на біопаливах. Будучи сільськогосподарською державою в Україні заплановано будівництво потужностей таких станцій менше 10 % серед усіх ВДЕ (див. табл.1.11).

Ухвалена у квітні 2023 р. Енергетична стратегія України [ 14] продовжує курс на виробництво «чистої» енергії. Вже у 2030 р. частка відновлюваних джерел енергії має становити не менше 25 % в енергетичному балансі, а у 2050 р. Україна планує досягти кліматичної нейтральності. Тобто, виробництво «зеленої» енергії є одним із ключових чинників забезпечення енергетичної незалежності та енергетичної безпеки державі,

особливо в умовах російської воєнної агресії. Наприклад, у 2023 р. близько 10 % електроенергії було вироблено на ВЕС та СЕС. А з урахуванням великих гідроелектростанцій частка «чистої» енергії сягнула 20,3 % (що більше, ніж у довоєнний період).

Таблиця 1.12

Встановлена потужність альтернативних джерел енергії [ 14]

Альтернативні джерела енергії	Генерація	Потужність, ГВт	
		1.01.2022 р.	2050 р.
1	2	3	4
1. Сонячні електростанції	електроенергія	6	94
2. Вітрові електростанції	електроенергія	2	140
3. Біогазові установки	біогаз	6	18
4. Гідро- та гідроакумулюючі електростанції	електроенергія	6	9
5. Атомні електростанції	електроенергія	14	30
	Разом	34	291

Примітка. Встановлена потужність накопичувачів енергії (energy storage) у 2050 р. – до 38 ГВт.

Втрата Запорізької АЕС та відключення її від ОЕС держави, окупація понад 60% українських вугільних та 20% газових родовищ, а також перманентний газовий і нафтовий шантаж російською федерацією усієї Європи та світу, чітко свідчать про те, що прийшов час відмовитись від викопного палива, яке робить країни вразливими і взаємозалежними, та перейти до масштабного розвитку відновлюваних джерел енергії. Ця війна продемонструвала усьому світу якою є ціна традиційної енергетики, яка базується на централізованих джерелах. Саме тому післявоєнна відбудова країни повинна базуватись на основі децентралізованих ВДЕ. Україна потребує цього не лише через необхідність гарантування власної енергетичної безпеки, але й через необхідність оновлення енергетичної інфраструктури держави та компенсації тієї електроенергії, об'єм якої втрачено через практично зруйновану та застарілу генерації на викопному паливі.

## 2. Стратегія управління відходами в Україні

### 2.1. Джерела утворення, переробки тощо відходів в Україні

Наразі в Україні склалась критична ситуація у зв'язку з утворенням, накопиченням, зберіганням, переробленням, утилізацією та захороненням відходів. В свою чергу вона сприяє подальшому розвитку екологічних загроз. Проблема відходів в Україні у порівнянні з європейськими країнами відрізняється особливою масштабністю і значимістю як внаслідок домінування в національній економіці ресурсоемних багатовідхідних технологій, так і через відсутність протягом тривалого часу адекватного реагування на її виклики. Значні масштаби ресурсокористування та енергетично-сировинна спеціалізація національної економіки разом із застарілою технологічною базою визначали і надалі визначають високі показники утворення та нагромадження відходів.

Такі обставини призводять до поглиблення екологічної кризи і загострення соціально-економічної ситуації в суспільстві та обумовлює необхідність реформування і розвитку з урахуванням вітчизняного та світового досвіду всієї правової та економічної системи, що регулює використання природних ресурсів у цілому та управління відходами зокрема. Проблема відходів є однією з ключових екологічних проблем і більш вагомю в ресурсному аспекті.

Так, наприклад, Україна [ 1] відчуває на собі все більше наслідки глобальних кліматичних змін. Дані Українського Гідрометцентру свідчать про те, що за останні тридцять років середня температура в нашій країні зросла на 1,2 °С. Швидкість зростання температури повітря в окремих регіонах України сягає 0,82 °С за останні 10 років, тоді як у сусідніх країнах – 0,47-0,59 °С/10 р., а в північній півкулі та Європі – 0,34 і 0,47 °С/10 р. відповідно. Ці дані свідчать про те, що швидкість підвищення температури повітря в Україні є значно вищою за глобальні та європейські темпи.

Високий рівень утворення відходів та низькі показники їх використання як вторинної сировини призвели до того, що в Україні щороку в промисловості та комунальному секторі нагромаджуються значні обсяги твердих відходів, з яких лише незначна частина застосовується як вторинні матеріальні ресурси, решта потрапляють на звалища.

Існуючому становищу з відходами в Україні притаманні такі риси:

- 1) накопичення відходів як у промисловому, так і побутовому секторі, що негативно впливає на стан навколишнього природного середовища і здоров'я громадян;

- 2) здійснення неналежним чином утилізації та видалення небезпечних відходів;
- 3) розміщення побутових відходів без урахування можливих небезпечних наслідків;
- 4) неналежний рівень використання відходів як вторинної сировини для подальшого залучення їх у виробництво;
- 5) неефективність чинних економічних інструментів у сфері поводження з відходами.

Значні обсяги накопичених в Україні відходів та відсутність ефективних заходів, спрямованих на запобігання їх утворенню, утилізації, знешкодження та видалення, поглиблюють екологічну кризу і стають гальмівним фактором розвитку національної економіки.

Розв'язання зазначеної проблеми є ключовим у вирішенні питань енерго- та ресурснезалежності держави, економії природних матеріальних та енергетичних ресурсів і, відповідно, актуальним стратегічним завданням (пріоритетом) державної політики. Для його вирішення Кабінетом Міністрів України розроблено і ухвалено «Національну стратегію управління відходами в Україні до 2030 року» [ 2], до тексту якої з часу прийняття у 2017 р. внесено ряд доповнень і змін. Стратегія визначає головні напрями державного регулювання у сфері поводження з відходами в найближчі десятиліття з урахуванням європейських підходів з аналогічних питань.

### **2.1.1. Побутові відходи**

В Україні на підконтрольній владі території нараховується 460 міст, близько 150 районів, 885 селищ міського типу і 28388 сіл, органи місцевого самоврядування яких повністю відповідають за організацію надання послуг з поводження із твердими побутовими відходами (ТПВ).

Обсяги утворення твердих побутових відходів в Україні за останній час становлять біля 50 млн. м<sup>3</sup> щороку або близько 11 млн. т (без урахування тимчасово окупованих територій). Незважаючи на те, що протягом останніх років чисельність населення України постійно скорочується, обсяги утворення побутових відходів навпаки – збільшуються.

Наразі показник утворення відходів в Україні в середньому становить 250-300 кілограмів на рік на людину і має тенденцію до зростання.

Домінуючим способом поводження з побутовими відходами залишається їх вивезення та захоронення на полігонах та сміттєзвалищах. Лише 5,8 % утворених побутових відходів переробляють, у т.ч. 2,71 % (1,3 млн. м<sup>3</sup>) – утилізують (як правило, спалюють), 3,09 % (1,53 млн. м<sup>3</sup>) – спрямовують на сміттєпереробні комплекси та близько 0,003 % (2000 м<sup>3</sup>) –

компостують. Решту – близько 94 % – розміщують на полігонах та сміттєзвалищах, яких в Україні нараховується майже 5,5 тисяч, з яких більше третини або перевантажені, або не відповідають нормам екологічної безпеки, чинним в Україні. За експертними оцінками більше 99 % функціонуючих полігонів не відповідають європейським вимогам [ 3]. Наприклад, для утилізації горючих газів Директивою № 1999/31/ЄС передбачено такі заходи:

- 1) контроль накопичення та міграції звалищного газу;
- 2) звалищний газ повинен збиратися на всіх полігонах, які приймають біорозкладні відходи, а також оброблятися та використовуватися; якщо зібраний газ не може бути використаний для вироблення енергії, він повинен бути спалений;
- 3) збирання, оброблення і використання звалищного газу повинно здійснюватися у спосіб, що мінімізує шкоду для довкілля чи погіршення його стану, а також ризик для здоров'я людини.

Як правило, внаслідок недостатнього рівня контролю або відсутності належної системи поводження з побутовими відходами, в Україні за офіційними даними, щороку утворюється понад 27 тис. несанкціонованих сміттєзвалищ.

Неналежним чином проводиться робота з паспортизації, рекультивації та санації сміттєзвалищ.

З 1551 сміттєзвалища, що потребують паспортизації, наприклад, у 2016 р. фактично паспортизовано 380 (потребує паспортизації 21 % сміттєзвалищ від їх загальної кількості). З 509 сміттєзвалищ, які потребують рекультивації, фактично рекультивовані 86 (7,7 % потребує рекультивації).

Відсутність системи перероблення (у тому числі системи роздільного збирання) побутових відходів призводить до втрати Україною щороку мільйонів тонн ресурсоцінних матеріалів, що містяться у відходах, які потенційно можуть бути введені у господарський обіг. Розвиток роздільного збирання та перероблення відходів є невід'ємною частиною підвищення ефективності використання природних ресурсів і переходу до сталої економіки.

Надмірна залежність від захоронення побутових відходів не може далі бути основою поводження з побутовими відходами в Україні. Крім того, підписана у 2014 р. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони [ 4] вимагає від України негайних і рішучих кроків для впровадження європейських стандартів у відповідній сфері.

### 2.1.2. Відходи виробництва продукції сільського господарства

Інтенсифікація сільськогосподарського виробництва та розширення території сільськогосподарських угідь призвели до зростання кількості відходів і їх впливу на навколишнє природне середовище. Потенційними факторами негативного впливу на навколишнє природне середовище є кілька типів відходів виробництва продукції сільського господарства (далі – відходи сільського господарства): органічні відходи рослинництва; органічні відходи тваринництва та птахівництва; біовідходи (труп тварин та птиці); залишкова кількість добрив, хімічних та біологічних засобів для захисту рослин, ветеринарних препаратів тощо.

Традиційно сільськогосподарські відходи в Україні поділяються на відходи тваринництва, відходи рослинництва та агрохімічні відходи.

Згідно з даними статистичних спостережень [ 2] із понад щорічних приблизно 13,5 млн. т утворених сільськогосподарських відходів наймасовішими є:

- 1) відходи рослинного походження (7742 тис. т або 57 %);
- 2) тваринні екскременти, сечовина і гній (4938 тис. т або 37 %);
- 3) відходи тваринного походження та змішані харчові відходи (897 тис. т або 6 %).

Однак статистичні дані не повною мірою достовірно відображають реальний стан справ. Так, за валового збору зерна на рівні 50 млн. т може утворитися до 25 млн. т соломи. У разі зростання валового збору до 80 млн. т пропорційно зростає до 40 млн. т і обсяг соломи.

Іншим джерелом утворення відходів сільського господарства є тваринництво та птахівництво, де основним видом відходів сільського господарства є гній. Усього худоби в Україні близько 13 млн. голів. Якщо в середньому одна тварина дає 10 кілограмів гною на добу, за рік може утворитися до 50 млн. т гною. Поголов'я 1,5 млн. курей дає на добу понад 100 т. Усього в Україні щороку утворюється близько 500 тис. т пташиного посліду. Крім того, утворюються відходи від забою та падежу птиці. За нормативами, падіж може становити 3,5 % загальної кількості на рік, що становить за середньої ваги птиці 500 грамів – 3570 т біовідходів без урахування біовідходів, що утворюються під час забою птиці.

Актуальним є питання поводження з відходами хімічних засобів захисту рослин, до складу яких входять пестициди, гербіциди, фунгіциди, хімічні та біологічні стимулятори росту рослин.

Окрему групу відходів хімічних засобів захисту для рослин становлять непридатні та заборонені до використання пестициди, що виготовлені та накопичені ще за часів СРСР. Результати проведеної інвентаризації відходів

хімічних засобів захисту рослин не дають змоги точно оцінити їх кількість, але попередньо обсяги накопичення непридатних хімічних засобів захисту рослин можуть становити 8,5 тис. т.

У сфері управління відходами сільського господарства існують такі основні проблеми, що необхідно розв'язати в рамках реалізації цієї Стратегії:

- 1) неналежний рівень дотримання вимог законодавства – головна проблема сільськогосподарського сектору;
- 2) низький рівень поінформованості та обізнаності сільськогосподарського сектору щодо можливостей та переваг оброблення чи повторного використання відходів сільського господарства;
- 3) низький рівень поінформованості інвесторів щодо можливостей виробництва нових продуктів із сільськогосподарських відходів;
- 4) відсутність дієвого механізму залучення приватних інвестицій для розвитку об'єктів сільськогосподарського сектору;
- 5) низький рівень ефективності управління стратегічними об'єктами у сфері поводження з відходами сільськогосподарського сектору.

### **2.1.3. Мета і строки реалізації Стратегії**

Метою Стратегії [ 2] є створення умов для підвищення стандартів життя населення шляхом впровадження системного підходу до поводження з відходами на державному та регіональному рівні, зменшення обсягів утворення відходів та збільшення обсягу їх переробки та повторного використання.

Одними із основних цілей Стратегії є:

- 1) визначення та розв'язання ключових проблем розвитку управління відходами в Україні на інноваційних засадах;
- 2) визначення пріоритетних напрямів діяльності центральних та місцевих органів виконавчої влади, органів місцевого самоврядування, організацій, установ, підприємств, громадських організацій та суспільства в цілому щодо переходу системи управління відходами на інноваційну модель;
- 3) визначення шляхів та методів удосконалення існуючої інфраструктури з управління відходами, які не суперечать інноваційній моделі;
- 4) забезпечення сталого розвитку України шляхом виконання завдань, спрямованих на екологічну та ресурсну безпеку.

### **2.2.2. Принципи реалізації Стратегії**

Стратегія базується на таких принципах:

- 1) ієрархії поводження з відходами, який передбачає дії стосовно поводження з відходами у такій послідовності:

- запобігання утворенню відходів з метою оптимізації процесів проектування видобутку ресурсів, виробництва товарів (екодизайн) та утворення відходів;

- підготовку до повторного використання – створення цілої галузі для проведення перевірки, очистки чи визначення придатності продуктів або їх компонентів для повторного їх використання без попередньої обробки;

- перероблення відходів – утилізація з поверненням у виробничий цикл різних матеріалів, що містяться у відходах;

- інші види утилізації відходів, у т.ч. числі енергетична утилізація з наступним використанням відходів як вторинних енергетичних ресурсів;

- видалення відходів – захоронення їх у спеціально обладнаних місцях/об'єктах та знищення (знешкодження) на установках, що відповідають екологічним нормативам, лише у разі відсутності можливості виконати попередні ступені ієрархії;

2) переходу до економіки замкненого циклу, який передбачає, що обсяг продуктів, матеріалів і ресурсів використовується в економіці якомога довше й утворення відходів мінімізується;

3) наблизеності, який передбачає для зменшення потенційних ризиків від забруднення відходами їх перероблення якомога ближче до джерел утворення;

4) попередженості, який за наявності доказів екологічного ризику слід вжити відповідних запобіжних заходів;

5) спільної відповідальності, участі органів державної влади, органів місцевого самоврядування, суб'єктів господарювання, а також громадськості під час прийняття рішень щодо досягнення цілей екологічної політики;

6) розширеної відповідальності виробника, який передбачає відповідальність виробників та імпортерів продукції за прийняття повернутої продукції та відходів, що лишилися після її використання, а також подальше управління відходами;

7) самодостатності, який передбачає створення інтегрованої адекватної мережі об'єктів з утилізації і видалення відходів, що дасть змогу державі чи регіону забезпечити самостійну утилізацію та видалення власних відходів.

Крім того, важливим економічним інструментом екологічної політики є впровадження принципу «забруднювач платить», який передбачає, що юридичні/фізичні особи, відповідальні за забруднення, повинні нести витрати, пов'язані із цим забрудненням, у т.ч. і з ліквідацією наслідків.

#### **2.1.4. Аналіз літературних джерел**

Дослідження [ 5], виконані Університетом Східної Англії (UEA) і Міжнародною асоціацією по боротьбі з летючими викидами (IFEAA), виявили, що викиди метану зі сховищ гною на молочних фермах можуть бути значно вищими, ніж вказують офіційні дані.

Ці результати підкреслюють величезний потенціал перетворення викидів метану на біогаз – поновлюване джерело енергії.

При уловлюванні та перетворенні метану в біогаз молочні ферми можуть значно знизити витрати на паливо. За оцінками, економія для середньої ферми складе близько 52 500 фунтів стерлінгів на рік, а загальний потенціал економії для галузі може досягти 400 мільйонів фунтів.

Дослідження ґрунтується на вимірах викидів із двох молочних ферм у Корнуоллі. Воно вказує на те, що традиційні розрахунки викидів метану, які використовуються для міжнародної звітності, можуть істотно недооцінювати обсяг викидів від гною. Згідно з новими даними, фактичні викиди становлять 145–198 кг метану на корову на рік, що в чотири-п'ять разів вище за офіційні оцінки.

Професор Ніл Ворд з UEA зазначив, що технологія уловлювання метану вже існує і може допомогти фермерам не тільки скоротити викиди, а й стати енергетично незалежними.

Дослідження також закликає урядові органи активніше підтримувати технології уловлювання метану, надавати фінансові стимули та спрощувати процес отримання дозволів для впровадження цих технологій на фермах.

За словами Джорджа Юстіса, колишнього державного секретаря з питань навколишнього середовища, скорочення викидів метану є критично важливим для досягнення глобальних кліматичних цілей.

Новий аналіз Мерілендського університету [ 6] показав, що незважаючи на прогрес США і Китаю в скороченні викидів метану, інші великі країни, як-от Індія, Росія і Канада, рідко мають конкретні національні плани щодо боротьби з цим парниковим газом.

Метан, друге за величиною джерело глобального потепління, після CO<sub>2</sub>, вимагає термінових заходів.

Дослідження охопило 276 політик у 15 країнах, на які припадає близько 39 % світових викидів метану. У ньому виявлено значні прогалини в заходах щодо їх скорочення – поточні політики охоплюють лише 13 % глобальних викидів метану.

При цьому 47 % викидів метану припадає на сільське господарство, але тільки 19 % заходів зосереджені на цій сфері.

Дослідження, очолюване Райлі Пелтон, науковим співробітником IonE, є першою оцінкою впливу м'ясної промисловості на навколишнє середовище (Фото:pixabay)

Нове дослідження [ 7], опубліковане в журналі Nature Food Інститутом навколишнього середовища Міннесотського університету та організацією The Nature Conservancy, показало, що американська м'ясна промисловість може скоротити викиди парникових газів на 30 %. Нині ця галузь щорічно викидає близько 258 мільйонів т парникових газів, що становить 3,3 % від загальних викидів США.

Дослідження, очолюване Райлі Пелтон, науковим співробітником IonE, є першою оцінкою впливу м'ясної промисловості на навколишнє середовище на рівні округів. У результаті було виявлено географічні осередки викидів, які зосереджені на Великих рівнинах і Середньому Заході. Викиди пов'язані з виробництвом кормів, утриманням худоби на відгодівельних майданчиках, а також випасом на пасовищах.

Дослідники запропонували 42 альтернативних методи по всьому ланцюжку поставок, включно з покривним землеробством, кормовими добавками та управлінням енергоспоживанням. Вони також підкреслили важливість регіонального підходу. Наприклад, на південному сході США запропоновано додавати дерева на пасовища для збільшення секвестрації вуглецю, а на Великих рівнинах — відновлювати водно-болотні угіддя, що деградували.

Кріс Джонсон, директор північноамериканської сільськогосподарської програми The Nature Conservancy, наголосив, що стійкість має стати нормою в м'ясній промисловості США. Це забезпечить стабільне продовольче виробництво, економічну безпеку для фермерів і поліпшення стану навколишнього середовища.

Ці результати розширюють можливості моделі FoodS3 від IonE, яка аналізує стійкість харчових ланцюжків поставок і пропонує практичні рекомендації щодо зниження їхнього екологічного впливу.

## **2.2. Проблеми і перспективи біогазової енергетики в Україні**

Біомаса – органічна речовина із певною хімічною енергією, яку можна перетворити на електричну енергію або паливо. Існує багато способів використання біомаси: біоенергія (поділяється на «біотепло» – термальна енергія та «біоелектроенергія» – електрична енергія з біомаси), біопаливо всі види палива, які можна отримати з біомаси, включаючи тверді (біодеревина), рідкі (біоетанол, біодизель, біомасла) та газоподібні (біогаз, водень тощо).

Джерелом первинної біомаси є наземний і водяний рослинний світ, а вторинної – відходи, що утворюються після збирання і переробки первинної біомаси в товарні продукти й обумовлені життєдіяльністю людей і тварин (деревина, солома, рослинні відходи сільського господарства, відходи тваринництва і птахівництва, органічна частина побутових і промислових відходів).

В Україні обсяг можливого енергопотенціалу за рахунок використання відновлюваних ресурсів біомаси складає близько 22 млн. т у.п./рік, з яких технічно доступний енергетичний потенціал оцінюється в 13,2 млн. т у.п./рік; це приблизно 7 % загального споживання первинних енергоресурсів в Україні.

Найбільш ефективним і перспективним базовим методом утилізації відходів тваринництва є метанове зброджування в анаеробних умовах. У процесі переробки вихідної сировини (рідкий гній вологістю 90-91 %) методом метанового зброджування утворюється три первинних продукти, а саме: обезводнений шлам, біогаз і рідкі стоки (фугат після центрифуги).

Технологія метанового зброджування дозволяє отримувати окрім біогазу високоякісні добрива та білково-вітамінні кормові добавки (вітамін В-12, кріптогумін тощо) і, по суті, є безвідходною. Тому у розвинутих промислових країнах необхідність спорудження біогазових установок часто визначається вирішенням екологічних проблем.

Біогаз – це метановміщуючий пальний газ із вмістом метану 70-75 % та теплотворною здатністю 21-23 МДж/м<sup>3</sup>. Кількість біогазу, що може бути отримана з 1 м<sup>3</sup> вихідної сировини, коливається в межах 15-17 м<sup>3</sup>/добу.

Основа технологій, результатом яких є виробництво біогазу, – це анаеробна біотехнологія, тобто ферментація органічних речовин в умовах повної відсутності кисню. Перш за все ці технології використовуються для відходів тваринництва та птахівництва у сільськогосподарському виробництві.

Анаеробна технологія утилізації стоків має багато переваг над аеробною:

1. На 1 кг переробленої при цій технології ХСК виділяється 0,35 м<sup>3</sup> чистого метану або 0,45 м<sup>3</sup> біогазу. В масштабі України це може скласти щорічно майже 1 млрд. м<sup>3</sup> біогазу – повноцінного енергоносія, який здатний замінити природний газ в усіх випадках його використання. Спалювання 1 м<sup>3</sup> біогазу в сучасній когенераційній установці дає можливість одержати 2 кВт.год електроенергії та 4 кВт.год. теплової енергії у вигляді гарячої води.

2. При застосуванні анаеробної ферментації утворюється всього 0,03 кг біомаси на 1 кг знятої ХСК. Решта органічних речовин перероблюється в метан (тобто у біогаз).

Зараз, в умовах гострої нестачі енергоресурсів в Україні, є можливість отримати додаткові обсяги енергоносіїв за рахунок використання біоенергетики, у т.ч. при виробництві біогазу з відходів сільськогосподарської сировини відновлюваного характеру. На сьогодні в Україні також накопичено великий досвід в розробці і будівництві різних типів біогазових установок.

Сировинна база (власні відновлювані ресурси): біомаса, відходи рослинництва, відходи тваринництва та птахівництва; за даними різних експертів, в Україні складають від 20 до 50 млн. т у.п.

Свого часу в сфері створення біогазових установок в Україні були досягнуті значні успіхи, розроблені технологічні режими та способи отримання біогазу та добрив з відходів тваринництва, розроблені конструкції БГУ різного типу, однак належного широкого розвитку ці розробки не отримали, за деяким винятком, включаючи, зокрема, й маловідому, але перевищуючу наявні на той час вітчизняні й зарубіжні аналоги за багатьма показниками, установку "Біогаз" у м. Нікополі Дніпропетровської області.

Для України постає необхідність у скорішому широкому впровадженні вже існуючої та давно впроваджуваної в усіх розвинутих країнах світу анаеробної біотехнології, що має величезні переваги над класичною, аераційною, яку зараз використовують на міських очисних спорудах. Ця технологія пристосована для знешкодження (біологічного розкладу) органічних речовин в анаеробному середовищі і впроваджується, як локальна, для попереднього очищення висококонцентрованих стоків безпосередньо на самих підприємствах, які створюють ці стоки.

У природних умовах руйнування будь-яких видів біомаси, і зокрема гною тварин, відбувається в ґрунтовому гумусі шляхом розкладання на елементарні з'єднання під дією розкладаючих організмів, грибів, бактерій. Для цього процесу переважні вогкість, тепло і відсутність світла. На кінцевій стадії процесу повне розкладання відбувається під дією безлічі бактерій, що класифікуються або як *аеробні*, або як *анаеробні*. Аеробні бактерії розвиваються переважно у присутності кисню, з їх участю вуглець біомаси окислюється до  $\text{CO}_2$ . У замкнутих об'ємах з недостатнім надходженням кисню із зовнішнього середовища розвиваються анаеробні бактерії, що також існують за рахунок розкладання вуглеводів. Зрештою за рахунок їх діяльності вуглець ділиться між повністю окисленим  $\text{CO}_2$  і повністю

відновленим  $\text{CH}_4$ . Живильні речовини, такі як розчинні з'єднання азоту, зберігаються як добрива ґрунтового гумусу. Здійснювані мікроорганізмами реакції розкладання біомаси також відносяться до процесів ферментації, проте для процесів, що йдуть в анаеробних умовах, частіше віддають перевагу терміну «бродиння» («зброджування»).

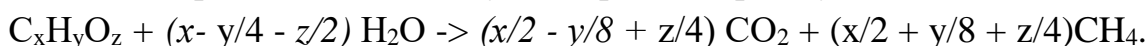
Біогаз — суміш  $\text{CH}_4$  і  $\text{CO}_2$ , що утворюється в спеціальних пристроях — *біогазогенераторах*, влаштованих і керованих так, щоб забезпечити максимальне виділення метану (у літературі для цих пристроїв ще можна зустріти назву «метантенк»). Енергія, що отримується при спалюванні біогазу, може досягати від 60 до 90% результатною, яким володіє сухий початковий матеріал. Проте газ отримують з рідкої маси, що містить 95% води, так що на практиці вихід достатньо важко визначити. Інше і, мабуть, дуже важлива гідність процесу те, що в його відходах міститься значно менше хвороботворних організмів, чим в початковому матеріалі. Правда, відзначимо, що не всі паразити і патогенні мікроорганізми гинуть в процесі анаеробного зброджування.

Отримання біогазу стає економічно виправданим і переважним, коли відповідний біогазогенератор працює на переробці існуючого потоку відходів. Прикладами подібних потоків можуть служити стоки каналізаційних систем, свиноферм, боєнь і т.п. Економічність в цьому випадку пов'язана з тим, що немає потреби в попередньому зборі відходів, в організації і управлінні процесом їх подачі. Відомо, скільки і коли поступить відходів, і залишається лише переробити їх в біогаз і добрива.

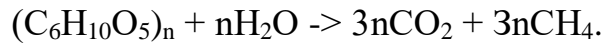
Отримання біогазу можливе в установках самих різних масштабів. Воно особливе ефективно на агропромислових комплексах, де доцільно добиватися реалізації повного екологічного циклу. У таких комплексах гній піддають анаеробному зброджуванню з подальшою аеробною обробкою у відкритих басейнах. Біогаз використовують для освітлення, приведення в дію механізмів, транспорту, електрогенераторів, для обігріву. У басейнах можна вирощувати водорості, що йдуть на корм худобі. Після аеробної ферментації повністю оброблені відходи, до того як бути використаними як добрива, можуть подаватися в рибні садіння і ставки для розведення водоплавного птаха. Успіх реалізації подібних схем прямо залежить від якості системного опрацювання всього проекту, ступеня стандартизації конструкцій, регулярності обслуговування.

### **2.2.1. Фізико-хімічні процеси утворення біогазів**

Основне рівняння, що описує анаеробне зброджування, має вигляд:



Для целюлози це рівняння набуває вигляду:



Деякі органічні сполуки рослин (наприклад, лігнін) і всі неорганічні складові не піддаються зброджуванню. Вони є інертною в цьому процесі масою, утворюють шлак, здатний засмітити систему. Але 95 % маси, що заповнює біогазогенератор, складає, як вже мовилося, вода.

Ці реакції злегка екзотермічні, в процесі їх протікання виділяється приблизно 1,5 Мдж тепла на 1 кг сухої маси зброджуваного матеріалу, тобто приблизно 25 кДж/моль. Цього, звичайно, недостатньо для необхідного підвищення температури зброджуваної маси.

Якщо що підлягає зброджуванню матеріал висушити і спалити, то теплота його згорання складе приблизно 16 МДж/кг. Тільки близько 10 % потенційної теплоти згорання втрачається в процесі зброджування. Таким чином, ККД конверсії складає 90%. Крім того, матеріал з підвищеною вологістю, будучи введений в процес зброджування, дає високоякісне з добре керованим горінням газоподібне паливо, тоді як одне лише видалення 95 % вологу вимагає до 40 МДж тепла на кожен кілограм сухого залишку. На практиці зброджування рідко ведуть до кінця, оскільки це сильно збільшує тривалість процесу. Зазвичай зброджують приблизно 60 % початкового продукту. Вихід газу складає приблизно від 0,2 до 0,4 м<sup>3</sup> на 1 кг зброджуваного сухого матеріалу за нормальних умов і при витраті 5 кг сухої біомаси на 1 м<sup>3</sup> води. Відомо, що існують три характерні рівні температур, переважних для певних видів бактерій. Зброджування при вищих температурах йде швидше, ніж при низьких, і характеризується приблизно подвоєнням виходу газу на кожні 5 °С. Нижчий рівень температури — психрофіличний, біля 20 °С, середній — мезофіличний, біля 30 °С, вищий — термофіличний, біля 55 °С. В тропіках зброджування йде без підігріву при температурі ґрунту в межах 20—30 °С, зброджування відповідає психрофіличному з тимчасовим інтервалом 14 днів. У країнах з холоднішим кліматом середовище для зброджування слід підігрівати, можливо, використовуючи частину біогазу, що виходить, до температури приблизно 35 °С. Деякі бактерії «працюють» при 55 °С. Їх використовують, якщо ставлять за мету скоріше розкласти матеріал, а не отримати додаткову кількість біогазу.

Біохімічні процеси при зброджуванні йдуть в три стадії, причому кожна забезпечується власною групою анаеробних бактерій.

1. Нерозчинні розкладні біологічно матеріали (наприклад, целюлоза, полісахариди, жири) розщеплюються на вуглеводи і жирні кислоти. У

працюючому біогазогенераторі це відбувається при температурі 25 °С за добу.

2. Кислотопродукуючі бактерії утворюють переважно оцтова і пропіонова кислоти. Ця стадія при такій же температурі також триває добу.

3. Бактерії, утворюючи метан, поволі, протягом 14 діб, при температурі 25 °С повністю зброджують початкові продукти, виробляючи 70 %  $\text{CH}_4$  і 30 %  $\text{CO}_2$  з малими домішками  $\text{H}_2$  і можливо  $\text{H}_2\text{S}$ . Воодень відіграє істотну роль, і насправді деякі бактерії (наприклад, Клострідіум) продукують водень.

Метанотворні бактерії чутливі до величини показника рН: умови в середовищі повинні бути середньоокислими (рН від 6,6 до 7,0) і, звичайно, не нижче рН = 6,2. Потрібний певний зміст азоту і фосфору: близько 10 і 2 % маси сухого зброджуваного матеріалу відповідно.

Золоте правило забезпечення успішного зброджування – підтримувати постійні умови по температурі і подачі початкових матеріалів. У стабільних умовах можуть бути виведені відповідні популяції бактерій, придатних саме для цих умов.

### 2.2.2. Розрахунки біоенергетичних установок

Можливий енергетичний вихід, МДж установки на біогаз визначають із співвідношенням

$$E = \eta H_b V_b \quad (2.1)$$

де  $\eta$  – ККД газопальникового пристрою, становить приблизно 60 % (слід зазначити, що деяка кількість метану, що згорає, йде на підігрів  $\text{CO}_2$ , що входить до складу біогазу, і за рахунок цього не може бути витрачена на інші цілі, а в результаті знижується ККД);  $H_b$  – питома теплота згорання біогазу, складає приблизно 20 МДж/м<sup>3</sup> при парціальному тиску близько 103 кПа;  $V_b$  – об'єм (кількість) біогазу, м<sup>3</sup>.

Співвідношення (1.1) для чистого метану, що входить в біогаз, має наступний вигляд:

$$E = \eta H_m f_m V_b \quad (2.2)$$

де  $H_m$  – питома теплота згорання метану (56 МДж/кг, за нормальних умов 28 МДж/м<sup>3</sup>, а  $f_m$  – частка метану в біогазі (близько 0,7).

Об'єм біогазу визначають з виразу

$$V_b = c m_0 \quad (2.3)$$

де  $c$  – вихід біогазу з сухої біомаси (від 0,2 до 0,4 м<sup>3</sup>/кг);  $m_0$  – маса сухого зброджуваного матеріалу (наприклад, 2 кг/добу на одну корову).

Об'єм рідкої маси, що заповнює біогазогенератор, становить

$$V_f = m_0 / \rho_m \quad (2.4)$$

де  $\rho_m$  – густина сухого матеріалу, близько 50 кг/м<sup>3</sup>.

Об'єм самого біогазогенератора визначають таким чином

$$V_d = V_f t_r \quad (2.5)$$

де  $V_f$  – швидкість подачі зброджуваної маси в генератор;  $t_r$  – час перебування чергової порції в генераторі (від 8 до 20 діб).

В якості прикладу визначимо об'єм біогазу, що утворюється в біогазогенераторі, де утилізується гній від чотирьох корів, а також згенеровану потужність. Час циклу зброджування 14 діб, температура 30 °С, подача сухого зброджуваного матеріалу від однієї тварини йде із швидкістю 2 кг/добу, вихід біогазу складає 0,24 м<sup>3</sup>/кг, ефективність газопальникового присрою 0,6, а орієнтовний вміст метану в отримуваному біогазі становить 0,8.

Об'єм вихідної сировини за добу становить

$$m_o = 4 * 2 \text{ кг/добу} = 8 \text{ кг/добу.}$$

На підставі залежності (2.4) об'єм рідкої маси складає

$$V_f = 8 \text{ кг/добу} / 50 \text{ кг/м}^3 = 0,16 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

Використовуючи залежність (2.5) об'єм біогазогенератора повинен бути не менше

$$V_d = 20 \text{ діб} * 0,16 \text{ м}^3/\text{добу} = 3,2 \text{ м}^3.$$

Вихід біогазу згідно рівняння (1.3)

$$V_b = 0,24 \text{ м}^3/\text{кг} * 8 \text{ кг/добу} = 1,92 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

Кількість чистого метану – основного горючого компонента біогазу на підставі залежності (1.2)

$$E = 0,6 * 28 \text{ МДж/м}^3 * 0,8 * 1,9 \text{ м}^3/\text{добу} = 26 \text{ МДж/добу} = 7,1 \text{ кВт-год./добу}$$

або приблизно 300 Вт (безперервно, теплова потужність).

Наразі в Україні запропоновано концепцію будівництва великих біогазових установок (з об'ємом метантенків від 800 м<sup>3</sup> і більше), яка цілком вкладається в концепцію розвитку біоенергетики в Україні.

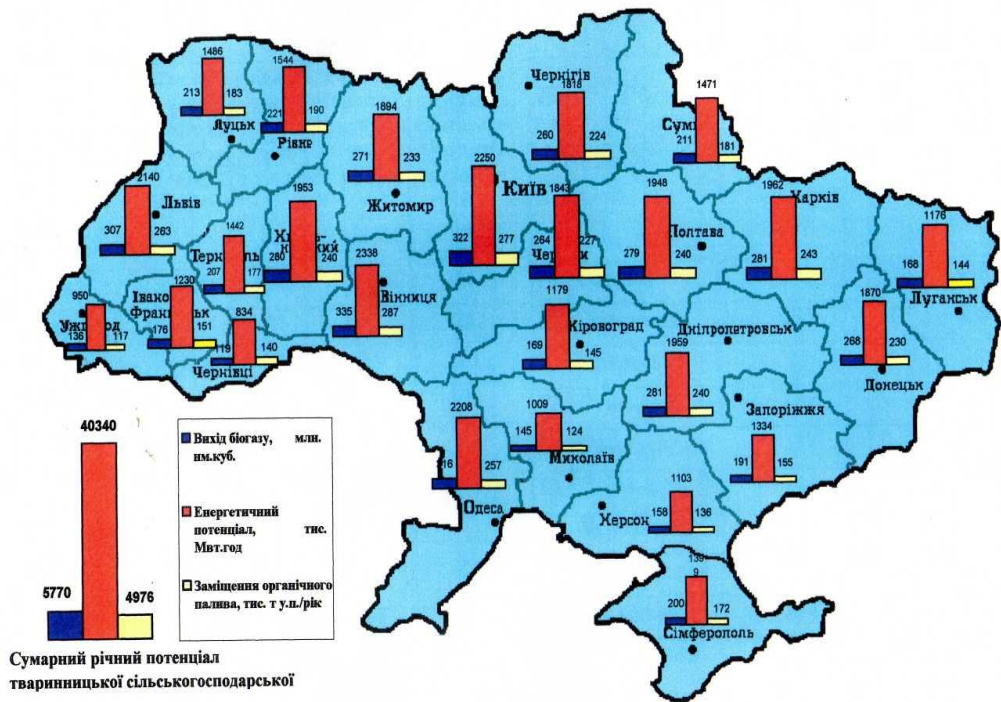


Рис.2.1. Потенціал тваринницької сільськогосподарської біомаси в Україні

Таблиця 2.1

Енергетичний потенціал тваринницької сільськогосподарської біомаси в Україні

№ з/п	Області	Кількість гною, млн. т/рік	Вихід біогазу, млн. м <sup>3</sup> /рік	Заміщення органічного палива, тис. т у.п./рік
1.	Вінницька	5,3	277	144
2.	Волинська	3,6	184	94
3.	Дніпропетровська	3,8	238	122
4.	Донецька	3,6	234	120
5.	Житомирська	4,7	242	125
6.	Закарпатська	2,0	114	58
7.	Запорізька	2,7	159	82
8.	Івано-Франківська	3,0	158	80
9.	Київська	4,4	276	143
10.	Кіровоградська	2,5	138	72
11.	Луганська	2,4	138	69
12.	Львівська	5,3	282	144
13.	Миколаївська	2,4	128	69
14.	Одеська	6,9	274	141
15.	Полтавська	4,4	237	134
16.	Рівненська	3,6	188	96
17.	Сумська	3,4	179	93
18.	Тернопільська	3,4	181	92
19.	Харківська	4,4	145	126

20.	Херсонська	2,4	134	68
21.	Хмельницька	4,8	235	121
22.	Черкаська	3,8	212	109
23.	Чернівецька	1,9	105	38
24.	Чернігівська	4,3	234	121
25.	АР Крим	3,2	187	96
	ВСЬОГО			

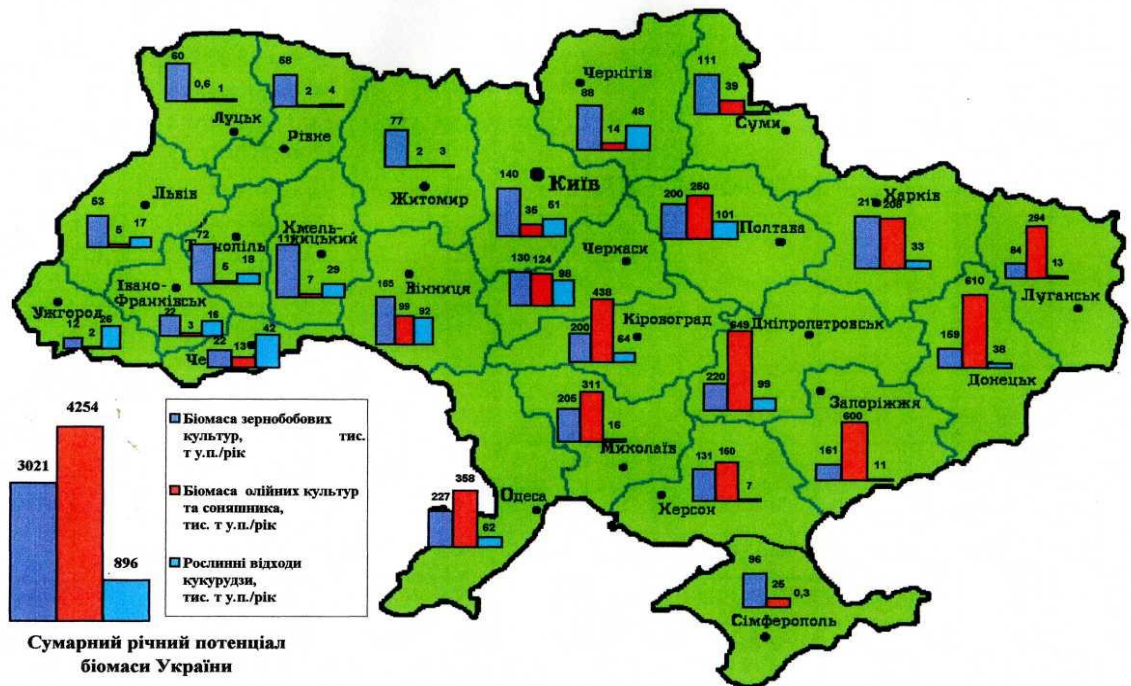


Рис. 2.2. Потенціал рослинної сільськогосподарської біомаси в Україні

Таблиця 2.2

Енергетичний потенціал рослинної сільськогосподарської біомаси в Україні

№ з/п	Області	Біомаса зернобобових культур, тис. т у.п./рік	Біомаса соняшника, тис. т у.п./рік	Рослинні відходи кукурудзи тис. т у.п./рік	Рослинні відходи овочів відкритого і закритого ґрунту, тис. т у.п./рік
1.	Вінницька	295	147	342	54
2.	Волинська	25	0	21	25
3.	Дніпропетровська	128	767	731	101
4.	Донецька	44	645	410	130
5.	Житомирська	58	1	39	37
6.	Закарпатська	9	3	87	26
7.	Запорізька	81	703	391	71
8.	Івано-Франківська	19	0	44	23
9.	Київська	177	11	188	112

10.	Кіровоградська	117	535	440	38
11.	Луганська	101	531	257	70
12.	Львівська	33	0	33	38
13.	Миколаївська	91	443	181	60
14.	Одеська	143	552	438	105
15.	Полтавська	225	350	450	62
16.	Рівненська	25	0	38	28
17.	Сумська	138	60	159	41
18.	Тернопільська	137	0	82	30
19.	Харківська	143	549	368	71
20.	Херсонська	70	278	283	86
21.	Хмельницька	182	1	306	41
22.	Черкаська	214	180	437	74
23.	Чернівецька	36	1	183	28
24.	Чернігівська	86	9	117	44
25.	АР Крим	16	14	118	90
	ВСЬОГО	2593	5780	6143	1485

### Література

1. Температура повітря в Україні зростає вдвічі швидше за середньоєвропейську: як попередити посухи. URL: <https://rubryka.com/2024/08/20/temperatura-povitrya-v-ukrayini-zrostaye-vdvichi-shvydshe-za-serednoyevropejsku-yak-pop-eredyty-posuhy/>

2. Національна стратегія управління відходами в Україні до 2030 року: схвалено розпорядженням КМУ від 8 листопада 2017 р. № 820-р. – Редакція від 17.09.2020, підстава – 826-2020-п. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/820-2017-%D1%80/print>

3. Про захоронення відходів: Директива Ради № 1999/31/ЄС від 26 квітня 1999 р. – Документ 994\_925, чинний. – Редакція від 04.07.2018. URL: [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994\\_925#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_925#Text)

4. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони: Угоду ратифіковано із заявою Законом №1678-VII від 16.09.2014. – Документ 984\_011. Редакція від 30.11.2023, підстава – 845\_003-23, 845\_004-23. URL: [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984\\_011#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_011#Text)

5. Вчені сильно недооцінили кількість викидів метану через корів. Але є й хороші новини. URL: <https://techno.nv.ua/ukr/popscience/doslidzhennya->

[vikidi-metanu-na-molochnih-fermah-vishchi-nizh-vvazhalosya-ale-biogaz-mozhe-virishiti-problemu-50455557.html](https://techno.nv.ua/ukr/popscience/15-krajin-shcho-vikidayut-v-atmosferu-naybilshu-kilkist-metanu-ne-boryutsya-z-cim-50448453.html)

6. Ще раз про глобальне потепління. 15 країн, що викидають в атмосферу найбільшу кількість метану, не борються з цим. URL: <https://techno.nv.ua/ukr/popscience/15-krajin-shcho-vikidayut-v-atmosferu-naybilshu-kilkist-metanu-ne-boryutsya-z-cim-50448453.html>

7. Доведеться постаратися, але. М'ясна промисловість може скоротити викиди парникових газів на 30 %. URL: <https://techno.nv.ua/ukr/popscience/myasna-promislovist-mozhe-skorotiti-vikidi-parnikovih-gaziv-na-30-50448135.html>

### 3.1. Характеристика системи газопостачання

Газопостачання с.Миколаївка Київської області здійснюється за рахунок використання природного газу Шебелинського родовища в Україні.

Джерелом газопостачання населеного пункту служить головний газорегуляторний пункт, що знаходиться на південній околиці населеного пункту.

Використовується природний газ всіма категоріями споживачів села для:

- для господарсько-побутових потреб – приготування їжі, підігрів води, приготування кормів і води для домашніх тварин;
- для тепlopостачання будинків різного призначення;
- для тепlopостачання і технологічних потреб сільсько-господарських підприємств.

В с.Миколаївка прийнято 100 % охоплення газопостачанням житлових будівель, враховуючи потреби газифікації житлового фонду.

Розрахункові показники для газифікації села наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Розрахункові показники для реконструкції системи газопостачання

Споживачі	Одиниці виміру	Кількість
1. Загальне населення:	чол.	1020
2. Газоспоживаюче населення	чол.	1020
3. Кількість дворів:	шт.	340
4. Загальна опалювальна площа житлових будинків індивідуальними джерелами тепла:	тис. м <sup>2</sup>	33,8
5. Кількість тварин:		
- великої рогатої худоби	голів	680
- свиней	голів	680

Забудову села складають одноповерхові індивідуальні будинки. В селі є школа, будинок культури, тракторна бригада. Тепlopостачання громадських будинків здійснюється опалювальними котельними. Житлові і невеликі громадські будівлі опалюються від місцевих джерел тепла – індивідуальних малометражних опалювальних котлів.

В селі працюють дві опалювальні котельні з встановленою потужністю агрегатів:

$$Q_1=0,17 \text{ МВт};$$

$$Q_2=0,26 \text{ МВт};$$

В селі працюють чотири підприємства, встановлена потужність агрегатів наведена в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

## Встановлена потужність агрегатів підприємств

Назва підприємства	Встановлена потужність, МВт
1. Комбікормовий завод ПП-1	0,69
2. Ферма великої рогатої худоби ПП-2	0,50
3. Зерносушарка ПП-3	0,93
4. Цех агрегата вітамінного борошна ПП-4	2,31

Опалювальну площу житлових будівель (існуючих і перспективної забудови) визначаю за розрахунком. Для розрахунку приймаю середню опалювальну площу:

- для існуючої забудови площа житлових будівель дорівнює 70 м<sup>2</sup>;
- для перспективної забудови – 150 м<sup>2</sup>.

Кліматичні дані для розрахунку:

1. Розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення  $t_o = -22$  °С.
2. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період  $t_o = -1,0$  °С.
3. Тривалість опалювального періоду  $n_o = 189$  діб.

### 3.2. Розрахунок витрат газу

#### 3.2.1. Розрахунок витрат газу на комунально-побутові потреби

До комунально-побутових споживачів належать житлові будинки, громадські будинки: лікувальні заклади, підприємства побутового обслуговування населення, хлібозаводи/пекарні тощо.

Точний розрахунок витрати на комунально-побутові потреби виконати важко, оскільки об'єм газу, що витрачається цими споживачами, залежить від ряду факторів, які важко підлягають обліку. Тому споживання газу визначаємо, використовуючи усереднені статистичні нормативи, які отримані з використанням вимог нормативних документів.

Спочатку обчислюють річні витрати газу в залежності від кількості споживачів, норм витрат теплоти на підставі методики та даних наведених в [10].

Річну витрату газу на комунально-побутові витрати населення визначають в залежності від кількості споживачів, норм витрат теплоти за формулою:

$$V_{РІЧ}^{K-П} = N \cdot \frac{q_n}{Q_p^H} \cdot 10^{-3}, \text{ тис. м}^3/\text{рік}, \quad (3.1)$$

де  $N$  – чисельність населення, люд.;  $q_n$  – норма витрати теплоти населенням, МДж/чол. рік ;  $Q_p^H$  – нижча теплота спалювання природного газу, МДж/м<sup>3</sup> (за відсутності даних про хімічний склад газу приймаємо  $Q_p^H = 34$  МДж/м<sup>3</sup>).

При визначенні витрат газу на комунально-побутові та інші потреби населення і у подальших розрахунках теплота згоряння палива прийнята рівною  $Q_p^H = 34$  МДж/м<sup>3</sup>.

Річна витрата газу на комунально-побутові витрати для населення, що проживає в існуючій забудові з різним ступенем комфортності житла:

- природний газ витрачається на приготування їжі і води при наявності в будинках газової плити і проточного водонагрівача (30 % будинків)

$$V_{РІЧ}^{K-П} = 720 \cdot \frac{8000}{34} \cdot 10^{-3} = 169,41 \text{ тис. м}^3/\text{рік},$$

- природний газ витрачається на приготування їжі і води при наявності в будинках газової плити, без використання проточного водонагрівача (70% будинків):

$$V_{РІЧ}^{K-П} = 300 \cdot \frac{4600}{34} \cdot 10^{-3} = 40,59 \text{ тис. м}^3/\text{рік},$$

Сумарна річна витрата газу на комунально-побутові витрати для населення складає 260 тис. м<sup>3</sup>/рік.

Максимальну годинну витрату газу визначають як частку річної витрати за формулою:

$$V_{год.}^{K-П} = V_{РІЧ}^{K-П} \cdot k_{\max}^h \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{Год.}, \quad (3.2)$$

де  $V_p^{K-П}$  - річна витрата газу споживачем, тис. м<sup>3</sup>/рік;  $K_{\max}^h$  - коефіцієнт годинного максимуму.

Коефіцієнт  $K_{\max}^h$  протилежно пропорційний періоду, протягом якого використовується річний ресурс газу при його максимальному споживанні. Значення коефіцієнту годинного максимуму витрати газу на господарсько-побутові потреби населення при чисельності  $N=1020$  чол. становить  $K_{\max}^h = 1/1800$ .

$$V_{год.}^{K-П} = 260 \cdot \frac{1}{1800} \cdot 10^3 = 144,4 \text{ м}^3/\text{Год.}$$

Витрати газу на потреби підприємств торгівлі, побутового обслуговування населення невиробничого характеру тощо слід приймати у відповідності з вимогами нормативних документів в обсязі до 5 % від сумарної витрати газу житловими будинками, що знаходяться у даному населеному пункті і дорівнюють 3,7 м<sup>3</sup>/год.

### 3.2.2. Визначення витрат газу на потреби теплопостачання

Витрата газу на потреби теплопостачання залежить головним чином від температури зовнішнього повітря, кількості і типу опалюваних будинків і визначається тепловими навантаженнями, які розраховуємо відповідно до методики, що наведена у [11].

При розробці проектів газопостачання населених пунктів і за відсутності конкретних теплотехнічних характеристик житлової забудови дозволяється визначати розрахункові годинні витрати газу відповідно до укрупнених показників.

Витрату газу на опалення житлових і громадських будинків знаходять за формулою:

$$V_{год}^{OP} = 3600 \cdot (1 + K) \cdot \frac{q_0 \cdot F_{ж} \cdot 10^{-3}}{Q_p^n \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (3.3)$$

де  $K$  – коефіцієнт, який враховує витрату газу на опалення громадських будинків, за відсутності даних приймають  $K = 0,25$ ;  $q_0$  – укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1 м<sup>2</sup> загальної площі, Вт/м<sup>2</sup> (приймають в залежності від поверховості житлових будинків у районі і температурної зони України, в якій розташований населений пункт);  $\eta$  – коефіцієнт корисної дії системи теплопостачання: місцевої –  $\eta = 0,7-0,8$ .

Для будівель старої (до 1994 р.) забудови значення величини  $q_0$  приймають в залежності від розрахункової температури зовнішнього повітря для проектування опалення в даному населеному пункті (значення температур наведено в ДСТУ ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010).

Для будівель перспективної (після 1994 р.) забудови значення величини  $q_0$  приймають в залежності від кліматичної зони, в якій знаходиться населений пункт :

$$V_{год}^{OP} = 3,6 \cdot (1 + 0,25) \cdot \frac{173 \cdot 33,8}{34 \cdot 0,75} = 1031,89 \text{ тис. м}^3/\text{год.}$$

Сумарна годинна витрата газу складає 1031,89 тис. м<sup>3</sup>/год.

Річні витрати газу на потреби теплопостачання визначаємо на основі даних про годинне споживання газу в залежності від виду навантаження:

$$V_{p_i}^m = m_i \cdot V_{год}^m \cdot 10^{-3}, \text{ тис. м}^3/\text{рік}, \quad (3.4)$$

де  $m_i$  – кількість годин використання максимуму для  $i$ -го виду навантаження, год./рік (опалювальне (діє протягом опалювального періоду)).

Для опалювального навантаження значення  $m_{ог}$  знаходять за формулою:

$$m_{ог} = n \left[ 24 \frac{1+K}{1+K} \left( \frac{t_g - \bar{t}_0}{t_g - t_0} \right) \right], \text{ год./рік,} \quad (3.5)$$

де  $n_0$  – тривалість опалювального періоду, діб/рік згідно [12],  $t_g$  – розрахункова температура внутрішнього повітря у панівних приміщеннях будівлі чи споруди,  $^{\circ}\text{C}$  (для житлових будинків у розрахунках приймають  $t_g = +18$   $^{\circ}\text{C}$ );  $\bar{t}_0$  – середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період,  $^{\circ}\text{C}$ , приймають  $\bar{t}_0 = -1$   $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_0$  – температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення,  $^{\circ}\text{C}$ , приймають  $t_0 = -22$   $^{\circ}\text{C}$ ;

Значення величин  $n_0$ ,  $\bar{t}_0$ ,  $t_0$  приймають на підставі кліматичної характеристики [12] населеного пункту, реконструкцію системи газопостачання якого необхідно виконати.

$$m_{ог} = 189 \left[ 24 \frac{1+0,25}{1+0,25} \left( \frac{18+1}{18+22} \right) \right] = 1752 \text{ год./рік.}$$

Кількість годин використання максимуму опалювального навантаження для кліматологічних характеристик даного району будівництва становить  $m_{ог} = 1752$  год/рік. Тоді річні витрати газу на потреби тепlopостачання складають для існуючої забудови:

$$V_{Pi}^m = 1752 \cdot 1031.89 \cdot 10^{-3} = 1807.87 \text{ м}^3/\text{рік.}$$

Сумарна річна витрата газу складає  $1807.87 \text{ м}^3/\text{рік}$ .

### 3.2.3. Визначення витрат газу на потреби тварин

У сільській місцевості при розрахунку газоспоживання населеного пункту необхідно передбачати витрати природного газу для приготування корму і підігріву води для потреб худоби: коней, корів тощо.

Вихідні дані для розрахунку (кількість домашніх тварин кожного виду) вказується у завданні на проектування (див. табл. 3.1). У табл. 3 [10] вказано річні нормативи витрат теплоти на потреби цих тварин.

Витрати газу обчислюють за формулами:

1) річна витрата газу

$$V_P^{m\text{газ}} = \frac{q \cdot N \cdot 10^{-6}}{Q_P^H}, \quad \text{тис.м}^3/\text{рік;} \quad (3.6)$$

2) годинна витрата газу

$$V_{год.}^{твар.} = V_p^{твар.} \cdot K_{\max}^h \cdot 10^3, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (3.7)$$

де  $q$  – норма витрати теплоти на приготування корму для тварин, на підігрів води та санітарні потреби, МДж/голову: для однієї корови складає  $q=8800$  МДж/голову, а для свині  $q=4600$  МДж/голову;  $K_{\max}^h$  - коефіцієнт годинного максимуму, рік/год. (при розрахунках значення коефіцієнта приймають  $K_{\max}^h = 1/1800$ );  $N$  – кількість домашніх тварин певного виду, голів.

1) річна витрата газу

-для корів:

$$V_{P1}^{твар.} = \frac{8800 \cdot 680 \cdot 10^{-3}}{34} = 176 \text{ тис. м}^3/\text{рік};$$

- для свиней:

$$V_{P2}^{твар.} = \frac{4600 \cdot 680 \cdot 10^{-3}}{34} = 92 \text{ тис. м}^3/\text{рік}.$$

2) годинна витрата газу

- для корів:

$$V_{год.1}^{твар.} = 176 \cdot \frac{1}{1800} \cdot 10^3 = 97,78 \text{ м}^3/\text{год.},$$

- для свиней:

$$V_{год.2}^{твар.} = 92 \cdot \frac{1}{1800} \cdot 10^3 = 51,11 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Результати розрахунків витрат газу на побутові та комунально-побутові потреби населення приведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Річні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживачі газу	Питома норма витрати		Кількість	Річна витрата газу, тис.м <sup>3</sup> /рік
	Показники споживання	Норма витрати		
1. Існуюча забудова: - приготування гарячої їжі, води в квартирах з газовими проточними водопідігрівачами (30 % буд.) - те ж, без проточних водопідігрівачів (70 % буд.)	На 1 чол/рік	8000 МДж/чол. рік	100	169,41
		4600 МДж/чол. рік	240	40,59
2. Опалення житлових будинків	на 1м <sup>2</sup>	173 Вт/м <sup>2</sup>	33800	1807,87
3. Приготування кормів для тварин з врахуванням запарювання кормів	на 1голову	8000 МДж/голову	680	176

5. Підігрів води для пиття і санітарних потреб	на 1голову	4600 МДж/ голову	680	92
Всього				2286

### 3.2.4. Визначення витрат газу на потреби сільськогосподарських підприємств

Кількість газу, спожитого сільськогосподарськими підприємствами, знаходять на основі теплотехнічних характеристик встановленого обладнання, яке забезпечує технологічні процеси та опалювально-вентиляційні потреби.

Годинну витрату газу визначають окремо для кожного із промислових підприємств за такою формулою:

$$V_{год}^{III} = \frac{Q_{\Sigma} \cdot 3600}{Q_p^H \cdot \bar{\eta}}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (3.8)$$

де  $Q_{\Sigma}$  – сумарна теплова потужність газовикористовуючого обладнання, МВт;  $\bar{\eta}$  – середній по підприємству коефіцієнт корисної дії обладнання (при виконанні розрахунків прийнято  $\bar{\eta} = 0,6-0,7$ ).

Потреби у природному газі сільськогосподарських підприємств визначають на основі даних про теплову потужність встановленого обладнання, яке використовує газ як паливо. Коефіцієнт корисної дії взято однаковий для всіх підприємств  $\eta=0,7$ .

Річну витрату газу обчислюють на основі даних про годинне споживання газу з урахуванням коефіцієнта годинного максимуму витрати газу по галузі промисловості:

$$V_p^{III} = \frac{V_{год}^{III}}{K_{max}} \cdot 10^{-3}, \text{ тис. м}^3/\text{рік}, \quad (3.9)$$

де  $K_{max}$  – коефіцієнт годинного максимуму витрати газу в цілому по підприємству; приймаємо в залежності від виду виробництва відповідно до ДБН В.2.5-20.

Результати розрахунку наведено у табл.3.4.

Сумарні витрати природного газу становлять: годинні – 670 м<sup>3</sup>/год., а річні – 4020 тис. м<sup>3</sup>/рік.

Таблиця 3.4

Витрати газу на потреби промислових і

### сільськогосподарських підприємств

Назва Підприємства	Потужність встановленого обладнання $\Sigma Q$ , МВт	Коефіцієнт годинного максимуму $k_{max}$	Витрата газу	
			годинна, м <sup>3</sup> /год.	річна, тис. м <sup>3</sup> /рік
1. Комбікормовий завод	0,69	1/6000	105	630
2. Ферма ВРХ	0,5	1/6000	75	450
3. Зерносушарка	0,93	1/6000	140	840
4. Агрегат вітамінного борошна	2,31	1/6000	350	2100
Всього:	4,43		670	4020

#### 3.2.5. Визначення витрат газу на потреби опалювальних котелень

Кількість газу, спожитого котельнями, знаходять аналогічно розрахунку як у пп.3.2.4. Лише річні витрати визначають на основі даних про кількість годин використання максимуму опалювально-вентиляційного навантаження для кліматичних даних району будівництва, який складає  $m_{ov}=1752$  год./рік.

Годинну витрату газу визначають окремо для кожної опалювальної котельні за такою формулою:

$$V_{год}^{OK} = \frac{Q_{\Sigma} \cdot 3600}{Q_p^H \cdot \bar{\eta}} \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (3.10)$$

де  $Q_{\Sigma}$  – сумарна теплова потужність газовикористовуючого обладнання, МВт;  $\bar{\eta}$  – середній по підприємству коефіцієнт корисної дії обладнання (при виконанні розрахунків можна приймати  $\bar{\eta} = 0,8$ ).

Річні витрати газу на потреби тепlopостачання визначають на основі даних про годинне споживання газу в залежності від виду навантаження:

$$V_{p_i}^m = m_{ov} \cdot V_{год}^{OK} \cdot 10^{-3}, \text{ тис. м}^3/\text{рік}, \quad (3.11)$$

Результати розрахунку наведено у табл.3.5. Сумарні витрати природного газу становлять: годинні – 64 м<sup>3</sup>/год., а річні – 112,13 тис. м<sup>3</sup>/рік.

Таблиця 3.5

Витрати газу на потреби опалювальних котелень

Опалювальна котельня	Потужність встановленого обладнання, $\Sigma Q$ , МВт	Число годин використан. максимуму $m_{ov}$	Витрата газу	
			годинна, м <sup>3</sup> /год.	річна, тис. м <sup>3</sup> /рік
1. Котельня №1	0,17	1752	25	43,8

2. Котельня №2	0,26	1752	39	68,33
Всього:	0,43		64	112,13

Результати виконаних розрахунків витрат природного газу різними категоріями його споживачів в с. Миколаївка зведено в табл.3.6. За максимально-годинними витратами газу визначають навантаження на газові мережі різних тисків та мережні газорегуляторні пункти для прийнятих схем газопостачання населеного пункту для окремих категорій споживачів, так і для населеного пункту загалом.

Таблиця 3.6

Зведена таблиця розрахункових витрат газу в населеному пункті

Споживач	Розрахункова витрата газу в населеному пункті, м <sup>3</sup> /год.
1. Населення: існуюча забудова	144
Загалом	144
2. Домашні тварини:	
а) велика рогата худоба	98
б) свині	51
Загалом	149
3. Джерела теплопостачання:	
а) місцеві: у т .ч.:	
- існуюча забудова	1031,85
б) централізоване: у т .ч.:	
- опалювальна котельня К1	25
- опалювальна котельня К2	39
Загалом	1095,85
4. Промислові та сільськогосподарські підприємства: у т .ч.:	
Комбикормовий завод ПП-1	105
Ферма ВРХ ПП-2	75
Зерносушарка ПП-3	140
Цех агрегата вітамінного борошна ПП-4	350
Загалом	670
Всього	2059

### 3.3. Вибір і обґрунтування схеми газорозподільних мереж

Системи газопостачання існуючих населених пунктів мають яскраво виражену ієрархічність у побудові, яка поєднується з класифікацією газопроводів по тиску. Найбільш широко розповсюджені такі види газорозподільних мереж в сільській місцевості:

1) двоступенева з подаванням газу споживачам по газопроводах двох тисків – високого ( $P = 0,6$  МПа, тут і далі вказані манометричні тиски) або

середнього ( $P = 0,3$  МПа) і низького ( $P = 5$  кПа). Середній тиск використовують тільки при неможливості прокладання газопроводів високого тиску. Така ситуація може виникнути при газопостачанні населених пунктів із щільною забудовою і відносно невеликою шириною доріг або при реконструкції газорозподільної системи. При такій, як правило кільцевій, схемі газ під високим/середнім тиском надходить в закільцьовану мережу газопроводів і подається на ГРП, ГРУ великих промислових, комунально-побутових підприємств, джерел централізованого теплопостачання (водогрійних котелень), а також на сітьові ГРП, в яких тиск газу знижується до низького, і він (газ) потрапляє в мережу газопроводів низького тиску. Остання є джерелом газопостачання невеликих комунально-побутових споживачів, житлових будинків (задоволення господарсько-побутових потреб населення, а також потреб домашніх тварин), децентралізованих систем теплопостачання: опалення і гаряче водопостачання будинків 1-2-поверхової забудови;

2) одноступенева, при якій подача газу для усіх категорій його споживачів відбувається газопроводами одного, в основному середнього, тиску. Дана система відрізняється меншою матеріалоемністю і, внаслідок цього, набула широкого застосування при газифікації чи реконструкції систем газопостачання населених пунктів у сільській місцевості (для зниження тиску газу з середнього до низького у кожного кінцевого споживача – житлового будинку (у першу чергу) – встановлюють будинковий регулятор тиску газу, наприклад, вітчизняний РДГС-10 або іноземного виробництва з аналогічними характеристиками і максимально-годинною витратою газу не більше  $10 \text{ м}^3/\text{год.}$ ). Можливе використання одного подібного регулятора для газифікації декількох будинків за умови, що сумарна витрата природного газу їх встановленим обладнанням не перевищує пропускну здатності регулятора тиску.

Розподільчі газопроводи системи газопостачання населеного пункту можуть бути тупиковими, кільцевими і змішаними.

Мережі високого (середнього) тиску, як правило, проектують кільцевими, за рахунок чого досягається надійність газопостачання об'єктів. Споживачі, в яких газ використовується з максимальним ефектом або перерва в його постачанні за умовами технології не припустима, повинні мати можливість отримувати газ принаймі з двох точок. Пріоритетом у постачанні газу користуються житлові будинки, комунально-побутові споруди. Тупикове прокладання газопроводів допускається, як виняток, у випадках явної недоцільності і неекономічності кільцювання газопроводів. Наприклад, це можливо для невеликих населених пунктів, у т.ч. і у сільській

місцевості, або для газопостачання окремих промислових чи сільськогосподарських підприємств і водогрійних котелень.

Виникає при кільцюванні мереж високого (середнього) тиску завищення вартості цих мереж на економічність дво- і більше ступеневої системи газопостачання впливає мало, так як за даними різних авторів їх питома вага в загальній вартості відносно невелика (приблизно до 30 %).

Інша справа з газопроводами низького тиску. До недавнього часу мережі низького тиску, так як і високого (середнього), виконували переважно за кільцюваними. Певну роль у такому підході до проектування газорозподільної системи низького тиску зіграла аналогія з водопровідною мережею, де найбільш розповсюджена і переважає кільцева структура. Такі системи найбільш матеріаломісткі та, відповідно, дорогі із всіх можливих варіантів побудови газорозподільної системи.

З іншої сторони, розгалужена тупикова система, в якій потоки розділяються тільки внаслідок особливостей трасування внаслідок архітектурно-планувальних рішень населеного пункту, потребує мінімальної витрати металу. Проте рекомендувати тупикові мережі для універсального використання недоцільно. Тому при проектуванні газорозподільної системи низького тиску задача зводиться до відшукування таких конструктивних рішень, які б поєднували в собі економічність тупикової й експлуатаційні якості кільцюваної мережі.

Прикладом такої системи є кільцева газорозподільна мережа, в якій при ручному гідравлічному розрахунку трубопроводів напрямки потоків газу вибирають так, щоб кількість безтранзитних ділянок була максимальною, а транзитні витрати транспортувались нечисленними ділянками (т. зв. "головні напрямки") за можливості без розгалужень. Очевидно, що така схема за матеріалоемністю наближується до тупикової, а з точки зору ремонтпридатності, експлуатаційної надійності тощо вона практично не відрізняється від класичної кільцюваної.

Некільцювані схеми набули поширення останнім часом у сільській місцевості, невеликих селищ тощо, особливо при влаштуванні одноступеневих систем середнього тиску газу з використанням поліетиленових труб і встановленням будинкових регуляторів тиску. Більше того, у випадку невеликої густини забудови, планування населеного пункту у вигляді декількох паралельних вулиць зі значним віддаленням однієї вулиці від іншої і за відсутності вулиць, перпендикулярних до них, організація розгалуженої тупикової мережі є виправданою.

Для системи низького тиску також рекомендуються змішані розподільчі системи, в яких безпосередньо біля джерела живлення

газопроводи кільцюють, а найбільш віддалені ділянки являють собою тупики.

У даній кваліфікаційній роботі передбачено використання природного газу для теплопостачання адміністративних, житлових та громадських будівель, для задоволення комунально-побутових потреб населення, приготування їжі та підігріву води для домашніх тварин, технологічних потреб промислових і сільськогосподарських підприємств. Окрім того, у зв'язку з наявністю поряд з населеним пунктом звалища твердих побутових відходів (ТПВ) будуть розроблені рішення із утилізації отриманого там біогазу з наступною частковою заміною мережного природного газу.

На підставі вище зазначеного, керуючись вимогами [10] приймаю для реконструкції аналогічну існуючій (з використанням сталевих) в с.Миколаївка двоступеневу систему газопостачання (з використанням поліетиленових труб).

Для зниження тиску з високого (у мережі міжселищних газопроводів) – 1,2 МПа на середній – до 0,3 МПа передбачена також реконструкція головного газорегуляторного пункту ГГРП стаціонарного типу з організацію вузла комерційного обліку урахуванням максимально-годинної витрати газу усіма споживачами в населеному пункті.

Для зниження тиску з середнього – 0,3 МПа на низький – 3 кПа передбачається реконструкція п'яти шафових газорегуляторних пунктів (ШГРП) і ревізією/заміною основного обладнання.

Підключення зосереджених споживачів (котелень, підприємств, мережних ГРП) запроектовано від мереж середнього тиску  $P=0,3$  МПа.

Відгалуження газопроводу високого тиску  $P = 1,2$  МПа до ГГРП с. Миколаївка передбачено від міжселищного газопроводу високого тиску  $P=1,2$  МПа, що підключений до АГРС магістрального газопроводу від Шебелинського родовища.

Принципова схема газорозподільної мережі наведена у графічній частині кваліфікаційної роботи. Сумарна довжина газопроводів становить  $\Sigma L= 9045$  м, у т.ч.: трубопроводи середнього тиску – 2860м, низького тиску – 6185м.

### **3.4. Гідравлічні розрахунки газопроводів**

Метою гідравлічного розрахунку є визначення діаметрів газопроводів при дотриманні нормованих гідравлічних режимів і пропуску розрахункових витрат газу.

### 3.4.1. Існуюча газорозподільна система с. Миколаївка

Гідравлічні розрахунки газопроводів виконані за допомогою пакету прикладних програм "HIDRA". Нижче подано результати деяких з них.

#### *Газопроводи низького тиску. Існуюча система. Сталеві труби.*

Отдел:  
Исполнитель:  
Договор:  
Объект: С.Миколаївка  
Вариант: н/д  
Район: 1  
Дата заказа: 21.10.2024

N п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА			
	Начало	Конец	Длина	Расход	Д а в л е н и я		Размер
					в начале	в конце	трубы
1	49	- 13	40	400.2	300.00	298.02	219
2	13	- 14	130	15.8	298.02	280.85	57
3	13	- 12	70	368.6	298.02	295.02	219
4	12	- 16	220	26.8	295.02	219.91	57
5	15	- 11	120	0.0	292.77	292.77	57
6	12	- 11	15	315.0	295.02	292.77	159
7	11	- 10	170	294.3	292.77	270.23	159
8	10	- 9	160	254.1	270.23	254.00	159
9	9	- 8	145	216.9	254.00	242.96	159
10	8	- 7	150	181.0	242.96	234.74	159
11	7	- 6	155	143.9	234.74	217.56	127
12	6	- 5	145	107.3	217.56	208.10	127
13	17	- 18	120	14.6	198.76	185.03	57
14	5	- 17	120	43.8	208.10	198.76	89
15	5	- 4	165	11.1	208.10	196.51	57
16	3	- 4	195	32.7	292.34	196.51	57
17	2	- 3	40	332.5	298.97	292.34	159
18	2	- 19	160	121.8	298.97	259.95	102
19	19	- 20	150	84.0	259.95	222.04	89
20	20	- 21	125	35.9	222.04	206.51	76
21	21	- 22	85	10.4	206.51	201.26	57
22	34	- 35	90	11.0	189.42	183.26	57
23	37	- 36	90	0.0	201.46	201.46	57
24	36	- 34	90	59.2	201.46	189.42	89
25	34	- 51	145	8.7	189.42	182.85	57
26	20	- 23	60	7.3	222.04	220.04	57
27	33	- 51	165	29.1	248.16	182.85	57
28	38	- 36	130	86.0	235.76	201.46	89
29	39	- 38	110	115.3	260.02	235.76	102
30	40	- 39	90	128.6	284.29	260.02	102
31	50	- 40	40	446.2	295.70	284.29	159
32	40	- 41	120	302.9	284.29	267.51	159
33	41	- 33	85	79.4	267.51	248.16	89
34	33	- 32	85	30.2	248.16	212.07	57
35	32	- 31	125	15.0	212.07	197.13	57
36	41	- 42	95	197.4	267.51	248.76	127
37	42	- 43	95	81.6	248.76	226.00	89
38	43	- 31	100	57.9	226.00	197.13	76
39	44	- 43	95	0.0	226.00	226.00	57
40	42	- 45	55	85.9	248.76	234.28	89
41	45	- 46	145	17.7	234.28	210.98	57
42	45	- 47	75	34.8	234.28	193.06	57
43	47	- 48	195	23.7	193.06	181.53	76

44	27 - 47	185	44.4	226.72	193.06	76
45	31 - 30	95	33.9	197.13	186.51	76
46	30 - 29	135	5.9	186.51	183.47	57
47	28 - 29	165	30.7	198.89	183.47	76
48	27 - 28	155	69.6	226.72	198.89	89
49	26 - 27	155	174.3	251.08	226.72	127
50	25 - 26	95	204.7	271.13	251.08	127
51	24 - 25	115	230.3	280.89	271.13	159
52	3 - 24	110	257.7	292.34	280.89	159
53	1 - 2	15	478.6	300.00	298.97	219

Общий расход 1325.0

М Е Т А Л Л О Е М К О С Т Ь С Е Т И

Проектируемые Диаметр Толщина	В том числе		1-я очередь		сохраняемые	
	длина	вес	длина	вес	длина	вес
57 * 3.00	2.245	8.97	2.245	8.97	2.245	8.97
76 * 3.00	0.865	4.67	0.865	4.67	0.865	4.67
89 * 3.00	0.880	5.60	0.880	5.60	0.880	5.60
102 * 3.00	0.360	2.64	0.360	2.64	0.360	2.64
127 * 3.50	0.645	6.88	0.645	6.88	0.645	6.88
159 * 4.00	1.065	16.28	1.065	16.28	1.065	16.28
219 * 6.00	0.125	3.94	0.125	3.94	0.125	3.94
В С Е Г О	6.185	48.97	6.185	48.97	6.185	48.97

**Газопроводы среднего тиску. Иснуюча система. Сталеві труби.**

Отдел:  
 Исполнитель:  
 Договор:  
 Объект: С.Миколаївка  
 Вариант: с/д (в/д)  
 Район: 1  
 Дата заказа: 24.10.2024

N п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА			
	Начало	Конец	Длина	Расход	Д а в л е н и я		Размер
					в начале	в конце	трубы
1	1 - 2		140	1574.0	4.00	3.96	127
2	2 - 3		140	1574.0	3.96	3.92	127
3	3 - 4		190	904.0	3.92	3.86	102
4	3 - 5		160	670.0	3.92	3.78	76
5	5 - 6		160	670.0	3.78	3.65	76
6	6 - 22		140	670.0	3.65	3.52	76
7	4 - 23		50	25.0	3.86	3.86	57
8	4 - 7		110	879.0	3.86	3.80	89
9	7 - 8		110	879.0	3.80	3.73	89
10	8 - 9		160	879.0	3.73	3.63	89
11	9 - 10		160	879.0	3.63	3.54	89
12	10 - 11		160	879.0	3.54	3.43	89
13	11 - 12		160	879.0	3.43	3.33	89
14	12 - 13		160	879.0	3.33	3.28	102
15	13 - 15		160	401.0	3.28	3.22	76
16	15 - 14		20	401.0	3.22	3.18	57
17	13 - 16		130	478.0	3.28	3.21	76
18	16 - 17		120	478.0	3.21	3.15	76
19	17 - 18		130	478.0	3.15	3.08	76
20	18 - 19		100	39.0	3.08	3.08	57
21	18 - 20		100	439.0	3.08	3.03	76
22	20 - 21		100	439.0	3.03	2.99	76

Общий расход 1574.0

М Е Т А Л Л О Е М К О С Т Ь С Е Т И

Диаметр	Толщина	Проектируемые		В том числе			
		длина	вес	1-я очередь		сохраняемые	
				длина	вес	длина	вес
57 *	3.00	0.170	0.68	0.170	0.68	0.170	0.68
76 *	3.00	1.200	6.48	1.200	6.48	1.200	6.48
89 *	3.00	0.860	5.47	0.860	5.47	0.860	5.47
102 *	3.00	0.350	2.56	0.350	2.56	0.350	2.56
127 *	5.00	0.280	4.21	0.280	4.21	0.280	4.21
В С Е Г О		2.860	19.41	2.860	19.41	2.860	19.41

### 3.4.2. Реконструкція газорозподільної системи с. Миколаївка

#### *Газопроводи низького тиску. Реконструкція. Поліетиленові труби.*

Отдел:  
 Исполнитель:  
 Договор:  
 Объект: С.Миколаївка  
 Вариант: н/д  
 Район: 1  
 Дата заказа: 21.10.2024

N п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА			
	Начало	Конец	Длина	Расход	Д а в л е н и я		Размер
					в начале	в конце	трубы
1	49	- 13	40	413.9	300.00	295.49	200
2	13	- 14	130	15.8	295.49	244.73	50
3	13	- 12	70	382.3	295.49	288.65	200
4	12	- 16	220	26.8	288.65	240.21	63
5	15	- 11	120	0.0	286.79	286.79	50
6	12	- 11	15	328.7	288.65	286.79	180
7	11	- 10	170	308.0	286.79	268.00	180
8	10	- 9	160	267.8	268.00	254.30	180
9	9	- 8	145	230.6	254.30	237.53	160
10	8	- 7	150	194.7	237.53	224.78	160
11	7	- 6	155	157.6	224.78	207.51	140
12	6	- 5	145	121.0	207.51	197.49	140
13	17	- 18	120	14.6	186.05	177.16	63
14	5	- 17	120	43.8	197.49	186.05	90
15	5	- 4	165	24.8	197.49	183.87	75
16	3	- 4	195	19.0	290.13	183.87	50
17	2	- 3	40	308.9	298.03	290.13	160
18	2	- 19	160	121.8	298.03	261.68	110
19	19	- 20	150	84.0	261.68	215.14	90
20	20	- 21	125	35.9	215.14	195.07	75
21	21	- 22	85	10.4	195.07	179.65	50
22	34	- 35	90	11.0	207.95	189.86	50
23	37	- 36	90	0.0	223.12	223.12	50
24	36	- 34	90	60.1	223.12	207.95	90
25	34	- 51	145	9.6	207.95	185.10	50
26	20	- 23	60	7.3	215.14	209.30	50
27	33	- 51	165	28.2	224.91	185.10	63
28	38	- 36	130	86.9	239.10	223.12	110
29	39	- 38	110	116.1	262.01	239.10	110
30	40	- 39	90	129.5	284.90	262.01	110
31	50	- 40	40	456.0	293.98	284.90	180
32	40	- 41	120	311.9	284.90	260.78	160

33	41 - 33	85	61.1	260.78	224.91	75
34	33 - 32	85	12.8	224.91	202.20	50
35	31 - 32	125	2.4	203.88	202.20	50
36	41 - 42	95	224.6	260.78	240.57	140
37	42 - 43	95	94.6	240.57	226.94	110
38	43 - 31	100	70.9	226.94	203.88	90
39	44 - 43	95	0.0	226.94	226.94	50
40	42 - 45	55	100.1	240.57	217.04	90
41	45 - 46	145	17.7	217.04	201.97	63
42	45 - 47	75	48.9	217.04	195.94	75
43	47 - 48	195	23.7	195.94	181.07	75
44	27 - 47	185	30.2	217.68	195.94	75
45	31 - 30	95	29.5	203.88	178.94	63
46	30 - 29	135	1.5	178.94	178.13	50
47	28 - 29	165	35.0	203.43	178.13	75
48	27 - 28	155	74.0	217.68	203.43	110
49	26 - 27	155	164.5	236.35	217.68	140
50	25 - 26	95	194.9	251.95	236.35	140
51	24 - 25	115	220.5	275.61	251.95	140
52	3 - 24	110	247.9	290.13	275.61	160
53	1 - 2	15	455.1	300.04	298.03	200

Общий расход 1325.0

М Е Т А Л Л О Е М К О С Т Ь С Е Т И

Диаметр	Толщина	Проектируемые		В том числе			
		длина	вес	1-я очередь		сохраняемые	
				длина	вес	длина	вес
50 *	4.60	1.355	0.90	1.355	0.90	1.355	0.90
63 *	3.60	0.745	0.52	0.745	0.52	0.745	0.52
75 *	4.30	0.995	0.97	0.995	0.97	0.995	0.97
90 *	5.20	0.515	0.72	0.515	0.72	0.515	0.72
110 *	6.30	0.740	1.53	0.740	1.53	0.740	1.53
140 *	8.00	0.760	2.53	0.760	2.53	0.760	2.53
160 *	9.10	0.565	2.45	0.565	2.45	0.565	2.45
180 *	10.30	0.385	2.13	0.385	2.13	0.385	2.13
200 *	11.40	0.125	0.85	0.125	0.85	0.125	0.85
В С Е Г О		6.185	12.6	6.185	12.6	6.185	12.6

**Газопроводы среднего тиску. Реконструкція. Поліетиленові труби.**

Отдел:  
 Исполнитель:  
 Договор:  
 Объект: С.Миколаївка  
 Вариант: с/д (в/д)  
 Район: 1  
 Дата заказа: 21.10.2024

N п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА			
	Начало	Конец	Длина	Расход	Д а в л е н и я		Размер трубы
					в начале	в конце	
1	1 - 2		140	1574.0	4.00	3.89	110
2	2 - 3		140	1574.0	3.89	3.78	110
3	3 - 4		190	904.0	3.78	3.73	110
4	3 - 5		160	670.0	3.78	3.32	63
5	5 - 6		160	670.0	3.32	3.11	75
6	6 - 22		140	670.0	3.11	2.92	75
7	4 - 23		50	25.0	3.73	3.73	50
8	4 - 7		110	879.0	3.73	3.64	90
9	7 - 8		110	879.0	3.64	3.56	90

10	8 - 9	160	879.0	3.56	3.43	90
11	9 - 10	160	879.0	3.43	3.30	90
12	10 - 11	160	879.0	3.30	3.16	90
13	11 - 12	160	879.0	3.16	3.02	90
14	12 - 13	160	879.0	3.02	2.97	110
15	13 - 15	160	401.0	2.97	2.88	75
16	15 - 14	20	401.0	2.88	2.87	75
17	13 - 16	130	478.0	2.97	2.93	90
18	16 - 17	120	478.0	2.93	2.90	90
19	17 - 18	130	478.0	2.90	2.88	110
20	18 - 19	100	39.0	2.88	2.87	50
21	18 - 20	100	439.0	2.88	2.86	90
22	20 - 21	100	439.0	2.86	2.85	110

Общий расход 1574.0

#### М Е Т А Л Л О Е М К О С Т Ь С Е Т И

Диаметр	Толщина	Проектируемые		В том числе			
		длина	вес	1-я очередь		сохраняемые	
				длина	вес	длина	вес
50 *	4.60	0.150	0.11	0.150	0.11	0.150	0.11
63 *	3.60	0.160	0.83	0.160	0.83	0.160	0.83
75 *	4.30	0.480	0.83	0.480	0.83	0.480	0.83
90 *	5.20	1.210	0.49	1.210	0.49	1.210	0.49
110 *	6.30	0.860	0.58	0.860	0.58	0.860	0.58
В С Е Г О		2.860	2.84	2.860	2.83	2.860	2.83

### 3.4.3. Техніко-економічне порівняння варіантів газопостачання

В якості критерію порівняння вибрано матеріалоемність систем і значення середнього внутрішнього діаметру використаних газопроводів.

Результати розрахунку зведені у табл. 3.7.

Таблиця 3.7

#### Реконструкція газорозподільної системи с. Миколаївка

Варіант	Матеріалоемність, т			Довжина, км			Середній діаметр, мм		
	н/т	с/т	Σ	н/т	с/т	Σ	н/т	с/т	Σ
Існуючий	48,97	19,41	68,38	6,185	2,86	9,045	88,39	80,56	85,88
Реконструкція	12,6	2,83	15,43	6,185	2,86	9,045	86,32	79,37	84,12

За результатами розрахунків можна зробити такі висновки.

1. За рахунок використання поліетиленових труб матеріалоемність газорозподільної мережі с. Миколаївка зменшилась на 52,93 т або у 4.43 рази.

2. Середній внутрішній діаметр газорозподільної мережі зменшився на 1,76 мм або на 2,05 %. На нашу думку, це пов'язано зі збільшенням пропускної здатності поліетиленових труб за рахунок зменшення коефіцієнта гідравлічного тертя.

### 3.5. Газопроводи і споруди

#### 3.5.1. Вузол комерційного обліку природного газу

На вводі проектованого газопроводу середнього тиску до зерносушарки (ПП-2) с.Миколаївка передбачено встановлення зовні сталеві клинної засувки Ду80 в якості вимикаючої арматури.

Після арматури, що відключає, на газопроводі середнього тиску проектом передбачений централізований вузол обліку споживання газу на базі роторного лічильника газу GMS G100 виробник ДП «Завод "Арсенал"», м. Київ. Лічильник газу GMS G100 призначений для комерційного обліку кількості спожитого природного газу й застосовується з електронним коректором обсягу газу КПЛГ 1.02 Р, що поставляється фірмою "Укргазсервіс". Динамічний діапазон вимірювання – 1:100, основна відносна похибка перебуває в межах  $\pm 2\%$  при витраті газу від  $Q_{\min}$  до  $0,05Q_{\max}$  і  $\pm 0,8\%$  – для діапазону витрат від  $0,05Q_{\max}$  до  $Q_{\max}$ . Кліматичне виконання від  $-20^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ .

Технічні характеристики роторного лічильника газу GMS G100 наведені в табл. 3.8.

Перерахування витрати газу для лічильника газу GMS G100, наведеного при робочих умовах, до нормальних умов виконують за формулою:

$$Q_{\text{п}} = Q (P + 1), \quad (3.12)$$

де:  $Q_{\text{п}}$  – витрата газу, приведеного до нормальних умов,  $\text{нм}^3/\text{год.}$ ;  $Q$  – витрата газу через лічильник при робочому тиску,  $\text{м}^3/\text{год.}$ ;  $P$  – робочий тиск газу в газопроводі,  $\text{кгс}/\text{см}^2$ .

$$Q_{\text{п}} = 160 (1 + 1) = 320 \text{ нм}^3/\text{год.}$$

У складі вузла обліку передбачені робоча лінія і байпас. Вимикаюча арматура встановлюється до та після лічильника і на байпасі. Перед лічильником передбачений сітчастий фільтр. Газопроводи безпеки (свічі) передбачені після вимикаючої арматури на вводі у вузол обліку й перед вимикаючою арматурою на виході газу з вузла обліку.

Продувні трубопроводи комерційного вузла обліку витрати газу проектом передбачено вивести на 1 м вище гребеня даху.

Прокладка газопроводу середнього тиску розрахунковим діаметром умовного проходу Ду80 від вводу до газорегуляторного пункту (ГРП) прийнята відкритою під перекриттям корпусу на траверсах. Ухили трубопроводів варто приймати не менш 0,002.

Прокладка газопроводу середнього тиску розрахунковим діаметром умовного проходу Ду-80 від комерційного вузла обліку витрати газу до технологічного устаткування прийнята відкритою по металевим колонам під технічною площадкою. Ухили трубопроводів варто приймати не менш 0,002.

Прокладка газопроводу низького тиску розрахунковим діаметром умовного проходу Ду80 від ГРП до зерносушарки прийнята відкритою на технічній площадці. Ухили труб варто приймати не менш 0,002.

Таблиця 3.8

Технічна характеристика лічильників газу

Типорозмір лічильника	Діаметр умовного проходу Ду, мм	Мінім. витрата $Q_{\min}$ , м <sup>3</sup> /год.	Макс. витрата $Q_{\max}$ , м <sup>3</sup> /год.	Втрата тиску, Па	Маса, кг	Кільк. газу, відпов. 1 імпульсу НЧ датчика, м <sup>3</sup> /імпульс
GMSG100	Ду-80	1,60	160	250	24	1,0
GMS G65	Ду-50	1,00	100	200	11	10,0
GMS G40	Ду-40	0,41	65	200	11	10,0

Прокладка газопроводу низького тиску розрахунковим діаметром умовного проходу Ду-80 від газорегуляторного пункту до котельні, інших споживачів с.Миколаївка прийнята відкритою під перекриттям корпусу на траверсах і по фасаду будинку. Ухили трубопроводів варто приймати не менш 0,002.

На вводі запроектованого газопроводу низького тиску в котельню зовні проектом передбачена сталева клиновидна засувка Ду80 як вимикаюча арматура. Після засувки, що припиняє подачу палива, по ходу газу, у приміщенні котельні, передбачена установка електромагнітного клапана-відсікача КИАРМ 96 028-080.

Для контролю за ефективним використанням газу й дисципліни споживання, проектом передбачені вузли виробничого (технологічного) обліку витрати газу для кожної групи споживачів: котелень, промислових споживачів тощо на базі роторного лічильника газу GMS G65, виробник ДП «Завод "Арсенал"». Лічильник газу GMS G65 призначений для технологічного обліку витрати природного газу. Динамічний діапазон 1:100, основна відносна похибка перебуває в межах  $\pm 2\%$  при витраті газу від  $Q_{\min}$  до  $0,05Q_{\max}$  і  $\pm 0,8\%$   $0,05Q_{\max}$  до  $Q_{\max}$ . Кліматичне виконання від  $-20^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ .

Для контролю за ефективним використанням газу й дисципліни споживання, проектом передбачений вузол виробничого (технологічного) обліку витрати газу для дахової котельні на базі роторного лічильника газу GMS G40, виробник ДП «Завод "Арсенал"». Лічильник газу GMS G40 призначений для технологічного обліку витрати природного газу. Динамічний діапазон 1:160, основна відносна похибка перебуває в межах  $\pm 2\%$  при витраті газу від  $Q_{\min}$  до  $0,05Q_{\max}$  і  $\pm 0,8\%$   $0,05Q_{\max}$  до  $Q_{\max}$ . Кліматичне виконання від  $-20^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ .

Технічні характеристики ротаційних лічильників газу GMS G65 і GMS G40 наведені в табл.3.8.

### **3.5.2. Автоматизація технологічних процесів**

Технологічне устаткування обладнані автоматизованими пальниками із примусовою подачею повітря. Водогрійні котли обладнані автоматизованими пальниками атмосферного типу.

Пальники технологічного устаткування і водогрійних котлів обладнані контрольно-вимірювальними приладами для виміру наступних параметрів:

- тиски й температури газу в пальнику після останнього (по ходу газу) пристрою, що відключає;
- тиски й температури повітря перед пальниками;
- тиски й температури відпрацьованих димових газів.

Пальника технологічного устаткування і водогрійних котлів обладнані автоматикою безпеки, що забезпечує припинення подачі газу при:

- загасанні полум'я робочих пальників;

- неприпустимому відхиленні від норми тиску повітря перед пальниками;
- відключенні електроенергії.

### 3.5.3. Трубопроводи

Для внутрішнього газопостачання виробничого корпусу й котельні проектом передбачається застосування труб сталевих електрозварних за ДСТУ 10704-91. Технічні вимоги й методи випробування труб за ДСТУ 10705-91.

Розміри труб і технічні умови за ДСТУ 10704-91 "Сортамент" наведені в табл. 3.9.

З урахуванням сортаменту труб, що випускається промисловістю, приймаються наступні труби:

Таблиця 3.9

Ду, мм	Дзх, мм	ДСТУ "Сортамент"	Марка сталі	ДСТУ "Технічні умови"
15	20 x 2,0	10704-91	Вст3сп 4-5	10705-80
20	25 x 2,0	10704-91	Вст3сп 4-5	10705-80
25	32 x 2,5	10704-91	Вст3сп 4-5	10705-80
50	57 x 3,0	10704-91	Вст3сп 4-5	10705-80
65	76 x 3,0	10704-91	Вст3сп 4-5	10705-80
80	89 x 3,5	10704-91	Вст3сп 4-5	10705-80

Сполучні частини й деталі газопроводів передбачаються заводського виготовлення круто-зігнуті, штамповані, зварені, гнуті.

З'єднання труб передбачається в стик дуговим електрозварюванням.

Кількість стиків, що підлягають контролю, повинна бути не менш 50 % від загальної кількості стиків.

### 3.5.4. Вимикаючі пристрої

На газопроводі середнього тиску, зовні будівлі на ввіді, проектом передбачається сталева клинова засувка Ду80 для припинення подачі газу на проектовані шафові ГРП виробничого корпусу мініТЕЦ і котельні. На газопроводі низького тиску, зовні котельні на ввіді, проектом передбачається сталева засувка Ду80 для припинення подачі газу на котельню. Кожна одиниця устаткування в схемі газопостачання виробничого корпусу й котельні має у своєму

комплекті пристрої, що відключають, на вході й виході газу. Для вимкнення подачі палива до обладнання низького тиску, безпосередньо перед ними проектом передбачена установка двох послідовно запірних пристроїв з газопроводом безпеки між ними.

### **3.5.5. Ізоляція**

Для захисту внутрішньоцехових газопроводів від впливу навколишнього середовища проектом передбачається покриття їхніх поверхонь емаллю ХВ-124 (ГОСТ 10144-89) у два шари по ґрунтовці ХС-010 (ТУ-6-21-7-89) у два шари.

### **3.5.6. Очищення й випробування газопроводів**

Перед здачею в експлуатацію побудований газопровід підлягає очищенню й випробуванню на міцність і герметичність.

Спосіб продувки газопроводів визначається проектом провадження робіт. Випробування на міцність і герметичність виконується будівельно-монтажною організацією в присутності представника газового господарства.

Випробування газопроводів на міцність і герметичність виконувати відповідно до вимог ДБН В.2.5-20 "Газопостачання".

Надземні газопроводи середнього й низького тиску на міцність і герметичність випробовуються повітрям.

Результати випробування на міцність вважаються позитивними, якщо в період випробування тиск у газопроводах не міняється (немає видимого падіння тиску по манометрі).

Результати випробування на герметичність вважаються позитивними, якщо в період випробування фактичне падіння тиску в газопроводах не перевищує припустимого тиску й при огляді доступних до перевірки місць не виявлені витіки.

При пневматичних випробуваннях газопроводів на міцність пошук дефектів допускається робити тільки після зниження тиску до норм, установлених для випробування на герметичність.

Дефекти, виявлені в процесі випробувань газопроводів на міцність і герметичність, усуваються тільки після зниження

тиску в газопроводі до атмосферного. При цьому дефекти, виявлені в процесі випробувань газопроводів на міцність, повинні бути усунуті до початку їхніх випробувань на герметичність.

Після усунення дефектів, виявлених у результаті випробувань газопроводів на герметичність, варто повторно зробити це випробування.

Результати випробувань варто оформляти записом у будівельному паспорті.

Норми випробувань наведені в табл. 3.10.

Таблиця 3.10

Характеристика газової мережі	Норми випробувань			
	на міцність		на герметичність	
	випробувальний тиск, МПа	тривалість випробувань, год.	випробувальний тиск, МПа	тривалість випробувань, год.
Внутрішньо-цехові газопроводи й ГРУ:				
- середнього тиску більше 0,005 до 0,3МПа	0,20	1	0,100	1
- низького тиску до 0,005 МПа	0,10	1	0,010	1

### 3.5.7. Газорегуляторний пункт

Газорегуляторний пункт призначений для очищення палива від механічних домішок, зниження і автоматичного підтримання тиску газу до величин, встановлених цим проектом, а також вимірювання параметрів. Абсолютний тиск газу перед ШРП за результатами гідравлічного розрахунку газопроводу-підводу  $P_1 = 0,3$  МПа.

До обладнання ГРП входять:

- регулятори тиску;
- фільтри для очистки газу від механічних домішок;
- запобіжно-запірні клапани (ЗЗК);
- запобіжно-скидні клапани (ЗСК);
- контрольно-вимірювальні прилади.

Типорозмір кожного з вказаних пристроїв визначається за

прийнятим регулятором тиску. В стаціонарних ШРП до установки, як правило, приймаються регулятори тиску типу РДУК або РДБК.

#### *Розрахунок регуляторів тиску*

Регулятори тиску підбирають залежно від необхідної продуктивності з запасом у 20 %:

$$V_{\text{рег}} = 1,2 V_3, \quad (3.13)$$

де  $V_3$  – загальна витрата газу в нитці редукування, м<sup>3</sup>/год.

Типорозмір регуляторів тиску визначаємо за його коефіцієнтом пропускної здатності  $k_v$ . Коефіцієнт пропускної здатності регулятора тиску зв'язаний з його продуктивністю виразом

$$V_{\text{рег}} = 5260 \cdot k_v \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_1}{\rho_o \cdot T \cdot Z}} \quad (3.14)$$

Звідси

$$k_v = \frac{V_{\text{рег}}}{5260 \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_1}{\rho_o \cdot T \cdot Z}}} \quad (3.15)$$

У виразах (3.14), (3.15):

$\Delta P$  – перепад тиску на регуляторі;  $P_1$  – абсолютний тиск газу на вході, МПа;  $\rho_o$  – густина газу при нормальних умовах,  $\rho_o = 0,73$  кг/м<sup>3</sup>;  $T$  – термодинамічна температура газу, 293 К;  $Z$  – коефіцієнт стиснення газу, для газопроводів з тиском до 1,2 МПа –  $Z = 0,995$ ;  $\varepsilon$  – поправочний коефіцієнт на розширення газу в дросельному органі регулятора:

$$\varepsilon = 1 - 0,46 \cdot \frac{\Delta P}{P_1} \quad (3.16)$$

Відповідно, необхідна продуктивність регулятора тиску газу для зерносушарки:

$$V_{\text{рег}} = 1,2 \cdot 115 = 138 \text{ м}^3/\text{год.};$$

Тиск (абсолютний) газу на виході – 0,104 МПа;

розрахунковий перепад тиску

$$\Delta P = P_1 - P_2 = 0,3 - 0,104 = 0,196 \text{ МПа};$$

поправочний коефіцієнт на розширення газу:

$$\varepsilon = 1 - 0,46 \cdot \frac{0,196}{0,3} = 0,701.$$

Розрахункове значення коефіцієнта пропускної здатності

$$k_v = \frac{138}{5260 \cdot 0,701 \cdot \sqrt{\frac{0,196 \cdot 0,3}{0,73 \cdot 293 \cdot 0,995}}} = 2,2$$

Вибираємо регулятор тиску типу ШРП-2 РД50-13,  $k_v = 3,7$ .

Фактична пропускна здатність регулятора

$$V_{pez} = 5260 \cdot 3,7 \cdot 0,701 \cdot \sqrt{\frac{0,196 \cdot 0,3}{0,73 \cdot 293 \cdot 0,995}} = 226,7 \text{ м}^3 / \text{год}$$

перевищує максимально годинну витрату палива.

### *Фільтри*

Нитка редукування ШРП обладнується власним фільтром. До установки приймаємо сітчастий „Мосгазпроекта" типу ФС – 25.

### *Запобіжно-запірні клапани*

Запобіжно-запірні клапани служать для припинення подачі газу до регулятора тиску у випадку його несправності — перевищенні вихідного тиску газу більше ніж на 25% максимального робочого тиску.

При зниженні тиску, що контролюється, ЗЗК настроюють на відключення системи при тиску на 200 - 300 Па більше того, при якому може припинитися горіння газу в пальниках.

На лінії редукування середнього тиску до установки приймаємо важільно-вантажний ЗЗК з діаметром умовного проходу  $D_u=100$  мм.

На лінії редукування до зерносушарки приймаємо напівавтоматичний мембранно-пружинний пристрій типу ПКК-40 з діаметром умовного проходу  $D_u=25$  мм.

### *Запобіжно-скидні клапани*

Скидні клапани призначені для видалення в атмосферу газу з газопроводів ШРП незначному (до 15% ) перевищенні вихідного тиску газу від робочого. Ці клапани встановлюють за регулятором тиску.

Пропускна здатність запобіжно-скидних клапанів (ЗСК) розраховується за формулою:

$$V_k = 0,0005 V_p, \quad (3.11)$$

де  $V_p$  – розрахункова пропускна здатність регулятора тиску.

Для лінії редукування низького тиску

$$V_k = 0,0005 \cdot 226 = 0,113 \text{ м}^3 / \text{год.}$$

До встановлення приймаємо клапани ПСК-50 з діаметром умовного перетину  $D_u=50$  мм.

### 3.5.8. Розрахунок викидів забруднюючих речовин в атмосферу від ШП-2

Кількість природного газу, що підлягає скиданню через скидний трубопровід запобіжно-скидний клапан при аварійній ситуації в ГРП, у відповідності з вимогами ДБН В.2.5-20 «Газопостачання», визначають за формулою:

$$Q \geq 0,0005Q_d, \quad (3.18)$$

де  $Q$  – кількість газу, що підлягає скиданню запобіжно-скидним клапаном ГРП протягом години,  $\text{м}^3/\text{год.}$ ;  $Q_d$  – розрахункова пропускна здатність регулятора тиску,  $\text{м}^3/\text{год.}$

$$Q = 0,0005 \times 300 \text{ м}^3/\text{год.} = 0,15 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Таблиця 3.11

#### Забруднення атмосферного повітря викидами ГРП під час виникнення аварійної ситуації

Склад газу, %	Величина викиду, $\text{м}^3/\text{год.}$	Примітка
$\text{CH}_4$ – метан – 95,6	0,1434	
$\text{C}_2\text{H}_6$ – етан – 0,7	0,00105	
$\text{C}_3\text{H}_8$ – пропан – 0,4	0,0006	
$\text{C}_4\text{H}_{10}$ – бутан – 0,2	0,0003	
$\text{C}_5\text{H}_{12}$ – гептан – 0,2	0,0003	
$\text{N}_2$ – азот – 2,8	0,0042	
$\text{CO}_2$ – вуглекислий газ – 0,1	0,00015	
Разом	0,15	

#### 4.1. Загальні положення

Полігони ТПВ є інженерними спеціалізованими спорудами, які призначені для захоронення твердих побутових відходів. На полігони ТПВ приймають тверді побутові відходи (ТПВ) житлових і громадських будинків, установ, підприємств торгівлі і громадського харчування, а також вуличний і садово-парковий змет, будівельне сміття і деякі види твердих інертних відходів за відповідним обґрунтуванням, а також промислових відходів з дозволу місцевих органів санітарно-епідеміологічної та екологічної служб та пожежної інспекції.

Полігон ТПВ розташований на відстані 3 км від с. Миколаївка. Полігон розміщений з урахуванням рози вітрів стосовно житлової забудови, зон відпочинку й інших місць масового скупчення населення за межами санітарно-захисної зони.

Основними складовими частинами полігону ТПВ є (дивись графічну частину кваліфікаційної роботи):

- під'їзна дорога;
- ділянка складування твердих побутових відходів;
- інженерні споруди і комунікації;
- господарська зона.

Під'їзна дорога необхідна для з'єднання ділянки складування ТПВ з автомобільною дорогою загального користування. Розрахована під'їзна дорога на двосторонній рух.

Ділянка складування ТПВ займає 85 % від всієї території полігону. Включає в себе три черги складування відходів.

З урахуванням розпланування території полігону ТПВ на черги, що забезпечують приймання ТПВ Бучанського району Київської області протягом 3-5 років кожна, виконується трасування газопроводів із визначенням місць улаштування свердловин, оптимального розташування газозбірних пунктів, загального магістрального газопроводу, порядку підключення груп свердловин тощо [13].

На інші складові частини (господарська зона, зелені насадження, обвалування, інженерні комунікації) припадає 15% від загальної площі.

Територія полігону ТПВ, у тому числі ділянка складування і господарська зона, має бути захищеною від затоплення зливовими та талими водами з вище розташованих земельних масивів (ділянок). Для забезпечення запобігання попаданню стоку зливових і талих вод, а також фільтрату з території полігону у зовнішні водовідвідні споруди, проектується комплекс гідротехнічних споруд [13].

Ділянка полігону захищається від стоків поверхневих вод за допомогою водовідної канами. На відстані 2 м від водовідної канами розміщена огорожа полігону, по периметру запроектовані насадження дерев.

Водовідвідні канами розраховуються на відведення зливових і талих вод з ділянок, розташованих вище полігона ТПВ. Обсяг зливових і талих вод та параметри водовідвідних канами розраховуються за чинними нормативними документами з урахуванням місцевих умов [13].

Дренажні труби об'єднуються в загальну трубу, що відводиться в збірник фільтрату за межами ділянки складування. Частина фільтрату може подаватися назад на звалище насосною станцією в пожежонебезпечний/бездощовий період для його зволоження.

Збір біогазу з полігону виконується за рахунок відкачки з вертикальних свердловин. За рахунок цього досягається відвід газу з великих площ ділянок полігону. Горизонтальний дренаж не використовується із-за осідання тіла полігону.

Свердловини являють собою перфоровані полімерні, як правило, поліетиленові (ПЕ) труби, обсипані дренажним щебенем фракцією 20-40 мм. Труби з ПЕ стійкі до будь-якого агресивного середовища, що має місце на полігоні, і не потребують антикорозійного захисту. Найбільш широко для збирання біогазу на полігонах ТПВ використовують труби з ПЕ низького тиску (для наземного та підземного прокладання) та полівінілхлориду (ПВХ) – лише виключно для підземного застосування.

На поверхні свердловина герметизується навколо труби шаром глини або легкого бетону товщиною 1,3-1,5 м. Свердловини влаштовують по поверхні полігону, розміченій сіткою з трьох систем паралельних прямих, розташованих під кутом 60° одна до одної, і які утворюють безперервну систему з правильних рівносторонніх трикутників. Відстань між будь-якими суміжними свердловинами становить 30 м, за рахунок чого забезпечується рівномірність відбору біогазу з масиву полігону. Кожна свердловина оснащена вимикальним пристроєм і приєднується шлейфовим трубопроводом до збірного колектора (див. графічну частину кваліфікаційної роботи).

Середня кількість свердловин – 4 свердловини на 1 гектар площі поверхні полігону ТПВ. Залежно від місцевих умов, морфологічного складу відходів, ущільнення полігону, терміну його експлуатації, вихід БГЗ становить від 6 до 20 м<sup>3</sup>/год. на одну свердловину. Спорудження газодренажної системи може здійснюватись як на всій території полігону після закінчення його експлуатації, так і на окремих його ділянках по мірі заповнення.

Збірний колектор виготовляють з поліетиленової або сталевий труби діаметром 110/100 мм, в яку приварені вхідні патрубки під шлейфові труби і вихідний патрубок, на якому встановлений вентиль регулювання продуктивності з можливістю відбору проб газу [14].

Збірні колектори слугують для направлення потоків відібраного біогазу в єдиний магістральний газопровід, яким отримане паливо потрапляє в сепаратор, де збирається рідка фаза. Рідка фаза транспортується назад в тіло полігону.

У світовій практиці відомі наступні способи утилізації біогазів звалищ (БГЗ):

- факельне спалювання, що забезпечує утилізацію парникових газів, усунення неприємних запахів і зниження пожежонебезпеки на території полігону ТПВ, при цьому енергетичний потенціал БГЗ не використовується в господарських цілях;

- пряме спалювання БГЗ для виробництва теплової енергії;

- використання БГЗ як палива для газопоршневих двигунів з метою отримання електроенергії і тепла (так звана когенерація);

- використання БГЗ як палива для газових турбін з метою отримання електричної і теплової енергії;

- доведення вмісту метану в БГЗ (збагачення) до 94-97 % з подальшим його використанням в газових мережах загального призначення та як моторного палива;

- виробництво товарної вуглекислоти.

Видобувні обсяги біогазів полігонів в найбільшій мірі залежать від облаштування та умов експлуатації останніх. В Україні основна частина твердих побутових відходів (ТПВ), як уже було відмічено у розд.2, підлягає похованню на звалищах, які лише умовно відповідають вимогам нормативних документів, чинних в Україні, світовій практиці тощо до влаштування полігонів: щодо ущільнення відходів, пошаровій ізоляції і поверхневому перекриттю ґрунтом. У зв'язку з цим, реальні обсяги збору біогазу не перевищують 70 % від обсягів його генерації. На поверхневих звалищах суттєва частина біогазу фільтрується в атмосферу через бічну поверхню насипу разом з фільтратом.

Для гасіння пожеж передбачений збірний залізобетонний протипожежний резервуар. Нормований показник витрати води для гасіння пожеж складає 10 л/с.

Установки для утилізації БГЗ монтуються на спеціально підготовленому майданчику за межами звалища. Попередньо отримане

паливо повинно набути певних кондицій, так як містить значну кількість домішок, вологи тощо.

За складом і кількістю домішок біогаз різного походження не однаковий. Кожний полігон ТПВ – це індивідуальне джерело БГ зі своїми особливостями, про що свідчить широкий діапазон можливих коливань концентрації основних макрокомпонентів біогазу і домішок.

Таблиця 4.1

Можливий компонентний склад біогазу полігонів  
твердих побутових відходів

№ з/п	Компоненти	Вміст, % об'ємний
1	Метан з домішками гомологів	40-65
2	Вуглекислий газ	25-40
3	Азот	2-40
4	Кисень	0,1-2
5	Аміак	0,1-1
6	Сульфіди	До 1,2
7	Водень	До 1
8	Окис вуглецю	До 0,002
9	Хлор-, фтор-похідні вуглеводнів	Разом до 2000 ppm

В залежності від напрямків використання біогазу до системи підготовки і очистки ставляться наступні вимоги:

- вилучення сірководню і меркаптанів;
- вилучення сілоксанів і сіланів;
- звільнення біогазу від хлор- та фтор-похідних;
- збагачення біогазу до концентрації метану (від 90 % згідно з вимогами Кодексу газотранспортної системи) у мережному природному газі;
- вилучення діоксиду вуглецю;
- осушка газу і його стиснення;
- зрідження збагаченого газу.

У даній кваліфікаційній роботі зібраний біогаз в установці збору очищується та проходить глибоку осушку, після чого поступає до когенераційної установки (КУ), наприклад, торгівельної марки «Caterpillar» виробництва США. Це наразі єдиний можливий спосіб утилізації енергії біопалива в умовах даного населеного пункту: отримана електроенергія надходитиме для потреб електроопалення громадських споруд (замінить природний газ діючих водогрійних котельнях), а теплота від систем охолодження двигуна і продуктів згорання – безпосередньо викидається в атмосферу (на жаль, спричиняючи її «теплове забруднення»). В перспективі,

заплановано її використання для виробництва сільськогосподарської продукції в тепличному господарстві.

#### **4.2. Характеристика запропонованих рішень з утилізації отриманого біопалива**

Газ звалища, без попереднього очищення можна використовувати як паливо для котлів і печей, тобто він може поставлятися безпосередньо до виключно промислового споживача для отримання теплової енергії або для використання у будь-якому технологічному процесі (випалення, отримання технологічної пари тощо). У цьому випадку використання біогазу є найефективнішим за умови, що його споживання безперервне, так як відсутня система пілогозоочистки і, відповідно, витрати на її влаштування та подальшу експлуатацію. Окрім того, в загальному фоні викидів промислового підприємства забруднення довкілля продуктами згорання біопалива незначне.

Після попереднього очищення біогаз звалища також може використовуватися для отримання електроенергії за допомогою установок комбінованого вироблення теплоти й електроенергії. Вироблена енергія може використовуватися безпосередньо на промайданчику звалища твердих побутових відходів або надходити у відповідні магістральні або розподільчі мережі.

Також можливе використання БГЗ після збагачення його до якості природного газу. При збагаченні газ висушується, з нього видаляються діоксид вуглецю і інші шкідливі домішки (див. табл. 4.1). Проте, системи поліпшення якості газу звалища поки що дуже дорогі і, відповідно, не знаходять широкого застосування.

Теоретичний потенціал біогазу при доведенні об'ємного вмісту метану до 50 % становитиме орієнтовно 5 кВт·год./м<sup>3</sup>.

Технічний енергетичний потенціал (інакше, коефіцієнт корисної дії утилізаційної установки) при використанні біогазу в якості:

- паливо для водогрійних установок – 90-92 %;
- моторного палива для виробництва електроенергії – 35-42 %;
- моторного палива для комбінованого виробництва (когенерації) електричної і теплової енергії – від 75 до 87 % (залежно від прийнятих технічних рішень утилізаторів теплоти).

У першому випадку – отримання виключно теплової енергії – біогаз може спалюватися в модернізованих котлах, потужність яких визначається кількістю біогазу.

Сучасні побутові і промислові газові котли як правило не призначені для роботи на низькокалорійному паливі – такому як біогаз. Ситуація ускладнюється ще тим, що у біопаливі міститься значна кількість негорючих компонентів, таких, наприклад, як вуглекислий газ в значних концентраціях (див. табл.4.1).

Одним із способів вирішення цієї проблеми є використання спеціально розроблених щільних газопальникових пристроїв з модернізацією топкового простору.

Щодо іншого способу утилізації енергії біопалива шляхом виробництва виключно електричної енергії безпосередньо у споживачів, то існує декілька можливих технічних рішень. Одним із них є встановлення турбін з протитиском на існуючих парових і паро-водогрійних котельних. Дана технологія полягає в утилізації потенційної енергії пари при пониженні її тиску до необхідної величини не редукуванням, а виконанням роботи. Для цього паралельно редуційному пристрою встановлюють електрогенеруючий комплекс з паровою протитисловою турбіною. Пара на технологічний процес прямує через турбіну, а робота, яку вона виконує, надходить для приводу електрогенератора. Отримана таким чином електрична енергія, як правило, використовується для власних потреб підприємства. Вказана технологія може бути реалізована лише у парових котельнях, де встановлені котли з робочим тиском 1,4-4,0 МПа. Тиск відпрацьованої пари для виробництва електроенергії становить 0,3-1,5 МПа, а при опалювальному відборі – 70-250 кПа. Надлишок тиску спрацьовує на редуційному пристрої. Витрата палива на виробництво 1 кВт·год складає до 140 г у.п.

Одним з перспективних напрямів підвищення ефективності використання первинного палива є комбіноване виробництво електричної і теплової енергії з використанням турбін малої і середньої потужності. Перевагою такого способу є досягнення коефіцієнта використання палива до 0,85.

Когенерація – третій спосіб утилізації біогазів – це процес одночасного виробництва теплової і електричної енергії. Він відбувається за допомогою лише однієї установки, яка поєднує в собі електрогенератор з поршнеvim двигуном, і оснащена системами утилізації теплоти, що виділяється. В якості палива можуть використовуватися як природний, так і біогаз, який утворюється у даному випадку при розкладанні побутових відходів.

Оскільки біогази звалищ твердих побутових відходів супроводжують процеси переробки органічних відходів і, відповідно, не мають своєї ціни як, наприклад, традиційні органічні палива, то витрати з експлуатації КУ будуть пов'язані лише з експлуатаційними, сервісними та амортизаційними

відрахуваннями. Доходи складатимуть як заощаджені кошти на теплову й електричну енергію, так і отримані за «зеленим» тарифом кошти за їх продаж у відповідні мережі.

Для спалювання отриманого біогазу на першому етапі пробної експлуатації когенераційної установки, а надалі, у разі аварійного виходу її з ладу, необхідних профілактичного обслуговування або ремонту, на полігоні ТПВ додатково встановлюють факельну установку з коефіцієнтом корисної дії спалювання газу близько 90 %.

Для «збагачення» біогаз осушують, з нього видаляють діоксид вуглецю та інші домішки. Наразі найбільш поширені такі наступні технології збагачення: промивка водою, адсорбція при зміні тиску та розділення за допомогою мембран. Тому в даній кваліфікаційній роботі для використання отриманого біогазу в якості альтернативного палива необхідна додаткова його підготовка, що складається з таких етапів: підігрів, видалення вологи і хімічних та механічних домішок, підвищення концентрації метану.

В графічній частині роботи представлено принципову схему технологічного процесу видобутку і підготовки біогазу для згорання в КУ. Загалом необхідна площа становить приблизно 10 га і займає територію старих ділянок звалища, які у даний час не використовують для розміщення відходів.

Продуктивність установки в середньому складає 300 м<sup>3</sup>/год.

Використання вологого біопалива в топках котлів і камерах згорання двигунів негативно позначається на їх роботі, що знижує коефіцієнт корисної дії і підвищує рівень шкідливих викидів в атмосферу. Також пришвидшуються корозійні процеси. Так як отриманий біогаз має практично 100 % вологість і у товщі звалища є певна кількість так званого фільтрату, то слід передбачити в технологічній схемі його попереднє осушення. Вологопоглинач повинен забезпечувати безперервну роботу впродовж 24 годин. Після насичення водопоглинача парами води проводиться його регенерація, а для безперервності технологічного процесу отримання і підготовки палива в розділовий процес включають іншу установку.

Регенерація вологопоглинача проводиться з форвакуумним відкачуванням при температурі 350 °С протягом 4 годин.

Таким чином, утилізація біогазу звалищ дозволяє не тільки поліпшити екологічну ситуацію, а й виробляти теплову і електроенергію, частково замінюючи корисні копалини і, відповідно, зменшуючи «теплове забруднення» довкілля.

### 4.3. Технологічні процеси утворення, збору, очищення і використання біогазів полігону твердих побутових відходів с. Миколаївка

#### 4.3.1. Принципова технологічна схема

Процес відбору звалищного газу полігону ТПВ с. Миколаївка забезпечується вертикальними свердловинами загальною довжиною орієнтовно 600 м. Збір біогазу, його транспортування, підготовка та утилізація виглядають відповідно до технологічної схеми, яка наведена на рис. 4.1.

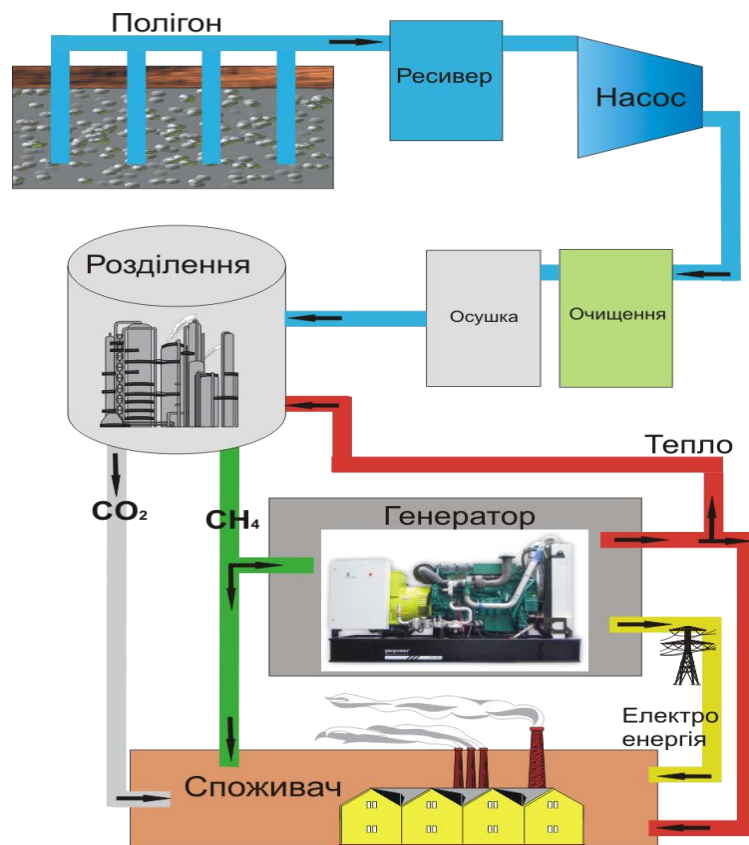


Рис. 4.1. Принципова технологічна схема використання біопалива

Процес збору та утилізації біогазу полігону ТПВ складається з декількох етапів.

1. Звалищний газ з кожної газовідвідної свердловини шлейфовим трубопроводом, приєднаним до оголовка свердловини, за рахунок декомпресії, яка створюється вакуумними насосами, втягується на колектор (гребінку). Загальна кількість колекторів становить 10 одиниць. Кожен колектор об'єднує декілька свердловин. На колекторі кожен шлейфовий трубопровід обладнаний вимикальним пристроєм – засувкою, датчиком контролю тиску і штуцером для відбору газових проб.

2. Весь біогаз, зібраний з колекторів, надходить на майданчик вузла збору та утилізації отриманого звалищного газу системою колекторних (магістральних) трубопроводів. Система збору та первинної підготовки звалищного газу до утилізації складається з наступних компонентів (див. графічну частину кваліфікаційної роботи):

- свердловини;
- шлейфові трубопроводи;
- колектори шлейфів;
- магістральний трубопровід;
- сепаратор.

3. Перед вакуумним насосом на магістральному трубопроводі встановлюється газовий сепаратор, де відбувається повна осушка біопалива (відділення краплинної і пароподібної рідин).

4. Очищений біогаз через систему моніторингу (обліку) подається для утилізації. В установці для виробництва вуглекислоти відбувається поділ біогазу на біометан і товарну вуглекислоту. Основні обсяги біометану використовують в когенераційній установці, яка дає можливість виробляти 0,5 МВт електроенергії і близько 0,6 МВт теплової енергії.

5. Наявність у складі біогазу діоксиду вуглецю та інертних негорючих домішок зменшує його теплоту згоряння і нормальну швидкість поширення полум'я у порівнянні з традиційним природним. У зв'язку з цим безпосереднє використання біогазу замість природного в теплових і силових установках вимагає додаткових витрат на доопрацювання газопальникового і паливного обладнання, а також створення систем регулювання складу газоповітряних сумішей.

Тому, з техніко-економічних позицій, доцільною є організація переробки біогазу в збагачену метанову фракцію (доведену до якості природного газу) з вилученням діоксиду вуглецю.

Формула діоксиду вуглецю (вуглекислоти)  $\text{CO}_2$ . Молекулярна маса – 44,009. Газоподібний діоксид вуглецю – це газ без кольору і запаху, густина –  $1,839 \text{ кг/м}^3$  при стандартних умовах: температурі  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  і тиску  $101,3 \text{ кПа}$  ( $760 \text{ мм рт. ст.}$ ). Газ – нетоксична, невибухонебезпечна речовина.

Для очищення біогазу від діоксиду вуглецю найбільшого поширення набули абсорбційні процеси з використанням фізичних, хімічних абсорбентів та їх комбінації. Хемосорбційні процеси позбавлені цих недоліків. Вони ґрунтуються на хімічній взаємодії  $\text{CO}_2$  з активною частиною абсорбенту. Найбільш часто для цього використовують процеси абсорбції  $\text{CO}_2$  водними розчинами моноетаноламіну (МЕА), найбільш сильної основи серед етаноламінів. У процесі МЕА-очищення газу від  $\text{CO}_2$  відбуваються ще й

побічні реакції, що призводять до незворотних змін складу абсорбенту (окислення і термічне розкладання), зниження поглинальної здатності, а також серйозної корозії обладнання. Тому МЕА, як правило, застосовується у вигляді 10-20- % (за масою) водного розчину. Останнім часом знаходить застосування більш ефективний абсорбент на основі метилдіетаноламіну (МДЕА).

За результатами розрахунків за спрощеними моделями розрахунку процесу очищення біогазу від  $\text{CO}_2$  в Інституті газу НАН України був визначений оптимальний склад сорбенту: 40 % МДЕА +8-10 % МЕА.

Устаткування для виробництва товарної вуглекислоти здійснює переробку біогазу в метанову фракцію – біометан і отримання послідовно газоподібного та рідкого діоксиду вуглецю (див. графічну частину кваліфікаційної роботи). В установці для виробництва вуглекислоти в якості абсорбенту використовується водний розчин амінів. Така установка включає в себе: вхідний компресор поршневий газовий, абсорбер, агрегат десорбера (апарат + випарник), насос рідинний, рекуперативний теплообмінник, теплообмінник-охолоджувач), шафу контролю і автоматики, електрошафу.

У абсорбері концентрація діоксиду вуглецю в біогазі знижується до 2 % (об'ємних). Очищений від діоксиду вуглецю біогаз (біометан) виходить з верхньої частини абсорбера і подається на КУ. Газ, який виходить з конденсатора (потік  $\text{CO}_2$ ), містить, в основному, діоксид вуглецю (98 % об'єму) і надходить у вузол підготовки, охолодження, зберігання і наповнення рідкого  $\text{CO}_2$ , що включає в себе: вуглекислотний поршневий компресор, агрегат осушення і очищення  $\text{CO}_2$ , блок охолодження, зберігання і заповнення рідкого  $\text{CO}_2$ . У цьому вузлі газоподібний  $\text{CO}_2$  стискується компресором до 2,0 МПа, осушується, охолоджується пропановим холодильником до температури  $-20\text{ }^\circ\text{C}$ , при цьому переходить в рідкий стан і надходить у ізотермічну ємність для зберігання.

В даний час вуглекислота широко використовується у різноманітних галузях промисловості та агропромислового комплексу.

#### **4.3.2. Характеристика КУ «Caterpillar» (США) марки G 3412**

Для утилізації енергії біогазу поблизу території полігону ТПВ с. Миколаївка проектують мініТЕЦ на основі газопоршневих когенераційних установок TEDOM CAT500 в модульному виконанні виробництва США/Чехія.

Безпосередньо споживачем біогазу в приміщенні мініТЕЦ є газопоршневий електрогенератор типу G3412 «Caterpillar» потужністю 408 кВт. Технічні характеристики якого занесені до табл. 4.2.

## Основні технічні дані газової електростанції типу G3412

Максимальна електрична потужність	кВт	408
Максимальна теплова потужність	кВт	561
Номінальна напруга	В	400
Електричний ККД	%	36,9
Тепловий ККД	%	50,8
Загальний ККД (використання палива)	%	87,7
Витрата газу при 100 % навантаженні (природний газ/біогаз)	%	117/190
Довжина	мм	4300
Ширина	мм	2195
Висота	мм	3415
Маса когенераційної установки	кг	10750

Технологічний модуль служить в якості допоміжного обладнання для забезпечення роботи двигуна внутрішнього згорання і входить до складу когенераційної установки. Технологічний модуль забезпечує вивід теплової потужності системи охолодження двигуна і продуктів згорання, вивід теплової потужності технологічного контуру, підведення газу, долив масла та зниження вмісту шкідливих речовин у вихлопних газах.

Технологічний модуль ТМ С500 розрахований для спільної роботи з двигуном Caterpillar G3508 як складова частина обладнання когенераційної установки TEDOM CAT500 в модульному виконанні.

Для когенераційної установки TEDOM CAT500 SP використовується один модуль, що забезпечує основну частину технологічних функцій, включаючи висновок технологічного контуру і, встановлюється паралельно з модулем двигуна-генератора, з правої сторони (вид з боку генератора).

Технологічний модуль (ТМ) забезпечує:

- охолодження двигуна внутрішнього згорання і вивід теплової потужності вторинного контуру (ВК);
- подачу і підготовку газу;
- долив мастильного масла в двигун;
- попереднє змащування двигуна перед стартом;
- сепарацію масла з вентиляційних газів картера двигуна;
- реєстрацію робочих параметрів;
- охолодження паливної суміші і вивід теплової потужності технологічного контуру (ТО);

Основа технологічного модуля являє собою сталеву раму, на якій розташовуються окремі функціональні блоки. Модуль переміщається за допомогою крана. Підводами і виводами охолоджуючих рідин технологічних

контурів є підшипники та різьбові з'єднання, розміщення яких зображено на габаритному кресленні. Всі виводи з модуля поставляються з контрфланці. Складовою частиною модуля є щиток з контактною колодкою, до якого підключено електричне обладнання модуля. Обидва модулі призначені для розміщення в приміщенні поблизу двигуна-генератора (ДГ)

Відстань модуля від ДГ рекомендується не менше 0,5 м для зручності обслуговування двигуна.

Технологічний модуль складається з декількох функціональних блоків, які розташовуються на загальній рамі.

*Вивід теплової потужності двигуна.* Ця частина технологічного модуля забезпечує вивід теплової потужності двигуна з модуля КУ та її передачу у вторинний контур. Вона складається з теплообмінника первинного контуру, циркуляційного насоса і розширювальної посудини з аварійним клапаном. Трубопроводи модуля, включаючи теплообмінники первинного контуру, покриті теплоізоляцією. З'єднання з модулем двигуна-генератора забезпечується трьома трубами, позначеними на схемі JW. Тепловий модуль може бути виконаний у двох варіантах:

1. Варіант А. Теплообмінник «продукти згорання-вода» підключений безпосередньо до контуру (теплової системи). В цьому випадку необхідно забезпечити відповідність якості води вимогам специфікації «Якість циркуляційної води для вторинного контуру».

2. Варіант Б. Теплообмінник «продукти згорання-вода» підключений до контуру (теплової системи) установки. Від теплової системи цей контур відокремлений розбірним пластинчастим теплообмінником «вода-вода», що підлягає механічній чистці.

Тепловий модуль можна оснастити триходовим клапаном для виведення теплової потужності контуру встановлення аварійного охолодження.

*Вивід теплової потужності технологічного контуру.* Технологічний контур (ТК) призначений для виведення теплової потужності з другої секції проміжного охолоджувача (АС2). Цей контур розташований на технологічному модулі і включає циркуляційний насос, терморегулювальний клапан і розширювальний посудину. З'єднання з модулем двигун-генератора - фланцеве, підключення в низькотемпературний контур ТК - фланцеве.

*Утилізація і відвід продуктів згорання.* Даний функціональний блок модуля забезпечує відведення продуктів згорання з двигуна-генератора, подальше зниження вмісту шкідливих речовин, передачу теплової потужності продуктів згорання у вторинний контур і зниження акустичного тиску на фланці на виході продуктів згорання. Основні елементи обладнання

утилізації продуктів згоряння – каталізатор, теплообмінник для утилізації теплової потужності продуктів згоряння, заслінки байпаса, байпас і глушник газовихлопу, що поставляється окремо (його можна підключити до димоходу замовника або встановити прямо на технологічний модуль у вертикальному положенні). Всі елементи даного функціонального блоку, включаючи трубопровід, покриті ізоляцією. Підключення до модуля двигуна-генератора - фланцеве на вході в камеру каталізатора. Трубопровід для відведення продуктів згоряння в димар підключається до фланця глушника газовихлопу.

Система може бути додатково оснащена байпасом для відводу тепла продуктів згоряння в атмосферу, якщо утилізується лише частина теплової потужності, або така взагалі не утилізується (наприклад, влітку).

Система утилізації тепла продуктів згоряння виконується з урахуванням мінімальних втрат тиску і оптимізована для максимально ефективної роботи установки. Втрата тиску у всій системі утилізації продуктів згоряння до виходу з глушника газовихлопу не перевищує 3 кПа. В загальну втрату тиску (5,6 кПа) можна включити втрату тиску в вихлопному трубопроводі – 2,6 кПа. Однак, при проектуванні газоходів, не рекомендується використовувати всю втрату тиску через часткове занесення трубопроводу сажею при тривалій експлуатації і збільшенні протитиску.

*Вивід загальної теплової потужності у вторинний контур (ВК).* Загальна теплова потужність складається з теплової потужності, переданої в первинному теплообміннику, і в теплообміннику продуктів згоряння. Обидві теплові потужності передаються у вторинний контур, який закінчується фланцем ВК для підключення в теплову мережу споживача.

Зниження вмісту шкідливих речовин у вихлопних газах забезпечує каталізатор, розташований на вході продуктів згоряння в технологічний модуль. Каталізатор забезпечує зниження обсягу викидів СО і неметанових вуглеводнів (NMHC).

*Газова траса.* Газова траса модуля забезпечує автоматичне припинення подачі газу з газопроводу в модуль двигун-генератора, припинення подачі газу вручну, фільтрацію газу, контроль щільності здвоєних відсічних клапанів і контроль тиску газу. Газова траса обладнана: ручним запірним вентилям , газовим фільтром, здвоєним відсічним електромагнітним клапаном з розвантажувальним клапаном, який забезпечує продувку газопроводу на ділянці між клапанами при відключенні установки. Контроль щільності клапанів забезпечується спеціальним обладнанням. Управління відсічними електромагнітними клапанами здійснюється системою управління двигун-генератора.

*Система підживлення маслом.* Для забезпечення підживлення двигуна маслом використовується видатковий маслобак, що входить до складу технологічного модуля. На випускному патрубку бака змонтовані ручний і електромагнітний клапани. Масло в бак заливається через горловину з пробкою, розташовану в його верхній частині. Рівень масла в баку контролюється рівнеміром. Для автоматичного доливання масла в двигун, він повинен бути обладнаний датчиком рівня масла і системою автоматичного доливання масла.

*Система сепарації масла.* Сепарація масла з вентиляційних газів картера перед їх рециркуляцією на всмоктування двигуна здійснюється в сепараторах, які входять до складу обладнання системи. Рух газу в системі забезпечує електричний вентилятор. Масло уловлюється в збірній посудині.

### **4.3.3. Системи інженерного забезпечення мініТЕЦ**

#### **4.3.3.1. Газопостачання**

Подача газу до когенераційних установок здійснюється від газопроводу середнього тиску через ГРП звалища ТПВ.

Прийнято одноступеневу систему газопостачання. При одноступеневій системі газопостачання на території мініТЕЦ влаштовують головний газорегуляторний пункт (ГГРП), функції якого: 1) очистка газу від механічних домішок; 2) підтримання тиску газу на заданому рівні; 3) комерційний облік природного газу, спожитого ТЕЦ; 4) зниження тиску газу і підтримання його на сталому рівні.

Газопроводи на території ТЕЦ прокладають надземно по окремих опорах, або по стінах будівель і споруд на висоті  $h \geq 4,5-5$  м від рівня землі. Відмикаючі пристрої встановлюються на виході з ГГРП і перед вводом газопроводу в цех для відключення окремих відгалужень міжцехової мережі.

Споживачем газу в приміщенні ТЕЦ є газопоршневий електрогенератор типу G3412 потужністю 408 кВт.

На ввіді міжцехового газопроводу в приміщення ТЕЦ передбачається установка запірною електромагнітного клапану, фільтру для очистки від механічних домішок і вузла обліку газу.

Для зниження тиску газу і підтримання його на заданому рівні після вузла обліку передбачається газорегуляторна установка (ГРУ) з влаштуванням двох паралельних ліній регулювання, розрахованих: перша – на максимальну витрату газу, друга – на мінімальну. Кожна лінія складається із:

- 1) запірною пристрою на вході і виході;
- 2) запобіжно-запірного клапану;

- 3) регулятора тиску газу;
- 4) запобіжно-скидного клапану;
- 5) контрольно-вимірювальних приладів (термометри, манометри);
- 6) байпасу.

Після ГРУ газ подається загальним трубопроводом до газопоршневого двигуна. На відводі до якого послідовно встановлюють запірну арматуру, фланцеве з'єднання для встановлення листової заглушки, фільтр. Перед газопоршневим двигуном передбачаються два електромагнітних клапани і гнучке з'єднання для погашення вібрацій при роботі агрегатів.

Газопроводи прокладаються на відмітці 2,5-3,5 м від рівня підлоги 1-го поверху, по колонах і стінах. В системі газопроводів передбачаються продувні трубопроводи (Г5) з вимикаючими пристроями і штуцерами для відбору проб, які об'єднано в загальний колектор Г5. Продувний газопровід виводиться вище даху на 1 м.

Витрата газу на один газопоршневий електрогенератор типу G3412 згідно з паспортною характеристикою становить при використанні:

- природного газу – 117 м<sup>3</sup>/год.;
- біогазу – 190 м<sup>3</sup>/год.

Необхідний тиск у відповідності з паспортною характеристикою перед газопоршневим двигуном повинен знаходитись у межах 110-135 кПа.

Розрахункові витрати тиску газу мініТЕЦ становлять:

$$Q_{\max} = 117 \text{ (190) м}^3/\text{год.}$$

$$Q_{\min} = 0,25 Q_{\max} = 29,25 \text{ (47,5) м}^3/\text{год.}$$

### ***Гідравлічний розрахунок газопроводів***

В якості газопроводів прийнято труби сталеві електрозварні за ГОСТ 10704-91.

Довжину розрахункової ділянки, м визначають за формулою:

$$l_p = 1,4 \cdot l_g, \text{ м} \tag{4.1}$$

де 1,4 – величина втрат тиску в місцевих опорах у відсотках від лінійних втрат (у даній задачі прийнято в межах 40 %);  $l_g$  – геометрична довжина ділянки, м.

Тиск газу на виході з ГРУ звалища ТПВ прийнято  $P_1 = 150$  кПа; у найвіддаленішого агрегату  $P_2 = 125$  кПа. Принципова схема газотранспортної системи наведена на рис. 4.2. Розрахунок виконують для 2-х варіантів використання палива:

- природного газу;
- біогазу.

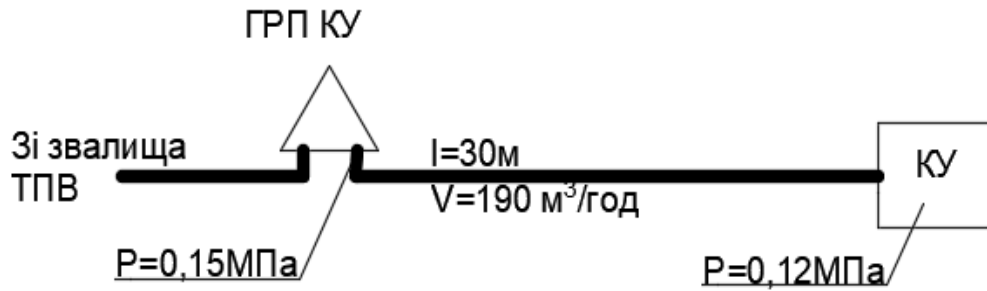


Рис.4.2. Схема газопостачання КУ

Результати гідравлічного розрахунку зводимо у табл. 4.3.

Таблиця 4.3

Гідравлічний розрахунок газопроводів

№	№ ділянки		V, м³/год.	l <sub>г</sub> , м	l <sub>р</sub> =1,4·l <sub>г</sub> , м	A, кПа²/м	A·l <sub>р</sub> , кПа²	D <sub>з</sub> ×S, мм	ΔP², кПа²	Тиск газу, кПа	
	П.	К.								P <sub>н</sub>	P <sub>к</sub>
Природний газ											
1	1	2	117	30	42	163	6856	70x3	235	150	134,7
										α = 7,76%	
Біогаз											
2	1	2	190	30	42	163	6856	76x3	385	150	130,4
										α = 4,32%	

**Розрахунок і вибір обладнання газорегуляторної установки [20]**

**1. Регулятор тиску газу**

Вихідні дані:

- максимальна годинна витрата газу для природного газу (біогазу) V<sub>max</sub>=117 (190) м³/год.;
- тиск газу на вході в ГРУ P<sub>1</sub> = 0,18 МПа;
- тиск газу після регулятора тиску P<sub>2</sub> = 0,15 МПа.

По максимальній годинній витраті газу і прийнятому перепаду тисків за попередньо приймають регулятор тиску РДБКІ-25. Для прийнятого типу регулятора, користуючись довідниковими даними, визначають його технічну характеристику, а саме – значення пропускну здатності за формулою ( 4.2):

$$V = 1595 \cdot f \cdot \alpha \cdot P_1 \cdot \varphi \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_0}}, \text{ м}^3/\text{год} \quad (4.2)$$

де  $f$  – площа сідла клапану,  $\text{см}^2$ ;  $f = 2,66 \text{ см}^2$ ;  $\alpha$  – коефіцієнт витрати,  $\alpha = 0,65$ ;  $P_1$  – тиск газу перед регулятором тиску,  $P_1 = 0,18 \text{ МПа}$ ;  $\varphi$  – числовий коефіцієнт, який залежить від співвідношення:  $P_1/P_2 = 0,51/0,18 = 0,833$  за табл. 3  $\varphi = 0,3693$ ;  $\rho_0$  – густина газу при нормальних умовах (для природного газу  $\rho_0 = 0,73 \text{ кг/м}^3$ , для біогазу  $\rho_0 = 1,22$ ).

Справжня пропускна здатність регулятора (для природного газу) :

$$V = 1595 \cdot 2,66 \cdot 0,65 \cdot 0,18 \cdot 0,3693 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,73}} = 214,6 \text{ м}^3/\text{Год.}$$

Справжня пропускна здатність регулятора (для біогазу):

$$V = 1595 \cdot 2,66 \cdot 0,65 \cdot 0,18 \cdot 0,3693 \cdot \sqrt{\frac{1}{1,22}} = 165,9 \text{ м}^3/\text{Год.}$$

Регулятор тиску вважається підібраним правильно, якщо отримане за формулою значення перевищує  $V_{max}$  на 15-20 %.

Для природного газу  $\alpha = \frac{214,6-117}{117} \cdot 100\% = 80\%$ . Остаточню приймають регулятор тиску РДБКІ-25.

При використанні біогазу пропускної здатності регулятора тиску РДБКІ-25 недостатньо, отже слід встановити РДУК2-50.

## 2. Фільтр

Для очищення газу від механічних домішок і пилу використовують фільтри. Розповсюджені сіткові і волосяні фільтри. Сіткові розраховані для встановлення в ГРП шафового типу, які мають невелику пропускну здатність, а волосяні у звичайних ГРП (ГРУ). Фільтри підлягають регенерації (очищенню), якщо перепад тисків перевищує: в сіткових – 2,5 кПа, у волосяних – 5 кПа. Для  $V_{max}=117(190) \text{ м}^3/\text{Год}$  і  $P_{exid}= 0,18 \text{ МПа}$  [за табл.4, 20], обирають фільтр ФС-40,  $d_y = 40 \text{ мм}$ .

## 3. Запобіжно-запірна арматура

Запобіжно-запірний клапан (ЗЗК) призначений для герметичного відключення подачі газу при пошкодженні або перевищенні тиску газу за встановлені межі перед регулятором тиску.

Для  $P_{exid} = 0,18 \text{ МПа}$  і  $d_y = 70 \text{ мм}$  за [табл. 5, 20] приймають запобіжно-запірний клапан типу ПКВ-50 і виписують його технічні характеристики:

$d_y = 50 \text{ мм}$ ;  $P_{exid} \leq 1,2 \text{ МПа}$ ; діапазон настройки тиску, що контролюється, МПа: нижня межа 0,0003-0,003, верхня межа 0,03-0,6.

Запобіжно-скидний клапан (ЗСК) встановлюють за регулятором тиску і він призначений для скидання тиску в атмосферу раніше, ніж спрацює запобіжно-запірний клапан. Для тиску газу за регулятором  $P_2 = 0,15 \text{ МПа}$  за

[табл. 6, 20] приймають клапан типу ПСК-50В:  $d_y = 50$  мм, діапазон настройки 0,05-0,15 МПа.

#### 4.3.3.2. Вентиляція

Основною шкідливістю, що надходить до приміщення машинної зали, є теплота. За паспортною характеристикою теплонадходження від однієї газопоршневої електрогенераторної установки типу G3412 при 100 % навантаженні становлять  $Q = 68$  кВт.

Також незначні теплонадходження виділяються від працюючих циркуляційних насосів  $\Sigma Q_n = 10$  кВт

Аналіз роботи газогенераторної установки (на підставі даних паспортних характеристик) свідчить, що при роботі ТЕЦ з вихлопними газами в атмосферу виділяються оксиди азоту і вуглецю. Виділення забруднюючих речовин при роботі газового генератора розраховують за формулою:

$$M_c = V \cdot q, \text{ г/с}; \quad (4.3)$$

де  $V$  – об'єм димових газів, м<sup>3</sup>/год.;  $V = 1830$  м<sup>3</sup>/год. (згідно з паспортною характеристикою), або 0,508 м<sup>3</sup>/с;  $q$  - питома виділення речовини, мг/м<sup>3</sup>.

За даними двигуна концентрації забруднюючих речовин в об'ємі газовихлопу становлять: 1) оксид азоту  $q \leq 500$  мг/м<sup>3</sup>; 2) оксиди вуглецю  $q_{CO} \leq 650$  мг/м<sup>3</sup>.

$$M_{C_{NO_x}} = 0,508 \cdot 500 \cdot 10^{-3} = 0,254 \text{ г/с.}$$

$$M_{C_{CO}} = 0,508 \cdot 650 \cdot 10^{-3} = 0,330 \text{ г/с.}$$

Річні виділення забруднюючих речовин обчислюють за формулою:

$$M_p = M_c \cdot 3600 \cdot 4000 \cdot 10^{-6}, \text{ т/рік}; \quad (4.4)$$

де 4000 – кількість годин роботи мініТЕЦ протягом року, год./рік.

$$M_{P_{NO_x}} = 0,254 \cdot 3600 \cdot 4000 \cdot 10^{-6} = 2,672 \text{ т/рік.}$$

$$M_{P_{CO}} = 0,330 \cdot 3600 \cdot 4000 \cdot 10^{-6} = 3,473 \text{ т/рік.}$$

Викиди забруднюючих речовин в атмосферу зведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4

#### Викиди забруднюючих речовин в атмосферу

№ з/п	Найменування викидів	Одиниця виміру	Речовини	
			Оксид азоту $NO_x$	Оксид вуглецю $CO$
1	Концентрація забруднюючої речовини в об'ємі газовихлопу	мг/м <sup>3</sup>	500	650

2	Викид забруднюючої речовини:			
	1) максимально-секундний	г/с	0,254	0,330
	2) середньорічний	т/рік	2,672	3,473

### ***Розрахунок повітрообміну у приміщеннях ТЕЦ***

Параметри внутрішнього повітря в приміщенні машинної зали (окремо для кожного з періодів року):

$$t_{w.z}^{m.n.} \leq 35^{\circ}\text{C}; t_{w.z}^{x.n.} \leq 16^{\circ}\text{C};$$

$$\varphi_{w.z} = 40 - 60\%; \varphi_{w.z} = 40 - 60\%;$$

$$V_{w.z} = 0,5 - 0,7 \frac{\text{м}}{\text{с}} = 0,1 - 0,2 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

#### Теплий період року:

Повітрообмін в приміщенні машинної зали прийнято з розрахунку асиміляції теплонадлишків з перевіркою необхідного повітрообміну, який встановлено для водогрійних котелень, котрі в якості палива використовують природний газ, а саме: трикратний повітрообмін, плюс кількість повітря необхідна для спалювання газу:

$$\Sigma L = L_1 + L_2, \text{ м}^3/\text{Год.}; \quad (4.5)$$

де  $L_1$  – кількість повітря необхідне на асиміляцію  $\Delta Q$ ,  $\text{м}^3/\text{Год.}$ ;  $L_2$  – об'єм повітря на утворення суміші,  $\text{м}^3/\text{Год.}$ ;  $L_2 = 1760 \text{ м}^3/\text{Год}$  (згідно з паспортно. характеристикою)

$$L_1 = \frac{3,6 \cdot Q}{c_p \cdot \rho \cdot (t_{w.z} - t_{in})} \quad (4.6)$$

$$L_1 = \frac{3,6 \cdot (68 + 10) \cdot 10^3}{1,005 \cdot 1,2 \cdot (35 - 25,6)} = 24770 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

$$\Sigma L^{m.n.} = 24770 + 1760 = 26530 \text{ м}^3/\text{год}.$$

#### Холодний період року:

Повітрообмін прийнято за умови компенсації повітря, що забирається когенераційною установкою для спалювання газу, плюс трикратний обмін повітря в приміщенні.

Об'єм машинної зали  $V = 1296 \text{ м}^3$ .

$$\Sigma L^{m.n.} = L_2 + V_3, \text{ м}^3/\text{год}. \quad (4.7)$$

де  $V_3$  – мінімальна кількість повітря для вентиляції газогенератора,  $\text{м}^3$ ,  $V_3 = 12500 \text{ м}^3$ .

$$\Sigma L^{m.n.} = 1760 + 12500 = 14260 \text{ м}^3/\text{год}.$$

### **Організація повітрообмінів у приміщеннях ТЕЦ**

У всіх приміщеннях мініТЕЦ запроєктовано припливно-витяжну вентиляцію з природним і механічним спонуканням. Повітрообміни у приміщеннях прийнято з розрахунку асиміляції тепло надлишків, згідно із вимогами санітарних норм або по кратностям (санвузли, душові, кімнати відпочинку, гардероб, кладові тощо). Результати наведені у табл. 4.5.

Блок приміщень в осях 1-1 (див. графічну частину роботи).

Приміщення розподільчого пристрою обслуговує припливно-витяжна установка П2, що працює на змінній частковій рециркуляції повітря.

Адміністративно-побутові приміщення обслуговує прямопливна установка П3, і окремі витяжні системи (ВП1, ВП2, ВП4, ВП5, ВП6). Повітря роздається через систему повітропроводів, які прокладено в конструкції підвісної стелі.

#### Машинна зала

Кожну газогенераторну установку обслуговує свій припливно-витяжний агрегат, який вмикається при пуску генератора. На кожную установку подається  $L = 26530 \text{ м}^3/\text{год}$  повітря у теплу пору року. Подача здійснюється з висоти 4,5 м в робочу зону. Видалення повітря відбувається природним шляхом через витяжну секцію ВП1, до складу якої входять шумопоглинач і повітряний клапан, що автоматично закривається при зупинці припливного агрегату.

Таблиця 4.5

Повітрообмін у приміщеннях мініТЕЦ

Найменування приміщень	Будівельн об'єм, м <sup>3</sup>	Категорія виробн	Витяжка, м <sup>3</sup> /год.				Подача, м <sup>3</sup> /год.			Кратність		Система
			Місцева	Загальн обмінна	Природна	Всього	Механічна	Природна	Всього	Витяжка	Подача	
Машинна зала	3530	Г	-	-	134590	134590	161450	-	161450	38	116	П1 ВП1
ГРУ	80	Г	-	240	-	240	3 машинної зали			3	-	В1
Котельне відділення	250	Г	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Масло-господарство	165	В1	-	330	165	495	495	-	495	3	3	П2, В2, ВП2
Кладова запчастин	60	В	-	-	60	60	-	-	-	1	-	ВП3
Сан. вузол (1 унітаз)	18	-	-	-	50	50	-	-	-	-	-	ВП4

Кладова притирально го інвентарю	10	-	-	-	10	10	-	-	-	1	-	ВП5
Гардероб	27	-	-	-	-	-	80	-	80	-	3	ПЗ
Душ (1 сітка)	-	-	-	-	75	75	-	-	-	-	-	ВП6
Коридор	18	-	-	-	-	-	36	-	36	-	2	ПЗ
Операторська	30	-	-	60	-	60	60	-	60	2	2	В4, ПЗ

### ***Розрахунок і вибір обладнання припливних і витяжних камер машинної зали***

Генераторну установку «Катерпіллар» обслуговує свій припливно-витяжний агрегат, що вмикається при запуску генератора.

До складу припливної установки входять наступні елементи:

- шумоглушник пластинчастий, що запобігає проникненню шуму ТЕЦ в навколишнє середовище (на повітрязаборі);
- змішувальна секція з клапанами (прямим рециркуляційним), які керують витратами зовнішнього і внутрішнього повітря;
- фільтр грубої очистки;
- секція повітрянагрівачів;
- вентиляторний блок.

#### ***Вибір шумоглушника***

У припливній установці П1 на базі осьових вентиляторів В-2.3-130 на повітрязаборі встановлюються пластинчасті глушники розмірами 2,5x2,0 м та довжиною  $l = 2$  м.

Товщина середніх  $\delta = 100$  мм; товщина крайніх пластин  $\delta/2 = 100/2 = 50$  мм; як звукопоглинаючі матеріали для пластинчастого глушника шуму застосовуються мати з супертонкого скловолокна.

#### ***Вибір фільтра***

Необхідно очистити від пилу і механічних домішок зовнішнє повітря, що подається припливною установкою П1 у кількості  $L = 26530$  м<sup>3</sup>/год. кожною з них. З цією метою приймаємо фільтр рулонний універсальний типу ФБРУБА пропускною здатністю  $L_{np} = 30\ 000$  м<sup>3</sup>/год., площа фільтруючої поверхні  $f_{\phi} = 6$  м<sup>2</sup>; аеродинамічний опір фільтра  $\Delta P_{\phi} = 250$  Па.

#### ***Вибір повітрянагрівача***

Для підігріву зовнішнього повітря і подачі його в машинну залу в холодний період року необхідно встановити повітрянагрівач. Обираємо калорифер сталевий, пластинчастий, багатоходовий великої моделі К4ВП-10; його технічні характеристики:

- площа поверхні нагріву  $F_n = 61,2$  м<sup>2</sup>;

- площа живого перерізу по повітрю  $f_{\text{п}} = 0,558 \text{ м}^2$ ;
- площа живого перерізу по теплоносію  $f_{\text{тр}} = 0,00237 \text{ м}^2$ ;
- продуктивність по повітрю  $L = 12478 \text{ м}^3/\text{год.}$ ;
- аеродинамічний опір  $\Delta P = 60 \text{ Па}$ ;
- гідравлічний опір  $\xi = 40$ ;
- число ходів по теплоносію  $X = 6$ ;
- діаметр патрубку  $d_{\text{в}} = 50 \text{ мм}$ .

Вибір вентилятора та електродвигуна

Для подачі повітря в машинну залу в кількості  $L = 26530 \text{ м}^3/\text{год}$  припливною установкою як збудник тяги приймаємо осьовий вентилятор типу В-3.2-130 №12,5. Визначаємо необхідну потужність на валу  $N_e$ , кВт:

$$N_e = \frac{L \cdot P}{3600 \cdot 1000 \cdot \eta_e \cdot \eta_n} \quad (4.8)$$

де  $L$  – продуктивність вентилятора,  $L = 53812 \text{ м}^3/\text{год.}$ ;  $P$  – повний тиск, Па, що створює вентилятор  $P = 930 \text{ Па}$ ;  $\eta_n$  – ККД передачі, виконання 1 на одному валу – 1,0;  $\eta_e$  – ККД вентилятора,  $\eta_e = 0,8$ .

$$N_e = \frac{26530 \cdot 930}{3600 \cdot 1000 \cdot 1 \cdot 0,8} = 8,6 \text{ кВт}$$

З урахуванням коефіцієнту запасу потужності, встановлюючи потужність електродвигуна:

$$N = K \cdot N_e, \quad (4.9)$$

де  $K$  – коефіцієнт запасу потужності (для осьового вентилятора при  $N_e > 5$  кВт,  $K = 1,05$ );

$$N = 1,05 \cdot 8,6 = 9 \text{ кВт}.$$

Отже, приймаємо до встановлення електродвигун типу 4AM160S6, частота обертання 1000 об./хв., потужність 11 кВт.

*Система природного видалення ВПІ*

Витяжка з приміщення машинної зали здійснюється природним шляхом через витяжну секцію ВПІ, до складу якої входять:

- шумоглушники;
- повітряний клапан, який автоматично закривається при зупинці припливного агрегату.

*Вибір шумоглушника*

Для запобігання проникнення шуму із машинної зали назовні, прийнятий пластинчастий шумоглушник габаритами 2,5x2,0 м, який встановлюється біля зовнішньої стіни навпроти припливної установки на відмітці 4200 мм. Довжина глушника  $l_{\text{гл}} = 2 \text{ м}$ ; товщина середніх пластин  $\delta = 100 \text{ мм}$ ; товщина крайніх пластин  $\delta/2 = 100/2 = 50 \text{ мм}$ .

Ефективність шумоглушника і конструктивна схема аналогічні глушникам, встановленим у припливних камерах.

*Вибір повітряного клапану*

Для регулювання і відключення витяжної вентсистеми ВП1 застосовують повітряний клапан прямокутного перерізу. Приймають клапан повітряний утеплений КВУ з підігрівом, розмірами 2400x1000 мм кількістю 2 шт., з електричним виконавчим механізмом МЕО-10/1000; потужністю  $N = 1,2$  кВт; потужністю електроприводу  $N_{пр} = 1,2$  кВт.

Розрахунки носять орієнтовний характер основі літературних даних та даних опитування, і які мають бути уточнені після практичного дослідження газопродуктивності полігону ТПВ. Точність розрахунків підвищиться, і обчислення будуть повторені після проведення додаткових польових досліджень з використанням належним чином об'лаштованих продукційних свердловин.

**Капітальні видатки** проекту складаються з витрат на облаштування свердловин, трубопроводів, систем підготовки газу, вартості когенераційного обладнання, трансформаторної підстанції та проектних робіт (табл.5.1).

Таблиця 5.1

Перелік робіт, обладнання та матеріалів (ціни в \$US)

№	Найменування	Кількість	Ціна од.	Вартість
1	Видобування біогазу			
	Труба Ø 110	800 м	8.5	6800
	Буріння, облаштування свердловин	800 м	175	140000
По п.1				146800
2	Збір біогазу			
	Труба Ø 50	16000 м	2	32000
	Труба Ø 225	1000 м	30	30000
	Колектор (гребінка)	10 од.	1250	12500
	Укладання труб	3000 м	20	60000
По п.2				134500
3	Підготовка газу			
	Вологозбірник (сепаратор)	2 од.	11000	22000
	Система обліку газу	1 од.	30000	30000
	Компресор (газодувка)	1 од.	47000	47000
По п.3				99000
4	Когенераційне обладнання			
	Когенераційна установка в контейнерному виконанні	1 од. (600 кВт)	506000	506000
	Кімната оператора в контейнерному виконанні (укомплектована необхідним обладнанням)			22100
По п.4				528100
5	Трансформаторна підстанція			80000
6	Проектні роботи			150000
<b>РАЗОМ</b>				<b>1138400</b>

В разі встановлення сортувальної лінії для розподілу твердих побутових відходів необхідна потужність когенераційного обладнання зменшиться і, відповідно, можливе зниження капітальних витрат до **\$US1103400**.

**Поточні (експлуатаційні) витрати** на функціонування системи збору та утилізації біогазу складаються з:

- витрат на обслуговування когенераційного обладнання – \$US0,015/кВт виробленої електроенергії, або \$US0,015 /1 кВт x 5 млн. кВт·год. /рік = \$US 75000/рік;

- витрат на обслуговування системи збору та підготовки біогазу – \$54000/рік.

Сума річних витрат **\$US129000**.

Зведені результати попереднього розрахунку ефективності встановлення КУ з утилізацією звалищного газу полігону ТПВ наведені у табл.5.2. При цьому був використаний курс обміну НБУ станом на 15.08.2024 р. (1 долар США = 40 грн.)

Таблиця 5.2

Результати розрахунку ефективності КУ з утилізацією звалищного газу полігону ТПВ

Найменування величини	Значення	Розмірність
<b>Вихідні дані</b>		
Інтенсивність збору біометану	3200	тис. м <sup>3</sup> /рік
Рекомендована встановлена потужність КУ	600	кВт (е)
<b>Експлуатаційні витрати за рік</b>		
Річні експлуатаційні витрати (зарплата, ремонт, витратні матеріали)	3225000	грн.
<b>Техніко-економічні показники ефективності впровадження заходу</b>		
<i>без сортування</i>		
Кількість електроенергії, що вироблена за рік	5000	МВт год./рік
Вартість виробленої за «зеленим» тарифом електроенергії за рік	18500000	грн./рік
Сумарні капітальні витрати	28460000	грн.
Простий термін окупності	1,54	рік
<i>з сортуванням</i>		
Кількість електроенергії, що вироблена за рік	3400	МВт год/рік
Вартість виробленої за "зеленим" тарифом електроенергії за рік	12580000	грн./рік
Сумарні капітальні витрати	27585000	грн
Простий термін окупності	2,2	рік

Вартість робіт, обладнання та матеріалів при будівництві КУ наведені у табл.5.3.

Таблиця 5.3

Перелік робіт, обладнання та матеріалів(ціни в \$US

№	Найменування	Кількість	Ціна од.	Вартість
1	Видобування біогазу			

	Труба Ø 110	600	8,50	5100
	Буріння, облаштування свердловин	600	175	105000
Разом за п.1				110100
2	Збір біогазу			
	Труба Ø 50	9000	2	18000
	Труба Ø 225	800	30	24000
	Колектор (гребінка)	10	1250	12500
	Укладання труб	2000	60	120000
Разом за п.2				174500
3	Підготовка газу			
	Вологозбірник (сепаратор)	2	10000	20000
	Система обліку газу	1	30000	30000
	Компресор (газодувка)	1	45000	45000
Разом за п.3				95000
4	Когенераційне обладнання			
	Когенераційна установка в контейнерному виконанні	1 од.	754000	754000
	Кімната оператора в контейнерному виконанні (укомплектована необхідним обладнанням)	1 од.	22100	22100
Разом за п.4				776100
5	Устаткування для виробництва товарної вуглекислоти			
	Установка для виробництва вуглекислоти	1 од.		480000
	Вузол підготовки, охолодження, зберігання і наповнення рідкого CO <sub>2</sub>	1 од.		376000
Разом за п.5				856000
6	Трансформаторна підстанція	1 од.		80000
7	Проектні роботи			170000
РАЗОМ		з виробництвом CO <sub>2</sub>		2261700
		без виробництва CO <sub>2</sub>		1405700

При розрахунках не враховувалися екологічні платежі (за забруднення навколишнього середовища відходами та викидами в атмосферу), інвестиційні витрати на створення тепличного господарства та потенційні доходи від його функціонування. Вироблення електроенергії з утилізацією теплоти дозволяє поліпшити економічні показники проекту в порівнянні з виробництвом тільки електроенергії.

## 6. ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ

**Охорона праці** – це система заходів для збереження життя і здоров'я працівників у процесі діяльності, яка включає правові, соціально-економічні, організаційно-технічні, санітарно-гігієнічні, лікувально-профілактичні, реабілітаційні та інші заходи. Щоб ця система діяла, необхідно запровадити відповідний нормативно-правовий акт, який би регулював усі питання, пов'язані з підготовкою, прийняттям та реалізацією управлінських рішень. При цьому треба пам'ятати, що система з управління охорони праці (СУОП) є складовою загальної системи управління підприємства і спрямована не тільки на створення оптимальних умов праці, але й на використання резервів виробництва, підвищення продуктивності праці та значне покращання якості продукції або послуг. Для регулювання питань з охорони праці, вказаних в нормативно-правовому акті, потрібен метод визначення систем й оцінок рівня ризику й безпеки на підприємстві під час виконання робіт, надання послуг, виробництва або іншої діяльності, що існують на конкретних об'єктах компанії.

Завдання охорони праці – зменшити імовірність травм або захворювання співробітника з одночасним забезпеченням оптимальних умов праці при забезпеченні максимальній працездатності співробітника.

Аналіз виконано у табличній формі (див. табл.6.1). Небезпечні і шкідливі фактори приймаємо згідно положенню про розслідування нещасних випадків, профзахворювань і аварій на підприємствах.

## 6.1. Аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів

Таблиця 6.1

Шкідливі та небезпечні виробничі фактори	Джерела факторів (види робіт)	Кількісна оцінка	Нормативні документи
Підвищена температура гідроізоляційного, теплоізоляційного матеріалу	Ізоляційні	$t \leq 180^{\circ}\text{C}$	ДБН А.3.2-2-2009 (р.16)
Електричний струм	Електрозварювальні, електромонтажні, випробувальні, експлуатаційні	$U=220\text{В}, U=380\text{В}$	ДСТУ Б.А.3.2-13:2011 ПУЕ -2017 НПАОП 40.1-1.21-98 ДБН А.3.2-2-2009 ДСТУ БА 3.2-15:2011 ДБН В 2.5-28-2018
Підвищений рівень шуму та вібрації	Експлуатація насосних станцій, систем вентиляції	80 дБа	ДСН 3.3.6. 037-99, ДСН 3.3.6. 039-99
Підвищена запиленість та загазованість робочої зони	Зварювальні, монтажні, експлуатація і ремонт мереж водопостачання і каналізації, хлорування	6ГДК мг/м <sup>3</sup>	Наказ МОЗ України №1596 від. 14.07.2020 НПАОП 41.0-1.01-79 ДСТУ БА 3.2-14:2011
Недостатнє освітлення робочої зони	Виконання робіт по монтажу, експлуатації, ремонту інженерних систем	150 лк	ДБН В.2.5-28-2018 ДСТУ Б.А. 3.2.-15:2011
Незадовільні параметри мікроклімату	Монтаж, експлуатація систем	Температура, $t$ 12 $^{\circ}\text{C}$ , вологість, $f$ 40-60%, рухливість повітря, $v$ 0,1-0,3м/с	ДСН 3.3.6.042-99
Атмосферна електрика	Захист будівель від блискавки	II категорія	ДСТУ EN 62305-3:2021
Машини, що працюють під тиском	Котельні установки, газопроводи, газові	0,4, мПа	НПАОП 0.00-1.81-18

	балони, паропроводи		
Пожежна безпека	Монтаж, випробовування, експлуатація і ремонт інженерних систем	$K_{п/б} = П-2$ $K_{вог.} = В-1а$	ДБН В.1.1-7-2016 ДБН В.1.2-7-2021 ДСТУ Б В.1.1.-36:2016
Горіння, вибух, пожежа, незадовільні параметри мікроклімату	Виконання газонебезпечної роботи	Концентрація газу не вище 1/5 нижньої межі вибуховості; зварювальна аерозоль	НПАОП 0.00-1.76-15

## 6.2. Будівля мініТЕЦ

Одноповерхова споруда розміром в плані 24x18 м, висотою 6 м. В будівлі є машинна зала та група виробничих (операторська, санвузол) і побутове приміщення. Вбудовані приміщення відокремлюються одне від одного цегляними перегородками, а від машинної зали цегляними перегородками та залізобетонним покриттям. В зовнішніх стінах будівлі утворюються прорізи для вікон, які використовують в якості легкоскридних конструкцій розрахованої площі. МініТЕЦ забезпечена постійно присутнім обслуговуючим персоналом.

В машинній залі встановлене наступне обладнання:

- когенераційна установка КУ «Caterpillar» (США) марки G 3412 – 1 шт., з перспективою розвитку;
- насос рециркуляції, насос мережної води (2 робочі, 1 резервний), насос підживлення (1 робочий, 1 резервний);
- повітряний обігрівач (витрата повітря 11770 м<sup>3</sup>/год.) для подачі нагрітого повітря до котельного залу;
- плоска припливна установка з електронагрівачем (витрата повітря 340 м<sup>3</sup>/год.) для подачі нагрітого повітря до електрощитової, операторської, побутового приміщення.
- вентилятори подачі первинного та вторинного повітря SLUM 311 (1 шт.) та S 20/A (2 шт.) продуктивністю 1860 м<sup>3</sup>/год та 720 м<sup>3</sup>/год відповідно.

Напруга живлення електрообладнання 380/220 В.

Нижче розглянуті результати аналізу вказаних факторів та заходів, які виключають або зменшують шкідливий вплив цих факторів на організм людини.

### **6.3. Організаційні заходи з охорони праці**

При експлуатації і обслуговуванні когенераційних установок слід керуватися вимогами чинних «Правилами безпеки систем газопостачання», «Правил будови та безпечної експлуатації об'єкта електроустановок споживачів», «Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів» для електроустановок напругою до 1000 В. До роботи в мініТЕЦ можуть бути допущені особи, які пройшли інструктаж з охорони праці і мають посвідчення на право роботи з газифікованим обладнанням та обслуговуванням технологічного обладнання.

До робіт з технічного обслуговування і ремонту електроустаткування і автоматики допускаються особи, які мають право на проведення робіт в електроустановках, з кваліфікацією не менш III розряду. Клеми датчиків і виконавчих приладів повинні бути надійно захищені від попадання пилу і вологи. Металоконструкції та електрообладнання повинно бути надійно заземлено. Забороняється знімати кришки з електроустаткування при наявності напруги, а також експлуатувати електрообладнання зі знятими кришками. Забороняється повторний запуск пальників після аварійного вимкнення без з'ясування і усунення причин вимикання. Експлуатація пальників при несправній автоматичі забороняється. При витoku газу забороняється робота пальника, запалювання вогню, включення і виключення електрообладнання. Всі види ремонтних і профілактичних робіт слід виконувати тільки на непрацюючому обладнанні, при відключених пальниках та електричних і газових мереж. Розміщення приладів і проводок слід виконувати за місцем, монтаж захисного заземлення виконати відповідно до діючих інструкцій з монтажу електроустановок систем автоматизації РМ4 -200- 82. Монтаж приладів і засобів автоматизації слід виконувати згідно будівельних норм і правил ДБН В.2.5-27-2006.

### **6.4. Безпечна експлуатація обладнання котельні**

Компоновка основного та допоміжного обладнання виконана у відповідності до вимог розділу розд.7 ДНАОП 0.00-1.08-94 та передбачає можливість демонтажу та монтажу котлів в умовах діючого виробництва.

Проектне розташування котлів задовольняє нормам приміщень для теплогенеруючих установок. Відстань від фронту обладнання до протилежної стіни будівлі перевищує мінімально нормовану 3 м. Вільний прохід перед фронтом КУ більше 1,5 м. Ширина проходів між технологічним

устаткуванням складає більше 1 м. Відстань від задньої стінки КУ до стіни приміщення більше 1 м.

Допоміжне обладнання розташовується таким чином, щоб забезпечити максимальну доступність та зручність обслуговування. Забезпечена необхідна ширина проходів у світлі:

- між насосами, електродвигунами та стіною – 1 м;
- між допоміжними частинами обладнання та стіною - 0,5 м.

Для управління КУ та забезпечення безпечних режимів експлуатації необхідні:

- манометри;
- прилади для вимірювання температур середовищ;
- показники рівня води;
- прилади безпеки;
- пристрої підживлення.

Проектом передбачається установка необхідної запірної та регулюючої арматури, зворотних клапанів, повітровідвідників.

## **6.5. Електробезпека**

Тип електромережі, від якої живиться електрообладнання (електродвигуни насосів, вентиляторів, електронагрівач припливної установки, світильники робочого, аварійного, ремонтного, зовнішнього освітлення) трьохфазна чотирипровідна з глухо заземленою нейтраллю з напругою живлення 380/220В. Частота 50 Гц.

Споживачами електричної енергії в мініТЕЦ є:

- електродвигун вентилятора первинного повітря (1 шт.) – кожного номінальна потужність  $P= 1,1$  кВт, номінальна сила струму  $I = 12$  А, напруга  $U= 380$ В;
- електродвигун вентилятора вторинного повітря (2 шт.) – кожного номінальна потужність  $P= 0,75$  кВт
- електродвигун насосу мережної води (2 робочі, 1 резервний) -  $P= 30$  кВт,  $I= 54,5$  А,  $U= 380$ В;
- електродвигун насосу підживлення котла (1 робочий, 1 резервний) -  $P= 1,5$  кВт,  $I= 4,3$  А, напруга  $U= 380$ В;
- припливна установка FLG 010-ZFW:
  - електронагрівач -  $P= 6$  кВт,  $U= 380$ В;
  - електродвигун вентилятора -  $P= 0,27$  кВт,  $I= 1,2$  А,  $U= 220$  В;
- електродвигун вентилятора повітряного обігрівача Rotavent –  $P = 2,4$  кВт,  $I = 4,3$  А,  $U= 380$ В;

- витяжний вентилятор KVK160 -  $P = 81 \text{ Вт}$ ,  $I = 0,35 \text{ А}$ ,  $U = 220 \text{ В}$ ;
- робоче, аварійне освітлення -  $U = 220 \text{ В}$ .

Категорія надійності електропостачання – друга.

Чинниками, що впливають на тяжкість ураження людини електричним струмом є величина струму, що проходить крізь людину, напруга, під яку вона потрапляє.

У відповідності до ДСТУ Б В.2.5-82:2016 для змінного струму частотою 50 Гц для нормального (неаварійного) режиму роботи електроустановки гранично допустима напруга дотику та безпечний струм для людини не повинні перевищувати значень  $U_{\text{дот}} = 2-3 \text{ В}$ ,  $I_{\text{люд}} = 0,3 \text{ мА}$ . При значеннях відносної вологості повітря більше 75 % ці норми струму та напруги зменшуються в 3 рази.

Основними безпосередніми причинами потрапляння людей під напругу є:

- дотик до неізольованих струмовідних частин електроустановок, які знаходяться під напругою, або до ізольованих за фактично пошкодженої ізоляції;
- дотик до неструмовідних частин електроустановок або до електрично зв'язаних з ними металоконструкцій, які опинилися під напругою в результаті пошкодження ізоляції.

По небезпеці електротравматизму мініТЕЦ відносять до 3-ї категорії - приміщення з підвищеною небезпекою електротравматизму, так як тут має місце наявність фактору підвищеної небезпеки – можливість контакту обслуговуючого персоналу з корпусом споживача електричної енергії та з металоконструкціями, що мають контакт з землею, а також струмопровідної підлоги.

З метою захисту обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом проектом передбачені заходи безпеки:

- у випадку нормального режиму роботи електроустановок;
- при переході напруги на неструмовідні частини електроустановок.

#### **6.5.1. Технічні рішення для попередження електротравм від дотику до нормально струмоведучих частин:**

- 1) ізоляція нормально струмоведучих елементів електрообладнання у відповідності з вимогами нормативів;
- 2) забезпечення недоступності неізольованих струмоведучих елементів, кабелі прокладаються у кабельних коробах по стінах;
- 3) використання захисних блоків, вони унеможливають доступ до неізольованих струмовідних частин без попереднього зняття з них напруги,

попереджують помилкові оперативні та керуючі дії персоналу при експлуатації електроустановок, не допускають порушення рівня електробезпеки та вибухозахисту електрообладнання без попереднього відключення його від джерела живлення

4) використання засобів орієнтації в електрообладнанні, що попереджує помилкові дії під час обслуговування та експлуатації електрообладнання – написи, таблички, попереджувальні знаки, сигналізація;

5) використання зниженої напруги від трансформатора 220/12 В – для ремонтного освітлення 12 В.

### **6.5.2 Технічні рішення для попередження електротравм при переході напруги на нормально неструмоведучі частини**

Так як вся мережа трифазна, чотирипровідна з глухо заземленою нейтраллю і напруга живлення до 1000 В, то для усунення небезпеки ураження людини струмом, у випадку її дотику до неструмоведучих металевих частин електроустановок, що опинилися під напругою, у кваліфікаційній роботі передбачено використання занулення металевих корпусів електрообладнання, каркасів, щитів та шаф.

Занулення – спеціальне електричне з'єднання нормально не струмоведучих елементів обладнання із заземленим нульовим проводом. Метою занулення є усунення безпеки ураження електричним струмом персоналу під час пробою на корпус обладнання однієї фази мережі. Вказана мета досягається в результаті швидкого відключення максимального струмового захисту ділянки мережі, на якому виникло замикання на корпус.

Передбачається виконання нормативів щодо занулення:

- забезпечується необхідна кратність струму короткого замикання (3-1,25);
- забезпечується цілісність нульового провідника та достатня його провідність – за рахунок вибору достатнього перерізу нульового провідника та використання повторних заземлювачів нульового провідника.

Для попередження ураження електричним струмом передбачаються електрозахистні засоби. Встановлюються переносні захисні огороження, заземлення. Для роботи з електрообладнанням обслуговуючий персонал забезпечується діелектричними рукавицями, діелектричним взуттям, ізолюючими кліщами, інструментами з ізольованими ручками, також використовують діелектричні килими та підставки.

Для забезпечення безпечної роботи електроустановок передбачається також система організаційних заходів у відповідності з «Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів» та «Правил технічної безпеки під час експлуатації електроустановок споживачів». До цих вимог відносяться:

- до обслуговування електроустановок допускаються особи не молодше 18 років, що пройшли медогляд;
- створити такі умови, щоб працівники, на яких покладено обов'язки з обслуговування електроустановок, відповідно до чинних вимог, своєчасно здійснювали їх огляд;
- забезпечити своєчасне навчання і перевірку знань працівників з питань електробезпеки.

До вводу мініТЕЦ в експлуатацію повинні бути складені необхідні інструкції у відповідності з «Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів» та «Правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів».

## **6.6. Оптимальні санітарно-гігієнічні умови праці**

### **6.6.1 Вплив параметрів мікроклімату робочої зони на здоров'я персоналу котельні. Оптимізація параметрів мікроклімату**

Людина постійно знаходиться в процесі теплової взаємодії з навколишнім середовищем. На механізм теплообміну впливають параметри мікроклімату.

Оптимальні мікрокліматичні умови – поєднання параметрів мікроклімату, які при тривалому та систематичному впливі на людину забезпечують зберігання нормального теплового стану організму без активації механізмів терморегуляції. Вони забезпечують відчуття теплового комфорту та створюють передумови до високого рівня працездатності.

Мікрокліматичні умови характеризуються такими показниками:

- 1) температура повітря  $t$ , °С;
- 2) вологість повітря  $W$ , %;
- 3) швидкість повітря  $V$ , м/с;
- 4) потужність теплового випромінювання, Вт/м<sup>2</sup>.

Для того, щоб фізіологічні процеси в організмі людини проходили нормально, температура її тіла повинна бути постійною (незмінною).

Значне відхилення параметрів мікроклімату від оптимальних може спричинити до ряду фізіологічних порушень в організмі людини, до різкого

зниження працездатності і навіть до професійних захворювань. Наприклад, тривалий вплив низьких температур може викликати місцеве та загальне охолодження організму і стати причиною таких захворювань, як ангіна, катар верхніх дихальних шляхів, неврит, радикуліт та ряд інших захворювань. Під впливом високих температур можливий перегрів організму, який характеризується підвищенням температури тіла людини, підвищенням частоти пульсу та дихання, слабкістю, а у важких випадках – появою судомів та теплового удару.

Підвищення вологості повітря (понад 75 %) у поєднанні з низькими температурами значно впливає на охолодження, а в поєднанні з високими температурами сприяє перегріву організму.

Людина починає відчувати рух повітря за швидкості 0,1 м/с. Незначне переміщення повітря за звичайних температур сприяє доброму самопочуттю. Великі швидкості повітря, особливо за низьких температур, збільшують теплові втрати організму, сприяють сильному його охолодженню.

Теплові випромінювання від нагрітих предметів та устаткування значно впливають на створення несприятливих мікрокліматичних умов.

Робота мініТЕЦ передбачає постійну присутність обслуговуючого персоналу. В машинному залі в холодний період року температура підтримується 12 °С згідно з вимогами ДБН В.2.5-77:2014 «Котельні». Параметри мікроклімату у інших приміщеннях нормуються по ДСН 3.3.6.042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень» в залежності від важкості робіт у різні періоди року.

Розрахункові параметри мікроклімату на робочих місцях досягаються, в першу чергу, за рахунок раціонального планування виробничих приміщень, оптимального розміщення в них устаткування з тепловиділеннями. Для зменшення термічних навантажень на працюючих передбачається максимальна механізація, автоматизація та дистанційне управління технологічними процесами і устаткуванням.

У машинній залі виконується теплова ізоляція технологічних трубопроводів обладнання, що мають температуру > 45 °С.

Приміщення мініТЕЦ обладнані системами припливно-витяжної вентиляції. Для природної витяжної вентиляції в котельному залі передбачена установка двох дефлекторів. Система вентиляції машинної зали забезпечує необхідний повітрообмін 15-30 без врахування повітря, що йде на горіння, система вентиляції інших приміщень забезпечує трикратний повітрообмін електрощитової та 20-кратний повітрообмін операторської; витяжна вентиляція санвузлу влаштовується окремо від інших приміщень.

Для підтримання необхідної температури в операторській та побутовому приміщенні виконується радіаторне опалення (теплоносієм системи є гаряча вода з температурою 85 °С), електрошитова опалюється теплонадходженнями від електричного обладнання, в котельному залі влаштовується повітряне опалення.

#### **6.6.2. Технічні заходи щодо забезпечення нормованого складу повітря робочої зони**

Склад шкідливих речовин в повітрі робочої зони котельні не повинен перевищувати гранично-допустимих концентрацій (ГДК). Повітря робочої зони нормується по ДСТУ-Н Б А. 3.2-1:2007 «Система стандартів безпеки праці в будівництві.», яким встановлюється гранично допустима концентрація різноманітних шкідливих речовин в повітрі виробничих приміщень.

В умовах, що розглядаються в роботі, можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути:

- продукти згоряння біопалива;
- пил в приміщенні (нещільності в системі подачі палива) ГДК=6 мг/м<sup>3</sup>;

Технічні рішення для забезпечення необхідних нормованих параметрів:

- установка вдосконаленого обладнання, в якому усунені викиди шкідливих речовин. Для попередження викидів пилу через нещільності з'єднання трубопроводів до арматури передбачені ущільнюючі прокладки всіх фланцевих з'єднань;
- для автоматизації технологічних процесів на місцях вимірювання параметрів встановлені датчики, які передають інформацію на щити управління та сигналізації.

#### **6.6.3. Забезпечення раціонального освітлення**

Виконане раціональне освітлення має важливе значення для виконання всіх видів робіт. Раціональне освітлення повинно відповідати таким умовам: бути достатнім (відповідним нормі); рівномірним; не утворювати тіней на робочій поверхні; не засліплювати працюючого; напрямок світла повинен відповідати зручному виконанню роботи. Це сприяє підтримці високого рівня працездатності, зберігає здоров'я людини та зменшує травматизм.

Приміщення мініТЕЦ забезпечуються природнім та штучним освітленням.

### 6.6.3.1. Розрахунок природного освітлення

Природне освітлення нормується величиною коефіцієнта природного освітлення К.П.О. Методика розрахунку природного освітлення викладена у ДБН В.2.5-28:2018 «Природне і штучне освітлення». Необхідне за нормами значення коефіцієнту залежить від системи природного освітлення, від поясу світлового клімату та розряду робіт.

$$КПО = e = \frac{E_{вн}}{E_{нар}} \cdot 100 \%, \quad (6.1)$$

де  $E_{вн}$  – внутрішнє природне освітлення, лк;  $E_{зов}$  – зовнішнє природне освітлення дифузним світлом всього небосхилу, що виміряне одночасно з  $E_{вн}$ , лк.

В даному випадку найменший розмір об'єкту 1 мм, відповідно розряд зорових робіт IV (середня точність), полоса світлового клімату - IV. Нормативна величина для машинної зали  $e_H^{IV} = 1 \%$ . В приміщенні передбачено бокове природне освітлення.

Для забезпечення допустимих параметрів при проектуванні приміщень котельні був проведений вибір розміру і кількості світлопрозорих отворі.

Так як в машинній залі передбачено бокове освітлення, то скористаємося формулою:

$$100 \cdot \frac{S_B}{S_n} = \frac{e_H^{IV} \cdot \kappa_3 \cdot \eta_B}{\tau_3 \cdot r_1} \cdot \kappa_{б\gamma\delta}, \quad (6.2)$$

де  $S_B$  - площа вікон;  $S_n$  - площа підлоги приміщення, 175 м<sup>2</sup>;  $e_H^{IV}$  - нормативне значення К.П.О.,

Для умов с. Миколаївка дійсно IV поле світлового клімату:

$$e_{Hp} = e_H \cdot m \quad (6.3)$$

де  $e_H$  - нормоване значення К.П.О.,  $e_H = 1,5 \%$ ;  $m$  - коефіцієнт світлового клімату,  $m = 0,85$ ;

$$e_{Hp} = 1,5 \cdot 0,85 = 1,275$$

де  $\kappa_3$  - коефіцієнт запасу для виробничих приміщень  $\kappa_3 = 1,4$ ;  $\eta_B$  - світлова характеристика вікон  $\eta_B = 7,5$ ;  $\kappa_{б\gamma\delta}$  - коефіцієнт, що враховує затінення вікон будівлями, які розташовані навпроти,  $\kappa_{б\gamma\delta} = 1$ ;  $\tau_3$  - загальний коефіцієнт світлопропускання

$$\tau_3 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5; \quad (6.4)$$

де  $\tau_1$  - коефіцієнт світлопроникнення матеріалу  $\tau_1 = 0,8$ ;  $\tau_2$  - коефіцієнт, що враховує втрати світла у віконній рамі,  $\tau_2 = 0,75$ ;  $\tau_3$  - коефіцієнт, що враховує втрати світла в несучих конструкціях при боковому освітленні,  $\tau_3 = 1$ ;  $\tau_4$  - коефіцієнт, що враховує втрати світла в сонцезахисних пристроях,  $\tau_4 = 1$ ;  $\tau_5$  - коефіцієнт, що враховує втрати світла в захисній сітці, яка встановлюється під ліхтарями,  $\tau_5 = 0,9$ .

$$\tau_3 = 0,8 \cdot 0,75 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,9 = 0,54;$$

$r_1$  - коефіцієнт, що враховує підвищення К.П.О при боковому освітленні завдяки світлу, що відбивається від поверхонь приміщення,  $r_1 = 1,15$ .

$$S_B = \frac{1,125 \cdot 1,4 \cdot 7,5 \cdot 1 \cdot 175}{0,54 \cdot 1,15 \cdot 100} = 33,29 \text{ м}^2.$$

В машинній залі слід влаштувати чотири вікна розміром  $3,9 \times 1,95 \text{ м}^2$  кожне.

#### *6.6.3.2. Технічні заходи щодо забезпечення штучного освітлення*

Штучне освітлення нормується величиною освітленості, яка за нормами залежить від розряду робіт, системи освітлення, типу джерела світла тощо. Величина світла  $E$  нормується в люксах. У машинній залі мають місце роботи, що відносяться до 7 розряду.

Передбачається робоче, аварійне (безпеки) і ремонтне освітлення. Щитки робочого і аварійного освітлення живляться від різних секцій силового щита, розміщеного в електричному приміщенні.

Напруга мережі робочого і аварійного освітлення  $\sim 220 \text{ В}$ , ремонтного -  $12 \text{ В}$  від трансформатора  $220/12 \text{ В}$ .

Аварійному освітленню підлягають:

- щити та пульт управління;
- вимірювальні прилади;
- фронти котлів та проходи між ними;
- вентиляторні площадки.

В приміщенні котельні окрім робочого і аварійного освітлення передбачаються світильники в вибухобезпечному виконанні, вимикачі для них встановлюються зовні біля входу в котельню.

## **6.7. Безпека в надзвичайних ситуаціях**

Для підвищення безпеки в надзвичайних ситуаціях (НС) пропонується встановлення системи оповіщення (СО) виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення НС, наприклад при пожежі, здійснюється відповідно до вимог НАПБ А.01.003-2009.

Необхідність обладнання виробничих приміщень певним типом СО визначається згідно з додатком Е до ДБН В.1.1-7-2002 "Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва".

При обладнанні виробничих будівель системою оповіщення, їх необхідно поділяти на зони оповіщення з урахуванням об'ємно-планувальних рішень будинків, шляхів евакуації, поділення на протипожежні відсіки тощо, а також з урахуванням вимог, що наведені в примітці 1 таблиці Е.1 додатка Е до ДБН В.1.1-7-2002.

Розміри зон оповіщення, черговість оповіщення та час початку оповіщення людей в окремих зонах визначаються, виходячи з умов забезпечення безпечної та своєчасної евакуації людей у разі виникнення НС.

Оповіщення про НС та управління евакуацією людей здійснюється одним з наступних способів або їх комбінацією:

- поданням звукових і (або) світлових сигналів в усі виробничі приміщення будівлі з постійним або тимчасовим перебуванням людей;
- трансляцією текстів про необхідність евакуації, шляхи евакуації, напрямки руху й інші дії, спрямовані на забезпечення безпеки людей;
- трансляцією спеціально розроблених текстів, спрямованих на запобігання паніці й іншим явищам, що ускладнюють евакуацію;
- розміщенням знаків безпеки на шляхах евакуації згідно з ДСТУ ISO 6309;
- ввімкненням евакуаційних знаків "Вихід";
- ввімкненням евакуаційного освітлення та світлових покажчиків напрямку евакуації;
- дистанційним відкриванням дверей евакуаційних виходів;
- зв'язком оперативного (чергового) персоналу СО (диспетчера пожежного поста) із зонами оповіщення.

Як правило, СО вмикається автоматично від сигналу про пожежу, який формується системою пожежної сигналізації або системою пожежогасіння. Також з приміщення оперативного (чергового) персоналу СО (диспетчера пожежного поста) слід передбачати можливість запуску СО вручну, що забезпечує надійну роботу СО не тільки при пожежі, а і у разі виникнення будь-якої іншої НС.

Повинен бути забезпечений розподіл пріоритетів щодо повідомлень для виробничого персоналу у такій послідовності:

I (найвищий) - повідомлення оперативного (чергового) персоналу СО (диспетчера пожежного поста) під час пожежі, або у разі виникнення будь-якої іншої НС;

II - повідомлення, які записані на будь-якому носії та вмикаються автоматично від спрацювання систем пожежної автоматики, або за сигналом оперативного (чергового) персоналу СО (диспетчера пожежного поста);

III - службові повідомлення, що не стосуються організації та управління евакуацією людей.

## **6.8. Пожежна безпека**

Питання попередження пожеж та зменшення завданої ними шкоди актуальні з точки зору як безпеки й збереження життя та здоров'я людей, так і економіки. В котельнях небезпека виникнення пожеж пов'язана з наявністю великої кількості палива (солом'яних пелет), різноманітних мастил в системах змазки технологічного обладнання та в електротехнічних установках; споживачів електроенергії власних потреб різноманітної потужності та напруги; високих температур теплоносія, відхідних газів, поверхонь технологічного обладнання та трубопроводів.

Джерела пожеж в котельні:

- іскри, що утворюються під час короткого замикання;
- нагрів електрообладнання під час його перевантаження;
- самоспалахування палива в подавальному пристрої.

Споруда мініТЕЦ виконана з негорючих матеріалів, з негорючими та важкогорючими утеплювачами.

Фактори пожежної небезпеки в котельні:

- наявність можливих витоків біогазу, який може утворити з повітрям вибухонебезпечну суміш;
- наявність великої кількості електрообладнання та електрокабелів, нагрів яких може привести до загоряння.

У відповідності з НАПБ Б.07.005-86 «Визначення категорій приміщень та споруд з вибухопожежної та пожежної безпеки», в залежності від умов, в яких може виникати вибухонебезпечна суміш, котельня відноситься до класу В-1а, як приміщення, в якому вибухонебезпечна суміш не утворюється під час аварій та несправностей.

### **6.8.1. Технічні рішення системи попередження пожеж**

Вони обумовлюються наявністю трьох факторів: горючої речовини, окисника, джерела спалахування. Горюча речовина та окисник утворюють горюче середовище. Тому попередити пожежу

можливо або попередженням утворення горючого середовища, або попередження утворення в горючому середовищі (або внесення в нього) джерел запалювання.

Попередження утворення горючого середовища забезпечується:

- за рахунок якісного виконання зварних робіт та стиків арматури та газопроводу, що попереджує можливість виникнення утворення горючого середовища;
- максимально можливе застосування негорючих та важкогорючих речовин і матеріалів;
- ізоляція горючого середовища;
- підтримання концентрації горючих газів, пару та окисника в суміші за межами їх спалахування;
- виконання комплексу заходів для попередження розгерметизації КУ та систем її обладнання;
- застосування змащувальних матеріалів з високою температурою самоспалахування;
- ізоляція поверхонь нагрівальних приладів, трубопроводів;
- застосування пристроїв захисту виробничого обладнання з горючими речовинами від пошкоджень та аварій, установки вимикаючих, відсікаючих та інших приладів.
- арматура застосовується сталева I класу герметичності;
- електрична проводка виконана в трубах та металевих рукавах.

Для попередження утворення в горючому середовищі джерел запалювання застосовуються швидкодіючі заходи захисного відключення можливих джерел запалювання.

### **6.8.2. Технічні рішення протипожежного захисту**

Вони направлені на попередження розповсюдження пожежі, захисту людей та матеріальних цінностей від впливу шкідливих та небезпечних факторів пожежі, на створення умов для ліквідації пожежі.

У машинній залі встановлені теплові автоматичні точкові пожежні сповіщувачі типу СП103-2В Ех вибухобезпечного виконання, а в інших - автоматичні точкові димові пожежні сповіщувачі типу СП212-5. На виході зовні із зали встановлено ручний пожежний сповіщувач СПР Ех вибухобезпечного виконання. Автоматичні пожежні сповіщувачі обрані з урахуванням можливості раннього виявлення пожежі, умов навколишнього середовища в місцях їх розташування, а також забезпечення зручності експлуатації.

Огороджуючі конструкції машинної зали, інших приміщень мініТЕЦ виконані парогазоводонепроникними з негорючих матеріалів з межею вогнестійкості 0,75 год.

Витрата води на внутрішнє пожежогасіння становить 5 л/с (2 струмини по 2,5 л/с). В машинній залі проектом передбачена установка двох пожежних кранів  $D=50$  мм. Пожежні крани встановлюються в шафах на висоті 1,35 м від рівня підлоги. Живлення протипожежної системи здійснюється від водопроводу протипожежного призначення. Джерелом зовнішнього пожежогасіння є пожежні гідранти, розташовані на діючому водогоні  $D=150$  мм.

З будівлі назовні передбачається влаштування другого евакуаційного виходу через хвіртку у полотні існуючих воріт. Виходи з вбудованих приміщень передбачені назовні через машинну залу категорії Г з вибухопожежної та пожежної небезпеки. Проектом передбачено забезпечення всіх приміщень первинними засобами пожежогасіння за нормами пожежного нагляду. Місця розташування пожежного інвентарю та його комплектність погоджені з місцевою пожежною інспекцією. У якості первинних засобів пожежогасіння передбачено наявність кислотно-лужних вогнегасників типу ОХП-10 (3 шт.), пожежний інвентар (покривало -  $1 \times 2$  м, ящик з піском -  $0,5 \text{ м}^3$ ).