

Міністерство освіти і науки України  
Одеський національний технологічний університет  
Кафедра екоенергетики, термодинаміки та прикладної екології



## ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

на тему: «Проект когенераційної установки з органічним циклом  
Ренкіна»

Здобувача Пильного Я.С.

4 курсу групи ЕЕ-444

Керівник доц. Дем'яненко Ю.І.

Консультант проф. Якуб Л.М.

**Кваліфікаційна робота допускається до захисту**  
Рішення кафедри від 09 червня 2023 р., протокол 11.

Завідувач кафедри ЕТ та ПЕ  
(назва кафедри)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Юрій СЕМЕНЮК  
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Одеса - 2023 рік

# ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет нафти, газу та екології

Кафедра екоенергетики, термодинаміки та прикладної екології

Ступінь вищої освіти бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Освітня програма «Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри Ю.В. Семенюк

« \_\_\_\_\_ » 2023 р

## ЗАВДАННЯ

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА (ЗДОБУВАЧКИ)

Пильний Ярослав Святославович

1. Тема роботи «Проект когенераційної установки з органічним циклом Ренкіна», затверджена наказом ОНТУ від 31.03.2023 року № 119-03

2. Термін здачі здобувачем (здобувачкою) закінченої роботи 08.06.2023 року

3. Вихідні дані роботи. Біогаз у кількості  $V_6 = 54 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$  спалюється у

газопоршневому двигуні. Розробити когенераційну схему використання викидної теплової енергії: димових газів і тепла охолоджуючої сорочки блоку циліндрів.

4. Перелік питань, які потрібно розробити

Вступ. 1 Когенерація і її значення в сучасних умовах господарювання. 2

Порівняння парового і органічного циклів Ренкіна. 3 Когенерація в

біогазових установках. 4 Тепловий розрахунок газопоршневого двигуна. 5

ORC- цикл. 6. Економічна частина. 7. Охорона праці. Висновки. Література.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1. Когенерація і її значення в сучасних умовах господарювання. 2 Порівняння

парового і органічного циклів Ренкіна. 3 Когенерація в біогазових установках. 4

Тепловий розрахунок газопоршневого двигуна. 5 ORC- цикл. 6. Економічна

частина. 7. Охорона праці. \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1 – 5	Дем'яненко Ю.І.	05.04. 2023	05.04.2023
6 – 7	Якуб Л.М.	05.04. 2023	05.04.2023

7. Дата видачі завдання 28.02.2023 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назви етапів кваліфікаційної роботи	Терміни виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ. 1 Когенерація і її значення в сучасних умовах господарювання.	06.04.2023	
2	Порівняння парового і органічного циклів Ренкіна	10.04.2023	
3	Когенерація в біогазових установках	15.04.2023	
4	Тепловий розрахунок газопоршневого двигуна	20.04.2023	
5	ORC- цикл	07.05.2023	
6	Економічна частина. Висновки	15.05.2023	
7	Охорона праці	20.05.2023	
	Презентація	03.06.2023	

Здобувач-дипломник \_\_\_\_\_ Пильний Я.С.  
( підпис )

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Дем'яненко Ю.І.  
( підпис )

*Несу відповідальність за ідентичність електронного та друкованого варіантів кваліфікаційної роботи, даю згоду на обробку персональних даних та не заперечую проти розміщення кваліфікаційної роботи на офіційних web-ресурсах ОНТУ.*

*Підтверджую, що в кваліфікаційній роботі відсутні порушення норм академічної доброчесності.*

Здобувач-дипломник Пильний Я.С.

\_\_\_\_\_ ( підпис )

## Анотація

ПИЛЬНИЙ Я.

*Тема дипломної роботи:* «Проект когенераційної установки з органічним циклом Ренкіна»

*Спеціальність* 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

*Заклад освіти* Одеський національний технологічний університет  
Одеса, 2023 рік.

Дипломна робота присвячена проектуванню установки з когенерації енергії біогазу. Спалювання біогазу здійснюється в газопоршневому двигуні, а утилізація теплоти димових газів і блоку циліндрів газопоршневого двигуна – в установці, що працює за органічним циклом Ренкіна. Запропоноване рішення дозволяє забезпечити отримання електричної і теплової енергії в одній установці.

Дипломна робота бакалавра містить такі розділи:

Вступ. 1 Когенерація і її значення в сучасних умовах господарювання. 2 Порівняння парового і органічного циклів Ренкіна. 3 Когенерація в біогазових установках. 4 Тепловий розрахунок газопоршневого двигуна. 5 ОРС-цикл. 6. Економічна частина. 7. Охорона праці. Висновки. Література.

Робота містить 9 таблиць, 23 рисунок, 19 літературних джерел.

КОГЕНЕРАЦІЯ, ДИМОВІ ГАЗИ, КОГЕНЕРАЦІЯ В БІОГАЗОВИХ УСТАНОВКАХ, ГАЗОПОРШНЕВИЙ ДВИГУН, ОРС-ЦИКЛ, КОНДЕНСАТОР, ВИПАРНИК, УСТАНОВКА «ТУРБОСФЕРА», СУХА ГРАДИРНЯ.

## АНОТАЦІЯ

PYLNYI Y.

*Theme of the thesis:* «Project of a cogeneration unit with an organic Rankine cycle»

*Specialty* 141 «Elektroenergetics, electrotechnics and electromechanics»

*Educational institution* Odesa National Technological University

Odesa, 2023 year.

The thesis is devoted to the design of a biogas energy cogeneration plant. Biogas combustion is carried out in a gas piston engine, and heat recovery from flue gases and the gas piston engine cylinder block is carried out in a unit operating on the organic Rankine cycle. The proposed solution makes it possible to generate electricity and heat in one unit.

The bachelor's thesis contains the following sections:

Introduction. 1 Cogeneration and its importance in modern economic conditions. 2 Comparison of steam and organic Rankine cycles. 3 Cogeneration in biogas plants. 4 Thermal calculation of a gas piston engine. 5. ORC cycle. 6. The economic part. 7. Labor protection. Conclusions. References.

The work contains 9 tables, 23 figures, 19 literary sources.

COGENERATION, FLUE GASES, COGENERATION IN BIOGAS PLANTS, GAS PISTON ENGINE, ORC CYCLE, CONDENSER, EVAPORATOR, TURBOSPHERE PLANT, DRY COOLING TOWER.

ВСТУП.....	8
1. КОГЕНЕРАЦІЯ І ЇЇ ЗНАЧЕННЯ В СУЧАСНИХ УМОВАХ ГОСПОДАРЮВАННЯ.....	10
1.1 Фізична суть терміна "когенерація".....	10
1.2 Когенерація: сторінки історії.....	13
1.3 Вигідність когенерації.....	14
1.4 Децентралізація енергопостачання.....	17
1.5 Когенерація у житлово-комунальному секторі.....	19
2. ПОРІВНЯННЯ ПАРОВОГО І ОРГАНІЧНОГО ЦИКЛІВ РЕНКІНА.....	20
3. КОГЕНЕРАЦІЯ В БІОГАЗОВИХ УСТАНОВКАХ .....	25
3.1 Причини інтересу до ОЦР технологій.....	25
3.2 Низькотемпературні робочі тіла (НРТ) для ОЦР (когенераційні установки ОЦР на біомасі) .....	27
3.3 ГПУ чи ГТУ: яким надати перевагу.....	33
3.3.1 Високий електричний ККД.....	33
3.3.2 Умови розміщення.....	34
3.3.3 Умови експлуатації.....	35
3.3.4 Проектний ресурс, інтервали обслуговування.....	35
3.3.5 Відносно низькі капітальні вкладення.....	36
3.4 Підбір когенераційної газової установки.....	37
3.5 Принципова схема проектної установки утилізації тепла газопоршневого двигуна.....	40

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Пильний Я. С.</i>			<i>Дипломна робота</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Дем'яненко Ю. І.</i>					5	76
					<i>ОНТУ гр. ЕЕ-444</i>			

4.	ТЕПЛОВИЙ РОЗРАХУНОК ГАЗОПОРШНЕВОГО ДВИГУНА...45
4.1	Баланс енергії та температури матеріальних потоків при горінні біогазу (60 % метану) в циліндрах газопоршневого двигуна...45
4.2	Розрахунок теплообмінника димових газів.....46
4.2.1	Конструктивний розрахунок.....46
4.2.2	Розрахунок тепловіддачі в трубі.....48
4.2.3	Визначення еквівалентного діаметру міжтрубного простору.....48
4.2.4	Розрахунок тепловіддачі в міжтрубному просторі.....49
4.2.5	Визначення поверхні теплообмінника.....50
5.	ORC- ЦИКЛ .....52
5.1	Цикл в тепловій діаграмі та теплове навантаження апаратів....52
5.2	Вибір випарника та конденсатора за інтегральними характеристиками.....54
5.3	Підбір детандера для OCR-циклу.....55
5.4	Суха градирня в ОЦР-циклі.....59
6.	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....61
7.	ОХОРОНА ПРАЦІ.....63
7.1	Аналіз небезпечних та шкідливих факторів під час експлуатації когенераційної установки.....63
7.1.1	Аналіз небезпечних факторів під час експлуатації когенераційної установки.....63
7.1.2	Аналіз шкідливих факторів під час експлуатації когенераційної установки.....64

КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	<i>Дипломна робота</i>	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Пильний Я. С.					6	76
Перевір.		Дем'яненко Ю. І.				<i>ОНТУ гр. ЕЕ-444</i>		

7.2 Профілактичні заходи безпечної експлуатації обладнання когенераційної установки.....	65
7.2.1 Захист від електричного струму.....	65
7.2.2 Розрахунок заземлення.....	67
7.2.3 Захист від інших небезпечних факторів.....	69
7.2.4 Захист від шкідливих факторів.....	70
7.3 Пожежна безпека.....	72
ВИСНОВКИ.....	74
ЛІТЕРАТУРА.....	75

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Пильний Я. С.</i>			<i>Дипломна робота</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Дем'яненко Ю. І.</i>					7	76
					<i>ОНТУ гр. ЕЕ-444</i>			

## ВСТУП

Когенерація – це енергоефективний процес, який передбачає одночасне виробництво електричної й теплової енергії. Когенерація дозволяє максимально використати весь потенціал власної генерації енергії та підвищити загальний ККД електростанції до 90% і більше.

На відміну від великих централізованих електростанцій, які також використовують комбіноване виробництво електрики і тепла (ТЕЦ), когенерація – метод, який застосовується на об'єктах розподіленої енергетики (міні-ТЕЦ) – власних електростанціях на підприємствах, інфраструктурних та житлових об'єктах. Тепло, яке виробляється в процесі отримання електроенергії централізованими станціями, не доходить до споживачів і викидається в атмосферу. Було б розумно використовувати цю енергію ефективно, але через великі відстані зробити це технічно складно і комерційно не вигідно. Когенераційні установки фізично розміщуються безпосередньо на об'єкті, тому не мають втрат при передаванні енергії.

Когенерація дозволяє більш ефективно використовувати енергоресурси. Так, тепло, що утворюється при виробництві електроенергії, застосовується на об'єкті, наприклад, для опалення або виробництва пару. А якщо порівнювати її з використанням двох окремих джерел отримання електрики і тепла, то економія енергії палива при використанні єдиної когенераційної системи становитиме близько 40%.

Промислові та сільськогосподарські підприємства, котеджні містечка та житлові комплекси, аеропорти, лікарні, муніципалітети використовують когенераційні установки для підвищення надійності електропостачання та істотного зниження витрат на покупку електроенергії від постачальника і на оплату за її транспортування та розподіл. Когенерація в Україні

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

порівняно з купівлею електроенергії із загальної енергомережі забезпечує економію коштів на енергоресурси до 40%.

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

# 1 КОГЕНЕРАЦІЯ І ЇЇ ЗНАЧЕННЯ В СУЧАСНИХ УМОВАХ ГОСПОДАРЮВАННЯ

## 1.1 Фізична суть терміна "когенерація"

Когенерація (від англ. "co+generation", "спільна генерація") - це спільний процес виробництва електричної та теплової енергії всередині одного пристрою - когенераційної установки (міні ТЕЦ, КГУ). Механічним джерелом вироблення електричної енергії є первинний привід, який обертає ротор електрогенератора: газопоршневий двигун, газова або парова турбіна. Теплову енергію отримують завдяки утилізації теплових втрат (утилізація тепла охолоджувальної рідини, мастила, стислої газоповітряної суміші та газів, що відходять) первинного приводного двигуна - газопоршневого, газової турбіни, дизеля.

Теплову енергію, що виробляється когенераційними установками, використовують для виробництва гарячої води, пари, в холодильних установках, а також у технологічних процесах сушіння гарячим повітрям.

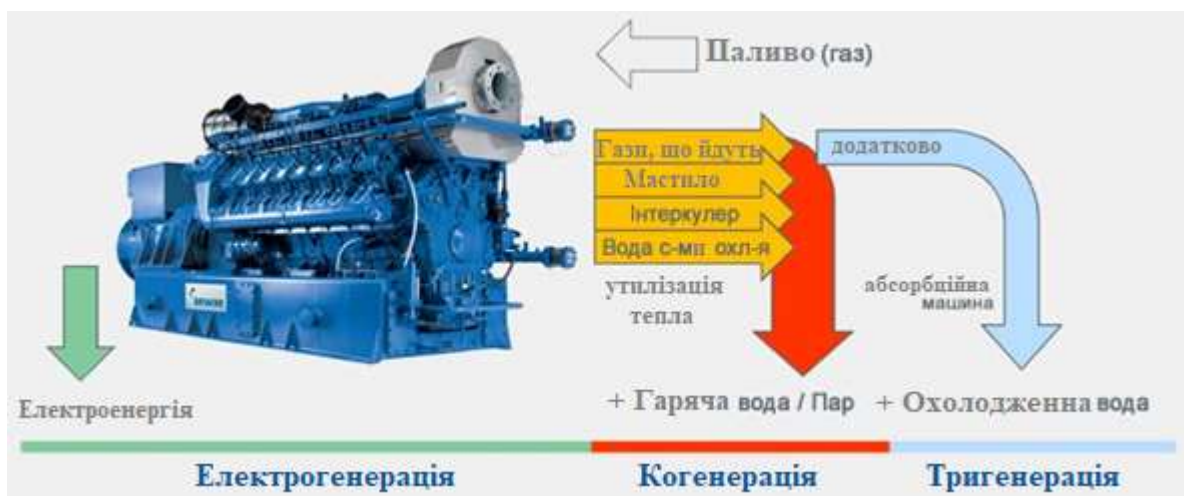


Рисунок 1.1 Принцип роботи когенераційної установки

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк. 10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

У сучасних когенераційних установок на базі газопоршневих двигунів коефіцієнт використання теплоти згоряння палива доходить до 85...90% і тільки 10% втрачаються. Економія палива під час вироблення енергії в когенераційному циклі може досягати до 40% порівняно з роздільним виробництвом тієї самої кількості електроенергії (конденсаційна електростанція) і теплової енергії (водогрійна котельня). Наприклад, використовуючи тепло вихлопних газів і охолоджувальної рідини газового двигуна потужністю 500 кВт для опалення, можна забезпечити теплом площу розміром у 4...4,5 тис. м<sup>2</sup>, підтримуючи нормальну температуру в приміщеннях.

Порівняння енергетичних потоків за роздільного та комбінованого вироблення енергії (когенерація) має такий вигляд (дані наведено в умовних одиницях палива):



Рисунок 1.2 Схема порівняння енергетичних потоків

Розрізняють дві основні групи когенераційних установок:

1. Установки одночасного виробництва електричної та теплової енергії (зарубіжний аналог: СНР - combined heat and power plant);
2. Установки (електростанції) комбінованого циклу з утилізаційним котлом і паровою турбіною (закордонний аналог: ССР - combined cycle power plant). Частіше - це електростанції з газовою турбіною, котлом-утилізатором і паровою турбіною (ПГУ - парогазові установки великої потужності). Але є проєкти де замість газової турбіни використовувався газопоршневий двигун і парова турбіна малої потужності (див. Italiana Coke).

Залежно від вироблюваної електричної потужності, когенераційні електростанції поділяють на такі групи:

- мікро електростанції (потужність від 1 до 250 кВт);
- міні (потужність від 250 до 1000 кВт) і малі (потужність від 1 до 60 МВт) - для простоти часто об'єднують;
- середні (потужність від 60 до 300 МВт);
- великі (потужність понад 300 МВт).

Підкреслимо, що тут ідеться про сумарну потужність електростанції, а не одиничну потужність енергетичного агрегату. Заведено вважати, що потужності до 250 кВт (мікроелектростанції) доцільно й можливо покривати газопоршневими (приміром, газовими генераторами Deutz потужністю 200 кВт) або дизельними генераторами (у разі аварійного джерела живлення, див. дизель-генератори Deutz), а також різноманітними установками альтернативної енергетики. Від 250 кВт до 10-15 МВт - за допомогою газопоршневих агрегатів. Потужності до 60 МВт - за допомогою газопоршневих агрегатів (або газових турбін за одиничних потужностей від 20 МВт), а середні та більші потужності - за допомогою газових і парових турбін або парогазових установок.

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			12

## 1.2 Когенерація: сторінки історії

Утилізацію тепла роботи силових агрегатів застосовують порівняно давно. У великій енергетиці за останні пів століття вже стала нормою реалізація теплових схем із застосуванням великих парових турбін типу Т, ПТ, Р з "теплофікаційними" або "промисловими" відборами пари. Також, наприклад, на великих судах незабаром після закінчення Другої світової війни почали встановлювати утилізаційні котли, що використовували для нагріву води теплоту випускних газів приводного двигуна. Тобто ефективність і доцільність застосування когенерації вже багато років не викликає сумнівів.

У 80-х роках минулого століття почалося застосування в широких масштабах малих електростанцій, особливо місцевих децентралізованих, з одночасним виробництвом електричної та теплової енергії (когенерація). Внесок таких електростанцій в енергетику постійно зростає. Лідерами з когенерації в малій енергетиці є європейські країни. За наявними оцінками сумарна потужність малих електростанцій до 2000 року в країнах Європи становила близько 65...70 ГВт, що приблизно дорівнює 9% потужності всіх електростанцій. За прогнозами COGEN EUROPE (асоціація, що стимулює розвиток малої енергетики та когенерації), до 2010-2011 року очікується зростання до 180 ГВт, тобто до 18% від потужності всіх електростанцій у Європі, а в країнах колишнього СРСР до 2015 року очікується подвоєння потужності когенераційних об'єктів малої енергетики.

Варто зазначити, що історично терміни "теплофікація" (застосовували в СРСР) і "когенерація" (застосовують на Заході) за своєю технічною суттю є тотожними, хоча в смисловому відношенні другий точніший, відображаючи комбіновану (спільну) генерацію теплової та електричної енергії (в одному джерелі й одночасно). Назвою "теплофікація"

									Арк.
									13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.				

в СРСР акцент виносили на один із видів енергії, і, по суті, він був пов'язаний із широким застосуванням у містах та інших населених пунктах централізованого теплопостачання. Оскільки здебільшого джерелом теплової енергії були теплоелектроцентралі (ТЕЦ), то термін "теплофікація" в СРСР почали застосовувати і для позначення процесу комбінованого вироблення електричної та теплової енергії, тобто саме тієї технології, яка з останньої чверті ХХ століття в усіх промислово розвинених країнах визначалася як "когенерація" (cogeneration або СНР - combined heat&power). У зв'язку з цим, у наш час терміни "теплофікація" і "когенерація" вживаються рівнозначно, однак під час опису технологій, заснованих на сучасних газопоршневих двигунах і газотурбінних установках, перевагу віддають терміну "когенерація".

### 1.3 Вигідність когенерації

На сьогодні виникло безліч аргументів для впровадження когенераційних технологій. Когенераційні установки володіють чудовими особливостями: дешевизною електричної та теплової енергії (порівняно з тією, що купується з мережі), близькістю до споживача, відсутністю необхідності в дорогих ЛЕП і підстанціях, екологічною безпекою, мобільністю, легкістю монтажу та багатьма іншими факторами.

Мала енергетика є не тільки альтернативою централізованій системі - вона стає основою для швидкого розвитку новоосвоюваних районів, нових виробництв, що відкриваються, і розширення наявних. Дуже часто через зношеність обладнання наявних електромереж утруднене під'єднання нових промислових споживачів, а іноді й просто економічно недоцільне (у разі великого віддалення споживача від ЛЕП). Як наслідок, застосування автономних енергоджерел з комбінованим виробництвом електричної та

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

теплової енергії (когенерація) забезпечує певний енергетичний резерв у централізованій системі.

Розвиток когенерації (і малої енергетики загалом) зумовлений цілою низкою чинників:

1. Економічна вигода:

- Отримання прибутку за рахунок різниці в собівартості енергії, що виробляється когенераційною установкою, і ціною кВт-год енергії, що купується в енергосистемі. Електричний ККД газопоршневих когенераційних установок у 1,5 раза вищий за встановлені парові турбіни і, відповідно, вироблена енергія дешевша;
- Більшість енергоблоків потужних паротурбінних електростанцій та обладнання промислових ТЕЦ виробили свій ресурс, а деякі - подвійний ресурс. При цьому електричний ККД багатьох енергоблоків паротурбінних ТЕЦ, внаслідок зносу основного обладнання та автоматики, знизився до 28% (тобто на 20% від розрахункових 35%). Усе це найнегативнішим чином позначається як на надійності енергопостачання, так і на ціні вироблюваного кіловата енергії для споживача. Ціна неефективно використаного палива і витрати на непланові ремонти лягають на плечі споживача. Застосування власних когенераційних установок позбавляє від негативного впливу цього фактора.



Рисунок 1.3 Економічна вигода когенерації

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			15



Когенерація є практично оптимальним варіантом, що забезпечує надійність постачання електричної енергії. Збільшення потужностей підприємства за традиційного енергозабезпечення пов'язане з безліччю організаційних, фінансових і технічних труднощів, оскільки часто необхідне прокладання нових ліній електропередачі, будівництво нових трансформаторних підстанцій, перекладання теплотрас тощо. Водночас когенерація пропонує вкрай гнучкі та швидкі в плані нарощування потужностей рішення.

Збільшення потужностей за допомогою когенераційних модулів може здійснюватися як малими, так і досить великими частками - цим підтримується тісний взаємозв'язок між генерацією та споживанням енергії. Таким чином, забезпечуються всі енергетичні потреби, які завжди супроводжують економічне зростання.

#### 1.4 Децентралізація енергопостачання

Одне з твердих переконань представників електроенергетичної індустрії полягає в тому, що транспортування електроенергії є найкращим способом її доставки кінцевим споживачам. Однак, дедалі більша кількість експертів ставлять під сумнів ці вкорінені уявлення.

При цьому ставиться три основні питання:

1. Чи допустима високовольтна передача з екологічного погляду, з погляду здоров'я населення і впливу на ландшафт?
2. Чи є необхідними витрати на передачу енергії, які лягають на споживачів?
3. Чи необхідне транспортування взагалі?

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Щодо першого питання необхідно сказати таке. Зберігається занепокоєність населення з приводу довгострокового впливу електромагнітного випромінювання на здоров'я людей, які проживають поблизу від ліній високовольтної електропередачі. Питання про існування такого виду ризику відкрите для обговорення. Але не підлягає обговоренню той факт, що населення все більше схиляється до думки про неприпустимість будівництва нових ліній.

Переходячи до другого питання, слід зазначити, що вся система витрат на передачу електроенергії, включно з будівництвом, поточним ремонтом, енергетичними втратами та операціями, має привабливіший вигляд у разі лібералізованого ринку, ніж запланованого централізовано. Широко поширена думка про те, що якщо порівнювати транспортування електроенергії та газу на чесній і прозорій основі, то виявиться, що в разі електроенергії витрати багаторазово перевищують такі для газу (за деякими джерелами - майже в 12 разів). Це ставить під сумнів необхідність розширення мереж і підтверджує доцільність збільшення кількості об'єктів малої енергетики в безпосередній близькості до споживача.

Нарешті, з приводу третього питання потрібно сказати таке. Якщо країни рухаються в напрямку широкомасштабної децентралізації енергопостачання на базі когенерації та використання поновлюваних джерел енергії, постає питання про те, чи потрібна центральна мережа загальнонаціональних масштабів узагалі? У міру зростання темпів технологічних змін традиційна енергосистема, яку люди вважають чимось само собою зрозумілим, може перетворитися на щось, що практично не заслуговує на схвалення.

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Найкращою альтернативою наявному енергопостачанню є когенераційні установки, що виробляють дешевші електроенергію і тепло в безпосередній близькості до споживача, забезпечуючи тим самим швидке і стійке повернення інвестицій.

### 1.5 Когенерація у житлово-комунальному секторі

Переваги когенерації на базі газопоршневих електрогенераторних установок можуть становити особливий інтерес для житлово-комунальних господарств. Наприклад, при використанні таких установок витрати на будівництво комунікацій зменшуються в 1,5-4 рази порівняно з підведенням тепла та електроенергії від великих централізованих джерел.

Ці переваги успішно використовуються в житлово-комунальних господарствах європейських країн. Як правило, такі станції монтують на базі наявних котелень, з яких прибирають старе водогрійне обладнання (див. проєкт Фрідріхсгафен). Теплова енергія надходить жителям прилеглих будинків, а електроенергія - у централізовану мережу. Таким самим шляхом доцільно модернізувати комунальну енергетику в малих містах нашої країни.

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2 ПОРІВНЯННЯ ПАРОВОГО І ОРГАНІЧНОГО ЦИКЛІВ РЕНКІНА

З кожним роком споживання енергії тільки збільшується, і більша її частина припадає на теплову енергію. Але, на жаль, частина теплової енергії просто розсіюється в навколишнє середовище. Щоб утилізувати низькопотенційну енергію, використовують цикл Ренкіна, який працює на органічних речовинах (клас сполук, до складу яких входить вуглець, за винятком оксидів вуглецю, ціанідів, карбідів і карбонатів) із температурою кипіння нижчою, ніж у води. Це дає змогу реалізовувати цикл Ренкіна за нижчої температури. Такий цикл називають органічним циклом Ренкіна (ОЦР).

На Рисунку 2 наведено T-s діаграму кривих насичення води і ще кількох органічних речовин, які використовуються в ОЦР.

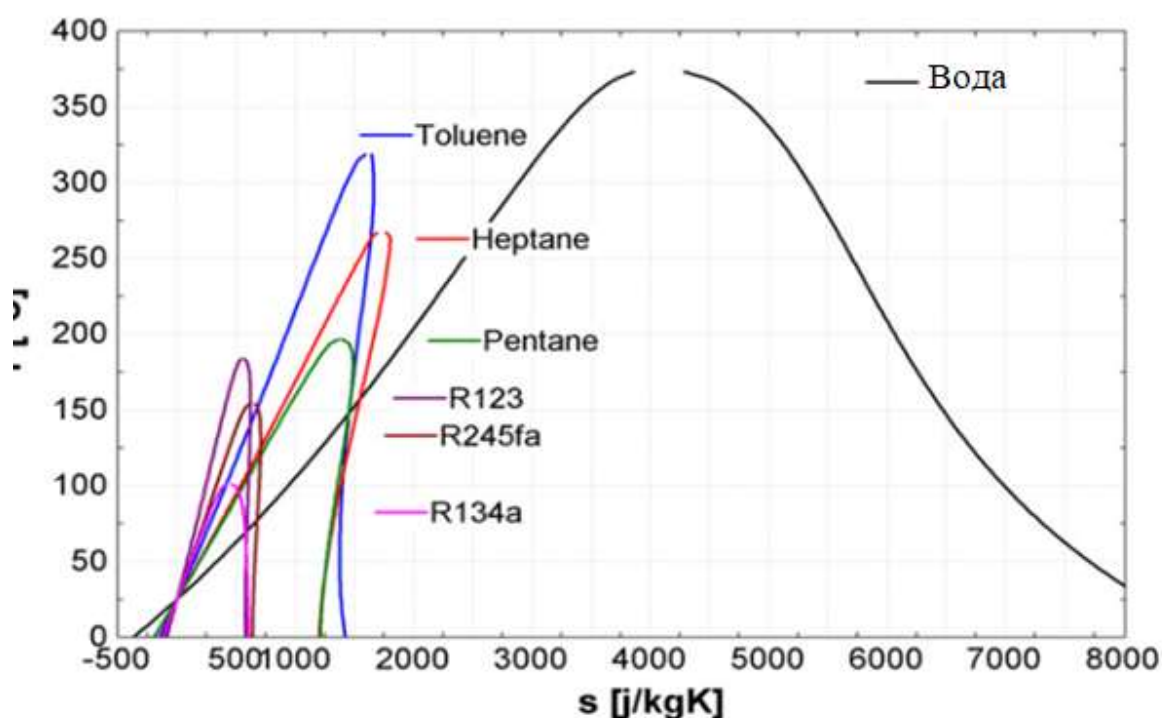


Рисунок 2 T-s діаграма води та різних органічних рідин

Виходячи з Рисунка 2, можна виділити дві головні відмінності:

1) У органічних рідин крива насичення пари (права крива) ближча до вертикалі, тоді як для води ця крива має пологий нахил. У результаті, пара

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

органічних рідин зберігає свої якості наприкінці процесу розширення, і немає необхідності перегрівати пару перед входом у турбіну.

2) Різниця ентропії між насиченою рідиною і насиченою парою значно менша в органічних рідин. Отже, і ентальпія пароутворення менша. Тому для підвищення потужності установки доводиться збільшувати масову витрату органічної рідини, що призводить до збільшення потужності, споживаної насосом.

Основні відмінності між ОЦР і паровим циклом такі:

- Перегрів. Як було зазначено раніше, органічні рідини зазвичай залишаються перегрітими наприкінці процесу розширення. Таким чином, немає ніякої необхідності в перегріві в ОЦР порівняно з паровими циклами. Відсутність конденсату в проточній частині турбіни також знижує ризик корозії на лопатках турбіни, і продовжує термін її служби до 30 років, тоді як для парових турбін він становить 15-20 років.

- Низька температура відновлення тепла. Через нижчу температуру кипіння, ретельно обраної органічної рідини, тепло може бути відновлено за нижчої температури (наприклад, за допомогою геотермальних джерел).

- Габарити обладнання. У паровому циклі, щільність води вкрай низька в частині низького тиску. Оскільки падіння тиску збільшується з квадратом швидкості рідини, велика об'ємна витрата вимагає збільшення гідравлічного діаметра трубопроводів і розмірів теплообмінників. Подібним чином, розмір турбіни приблизно пропорційний об'ємній витраті.

- Конструкція котла. ОЦР дає змогу використовувати прямоочні котли, які виключають парові барабани та рециркуляцію. Це відбувається через відносно меншу різницю густин між парою та рідиною в органічних тіл з високою молекулярною масою. На відміну від цього, низька щільність пари в парових котлах може генерувати дуже різні характеристики теплопередачі та падіння тиску між рідкою водою і парою.

									Арк.
									21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.				

- Температура на вході в турбіну. У парових циклах Ренкіна, у зв'язку з перегрівом, температура на вході в турбіну має бути вищою за 450 °С для уникнення утворення крапель у процесі розширення. Це призводить до збільшення теплових навантажень у котлі та на лопатках турбіни і подорожчання матеріалу обладнання.

- Потужність насоса. Потужність насоса пропорційна об'ємній витраті рідини і різниці тисків на вході і виході насоса. Це може бути виражено в терміні Black Work Ratio (BWR), який визначається як потужність насоса, поділена на вихідну потужність турбіни. У паровому циклі Ренкіна, витрата води відносно невелика і BWR зазвичай 0,4 %. Для високотемпературного ОЦР з використанням толуолу BWR 2-3 %, а для низькотемпературного ОЦР, що працює на R-134a, це значення, як правило, вище 10 %.

- Високий тиск. У паровому циклі, тиск близько 60-70 бар і високі теплові навантаження збільшують складність конструкції і вартість парових котлів. У ОЦР тиску зазвичай не перевищують 30 бар. Крім того, робоча рідина не випаровується безпосередньо за рахунок джерела тепла (наприклад, згоряння біомаси), а через проміжне теплообмінне обладнання.

- Тиск конденсації. Для уникнення потрапляння повітря в цикл, бажано щоб тиск конденсації був вищим за атмосферний. Однак вода має тиск конденсації зазвичай нижчий на 100 мбар від абсолютного тиску. Такі низькотемпературні органічні рідини як R-245fa, R-123 і R-134a відповідають цій вимозі. Органічні рідини з вищою критичною температурою, як-от гексан або толуол, мають тиск, нижчий за атмосферний при температурі навколишнього середовища.

- Характеристики рідини. Вода дуже зручне робоче тіло порівняно з органічними рідинами. Її основні переваги - низька вартість, широка доступність, не токсичність, негорючість, низький потенціал глобального потепління, нульовий потенціал руйнування озонового шару, хімічна стабільність (під час кипіння зберігаються її робочі характеристики) та

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			22



Відсутність системи водопідготовки і деаератора	Висока хімічна стабільність робочої рідини
Конструкція турбіни	
Низька температура регенерації тепла, прямоточний котел	

Таблиця 2 Переваги ОЦР та парового циклу Ренкіна

Таким чином, Органічний цикл Ренкіна більш цікавий для низьких і середніх діапазонів потужностей (зазвичай менших за пару МВт). І часто використовується для вироблення електроенергії на невеликих децентралізованих електростанціях. Для отримання великих діапазонів потужностей, кращим залишається паровий цикл, за винятком низькотемпературних джерел тепла.

## 3 КОГЕНЕРАЦІЯ В БІОГАЗОВИХ УСТАНОВКАХ

### 3.1 Причини інтересу до ОЦР технологій

Що таке ОЦР або ORC технологія? Якщо в енергетичній установці як робоче тіло використовують не пару, як у традиційній паротурбінній технології, а НРТ - низькокиплячі робочі тіла, що являють собою органічні або синтетичні речовини з низькою температурою кипіння, то така установка працюватиме за органічним циклом Ренкіна (Organic Rankine Cycle). ORC (або ОЦР) технологія - це застосування подібних систем для отримання електроенергії з різних джерел тепла, таких як: гарячі гази газотурбінних або газопоршневих двигунів, гарячі гази технологічних процесів, різні гарячі рідини, зокрема вода. Одним із поширених НРТ є органічна рідина пентан  $C_5H_{12}$  (звідси друга назва - "пентанова технологія"). До температури  $+36\text{ }^\circ\text{C}$  (за атмосферного тиску) пентан перебуває в рідкому стані, а після  $+36\text{ }^\circ\text{C}$  переходить у газоподібний стан. Прикладами інших низькокиплячих робочих тіл можуть бути вуглеводні (бутан, пропан), хладони (R11, R123, R245fa), аміак, толуол, дифеніл, силіконова олія, а також  $CO_2$ , за високого тиску, або нова синтетична речовина "Noves 649", розробка компанії "ЗМ", відомої за брендом "Скоч" тощо. Остання на відміну від пентану є негорючою, інертною, неелектропровідною та екологічною.

Розглянемо комплекс утилізації тепла вихлопних газів ГТУ на основі органічного циклу Ренкіна. Його схема представлена на Рисунку 3.1. Основні її частини - це термомасляний утилізаційний котел, турбодетандер з електрогенератором і різні теплообмінні модулі (випарник, підігрівач, рекуператор і повітряний конденсатор).

Вихлопні гази від ГТУ через перемикальний шибер (дивертор) надходять у термомасляний котел. Перемикальний шибер дає змогу не

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зупиняти роботу газової турбіни в разі необхідності припинення роботи системи утилізації. У первинному контурі системи застосовується термічне масло. Це викликано тим, що більшість НРТ - горючі речовини, а температура вихлопних газів у сучасних ГТУ досягає 500 °С. Термоолива більш стійка до високих температур. Температура термічного масла на вході в утилізаційний котел у межах 90÷130°С, на виході - 280÷315°С.

Нагріте масло передає тепло НРТ у підігрівачі та випарнику. Тут відбувається процес пароутворення - з рідкого стану органічна рідина переходить у газоподібний, і трубопроводом прямує в турбодетандер. Газ, що розширюється в турбодетандері, обертає генератор зі швидкістю 1500 об/хв, який виробляє електроенергію. Відпрацьоване після турбіни НРТ надходить у рекуператор і далі в повітряний або водяний конденсатор. Після конденсатора воно насосами прямує в пароперегрівач, де підігрівається до 220÷280°С і потім знову направляється в турбіну.

У випадку з використанням в основному контурі CO<sub>2</sub> на надкритичних параметрах проміжний термомасляний контур не потрібен, CO<sub>2</sub> безпосередньо подається в котел. З міркувань вибухо-пожежної безпеки зазвичай обладнання ORC установки розміщується на відкритому повітрі. Таким чином, у разі витoku робочої речовини унеможлиблюється утворення вибухонебезпечної концентрації її парів.

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



райони. Усе це робить органічний цикл Ренкіна на біопаливі конкурентною розробкою, що потребує окремої уваги.

Органічний цикл Ренкіна має низку переваг перед традиційною паротурбінною електростанцією: потрібна менша кількість теплоти, що підводиться в процесі випаровування; процес випаровування протікає за нижчих тиску і температури; процес розширення закінчується в зоні сухої пари і, отже, перегрів не потрібен, тому ризик ерозії лопатей турбіни відсутній; значно менша температурна різниця між випаровуванням і конденсацією означає, що перепад тиску буде значно нижчим, що дасть змогу використовувати прості одноступеневі турбіни.

Для ОЦР циклу можливо використовувати такі речовини: вуглеводні; гідрофторвуглеці; гідрохлорофлоруглеці; хлорофторвуглеці; перфторвуглеці; силосани; спирти; альдегіди; ефіри; сегреговані гідрофторофіри; аміни; змішані рідини (неазіотропні та азіотропні); неорганічні рідини.

Робоча рідина в ОЦР пристроях відіграє ключову роль, оскільки визначає ефективність та економічні показники установки. Визначальні характеристики речовин для ОЦР:

-лінія паронасичення з нульовою або позитивною кривизною характеристики ( $dS/dT$ ) (ізоентропна рідина або рідини на безводній основі); висока прихована теплота пароутворення; висока густина (фаза рідина/пара); висока питома теплоємність; помірна критична критична теплоємність; помірні критичні параметри (температура, тиск); допустимий тиск конденсації та пароутворення ( $>1$  бар і  $<25$  бар відповідно); хороші теплопередавальні властивості (мала в'язкість, висока теплопровідність); висока термічна і хімічна стабільність (стабільний при високих температурах); хороша сумісність температурах); хороша сумісність із матеріалами (не корозує); високий термодинамічний ККД (енергетичний/ексергетичний); високий термодинамічний ККД (енергетичний/ексергетичний ККД); високий ступінь безпеки (не

									Арк.
									28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.				



схемі, зображеній на Рисунку 3.2, для цієї мети використовуються економайзер і попередній нагрівач повітря.

Залежно від виду сировини і застосовуваної технології паливо з біомаси можна отримувати в різному фазовому стані: твердому, рідкому і газоподібному. Рекомендується використовувати біопаливо у вигляді пелет, які отримують із деревини та різних видів біомаси. Однак для генерації електрики можна використовувати не тільки біопаливо, а й біогаз - синтетичний газ, що складається головним чином із CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> і H<sub>2</sub>. Ефективність автономної теплофікаційної установки, що працює на біопаливі: близько 18% хімічної енергії палива перетворюється на електрику, приблизно 70% йде на нагрівання води і лише 12% викидається в навколишнє середовище з продуктами згоряння. середовище з продуктами згоряння.

За останні 15 років у Європі відбувся вражаючий розвиток когенераційних біомасових систем ОЦР. Основні сфери застосування: централізоване теплопостачання, виробництво пелет, лісопильні заводи та деревообробна промисловість. деревообробна промисловість. Сучасна технологія представлена бінарним циклом з термомасляним котлом.

Електрична потужність наявних установок варіюється від 500 кВт до 2 МВт, тепла - від 2 МВт до 8 МВт відповідно. Використання відповідної робочої рідини (як правило - силіконове масло) дає змогу використовувати високі температури під час спалювання біомаси. У результаті чого досягається висока електрична потужність, не дивлячись на відносно високу температуру (80-120°C) води в конденсаторі).

Когенераційні установки ОЦР на біомасі працюють за принципом бінарного циклу, оскільки робоча речовина і теплове джерело знаходяться в різних контурах. У котлі під час спалювання деревного палива утворюються димові гази, які передають тепло проміжному теплоносію, в якості якого, як правило, виступає синтетичне термомасло. Нагріте

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
							30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

діатермічне масло циркулює в закритому контурі, в якому передає тепло контуру ОЦР, а потім знову подається в котел. Система насосів підтримує безперервну циркуляцію масла, щоб уникнення перегріву котла.

Електроенергія, що виробляється, може бути передана в мережу або використовуватися на власні потреби. Тепло, що виробляється може бути використане для потреб опалення або охолодження, у процесах низькотемпературного сушіння або для отримання тепла з температурою до 120 °С. Виробництво пари в установках ОЦР досі не досі не реалізовано, хоча є можливість.

Робота ОЦР на біомасі має низку переваг порівняно з традиційним циклом Ренкіна:

- під час нагрівання в котлі олія не змінює свій агрегатний стан і має нижчий тиск. Термоолива залишається в рідкій фазі при атмосферному тиску і збільшенні температури до 320°C (нормальний робочий тиск перебуває в діапазоні від 5 до 7 бар);

- чіткий поділ теплового і термодинамічного процесів, що зі свого боку дає змогу окремо підбирати термомасляний котел і установку ОЦР. Незважаючи на безліч інших конфігурацій установок, у яких можуть застосовуватися різні пристрої нагріву, що використовують пару, гарячу воду або прямий теплообмін з гарячим газом, використання проміжного контуру термічної оливи - найпоширеніший тип системи.

Технологія ОЦР дала змогу реалізувати системи комбінованого вироблення завдяки можливості адаптації установки до нової технології без необхідності в додатковому просторі та операторах. Враховуючи, що тисячі установок для централізованого тепlopостачання, що працюють на біомасі виробляють лише тепло, існує велика ймовірність того, що установки ОЦР дадуть змогу перетворити їх на ТЕЦ.

У майбутньому очікується зниження температури роботи станції (50-60oC, замість 80-90oC). Зниження температури централізованого опалення

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			31

дає можливість підвищити електричну ефективність термодинамічного циклу. А саме, виробляти більше когенеративної електрики при незмінного теплового навантаження, при цьому знижуючи питомі витрати та споживання електроенергії.

Вибір робочого тіла для ОЦР залежить від багатьох чинників, зокрема, від джерела енергії, діапазону робочих температур і тисків та потужності установки. У більшості випадків для порівняння характеристик перспективних робочих тіл використовують термодинамічну модель циклу. При цьому головним критерієм порівняння найчастіше є термічна ефективність циклу, яка істотно залежить від фізико-хімічних властивостей робочого тіла.

У загальному випадку під час вибору робочого тіла необхідно взяти до уваги такі міркування:

1. Для даного робочого діапазону температур питома робота циклу має бути максимальною. Бажано, щоб теплота випаровування робочого тіла була якомога більшою.
2. Низька в'язкість рідкої та парової фаз повинна забезпечити малі втрати на тертя і велике значення коефіцієнта тепловіддачі.
3. Висока теплопровідність робочого тіла дасть змогу забезпечити ефективне нагрівання й охолодження його в теплообмінниках.
4. Тиск насичених парів робочого тіла в циклі Ренкіна не має бути ні занадто великим, ні дуже маленьким, оскільки в іншому разі можуть виникнути проблеми створення вакууму та забезпечення міцності й герметичності трубопроводів і арматури.
5. Важливою вимогою до робочого тіла є термічна стабільність у сфері високих температур.
6. Речовина не повинна замерзати в усьому діапазоні робочих температур. Тому потрійна точка робочого тіла повинна лежати нижче найменшої температури циклу.

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			32

7. Робоче тіло не повинно бути токсичним і легкозаймистим, а потрапляння його в навколишнє середовище не повинно викликати забруднення.

8. Бажано, щоб робоче тіло було недорогим і легкодоступним. У цьому відношенні речовини, що використовуються в холодильній промисловості, є хорошими кандидатами на роль робочого тіла в ОЦР.

З урахуванням сказаного вище можна стверджувати, що під час вибору робочого тіла для реалізації в ОЦР не можна виходити тільки з міркувань термічної ефективності. Завдання вибору оптимальної речовини є багатокритеріальним. Необхідно брати до уваги площу теплообмінника, габарити турбіни, вартість установки та її експлуатації. Таким чином, економічні міркування можуть обумовлювати зовсім інші характеристики робочого тіла, що відрізняються від тих, які були отримані за результатами термодинамічного аналізу.

Незважаючи на те, що в літературі розглянуто досить багато речовин, які в принципі можна використовувати в ОЦР, тільки кілька з них застосовуються в комерційних установках, що працюють за ОЦР. До їх числа належать HFC-134a, HFC-245fa, OMTS (октаметилтрисилоксан), толуол, Solkatherm (азеотропний розчин).

### 3.3 ГПУ чи ГТУ: яким надати перевагу

#### 3.3.1 Високий електричний ККД

Найвищий електричний ККД - до 30% для газової турбіни, а для газопоршневого двигуна досягається при роботі під 100% навантаженням. При зниженні навантаження до 50% електричний ККД газової турбіни знижується майже в 3 рази. Для газопоршневого двигуна однакова зміна режиму навантаження практично не впливає як на загальний, так і на електричний ККД.

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

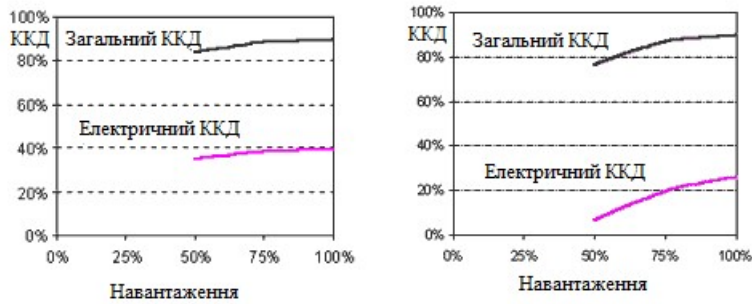


Рисунок 3.3 Графіки залежності ККД від навантаження

Графіки наочно показують, що газові двигуни мають високий електричний ККД, який практично не змінюється в діапазоні навантажень 50 - 100%.

### 3.3.2 Умови розміщення

Номінальна вихідна потужність як газопоршневого двигуна, так і газової турбіни залежить від висоти майданчика над рівнем моря і температури навколишнього повітря.

На графіку видно, що при підвищенні температури від  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $+30^{\circ}\text{C}$  електричний ККД газової турбіни падає на 15-20%. При температурі вище  $+30^{\circ}\text{C}$  ККД газової турбіни ще нижче. На відміну від газової турбіни, газопоршневий двигун має більш високий і постійний електричний ККД по всьому температурному діапазону і постійний ККД, до  $+25^{\circ}\text{C}$ .

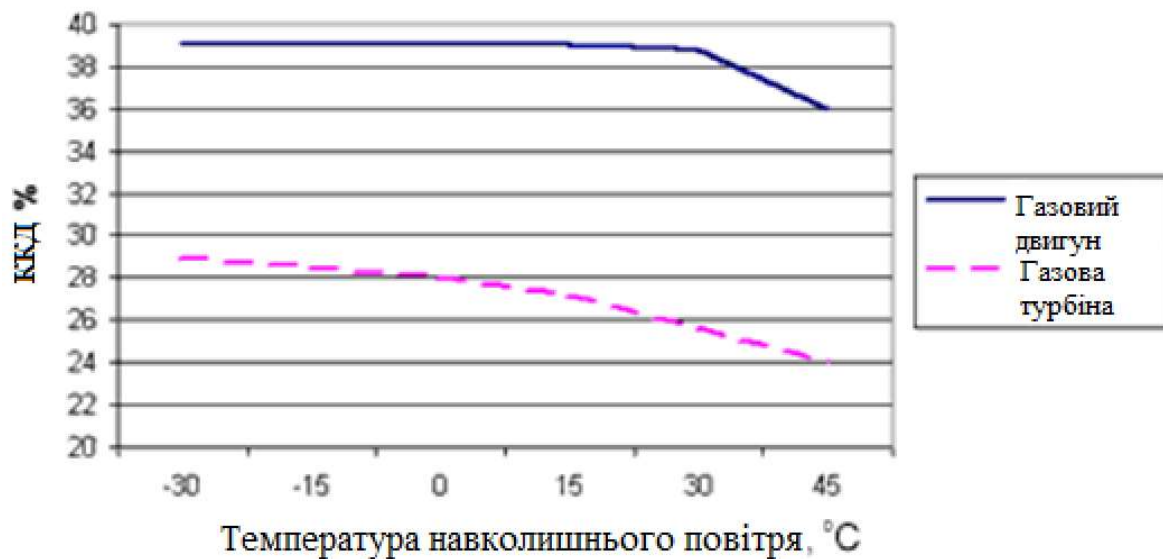


Рисунок 3.4 Графік залежності електричного ККД газопоршневої турбіни від температури навколишнього повітря

### 3.3.3 Умови експлуатації

Кількість пусків: Газопоршневий двигун можна запускати і зупиняти необмежену кількість разів, що не впливає на загальний моторесурс двигуна. 100 пусків газової турбіни скорочують термін її служби на 500 годин.

Час пуску: час до виходу на повне навантаження після старту становить 15-17 хвилин для газової турбіни, 2-3 хвилини для газопоршневого двигуна.

### 3.3.4 Проектний ресурс, інтервали обслуговування

Ресурс перед капітальним ремонтом становить 20 000 - 30 000 робочих годин для газової турбіни, для газопоршневого двигуна цей показник становить 60 000 робочих годин. Вартість капітального ремонту газової турбіни з урахуванням вартості запчастин і матеріалів набагато вище.

Повний капітальний ремонт газової турбіни - більш складна робота, ніж капітальний ремонт газового двигуна. Ремонт газової турбіни виконується тільки у виробника. Крім того, при ремонті газової турбіни використовуються дуже дорогі запчастини, що робить її вартість дуже високою. Тому час простою газового двигуна в порівнянні з газовою турбіною знижується. Вартість запчастин

Ремонтні роботи, інтервал (годин)	Турбіни, авіаційні та малі промислові	Турбіни, промислові	Газопоршневий двигун
Ремонт камери згоряння	5 000	10 000	—
Середній ремонт	Ремонт турбіни і камери згоряння 10 000	15 000	Ремонт головок циліндрів 30 000
Повний капітальний ремонт	20 000	30 000	60 000

Таблиця 3 Інтервали технічного обслуговування

### 3.3.5 Відносно низькі капітальні вкладення

Як показують розрахунки, питомі інвестиції (євро / кВт) у виробництво електричної та теплової енергії газопоршневими двигунами нижче. Ця перевага газопоршневих двигунів незаперечно для потужностей до 30 МВт. Установка ТЕЦ потужністю 10 МВт на базі газопоршневих двигунів вимагає інвестицій близько 7,5 млн євро, при використанні газової турбіни витрати зростають до 9,5 млн євро.

Тиск газу в мережі для газового двигуна не перевищує 4 атмосфер, тиск подачі газу для газової турбіни повинен бути не менше 6... 10 атмосфер. Таким чином, при використанні газової турбіни в якості силового

агрегату на станції необхідно встановити газокompресорну станцію, що ще більше збільшує вкладення.

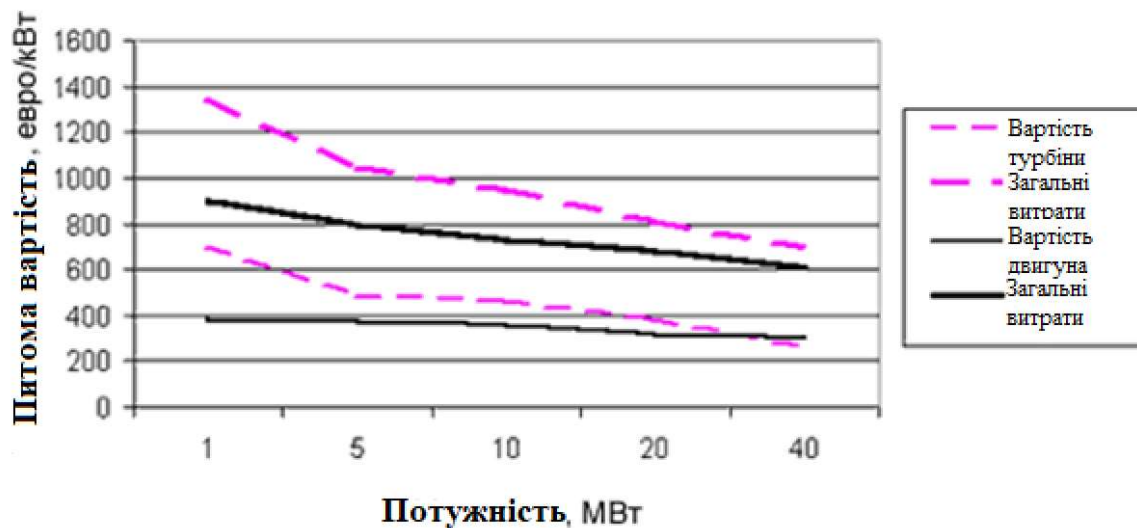


Рисунок 3.5 Обсяги капітальних вкладень у ТЕЦ із різними силовими агрегатами

### 3.4 Підбір когенераційної газової установки

Когенераційна установка (КГУ) забезпечує одночасне отримання електричної та теплової енергії від одного джерела при використанні традиційного газового або дизельного палива, а також альтернативного поновлюваного палива - біогазу, одержуваного з біологічних відходів.

Енергонезалежність та енергоефективність як стратегічний напрям побудови та реконструкції виробничих підприємств зумовило зростання застосування когенераційних установок (КГУ) для одночасного отримання електричної та теплової енергії від одного джерела. Тепло, зазвичай розсіюване в атмосферу, в когенераційних установках утилізується для корисного використання в побутових або промислових процесах. Теплова

енергія може використовуватися для перетворення в холодоносій та технологічного охолодження.

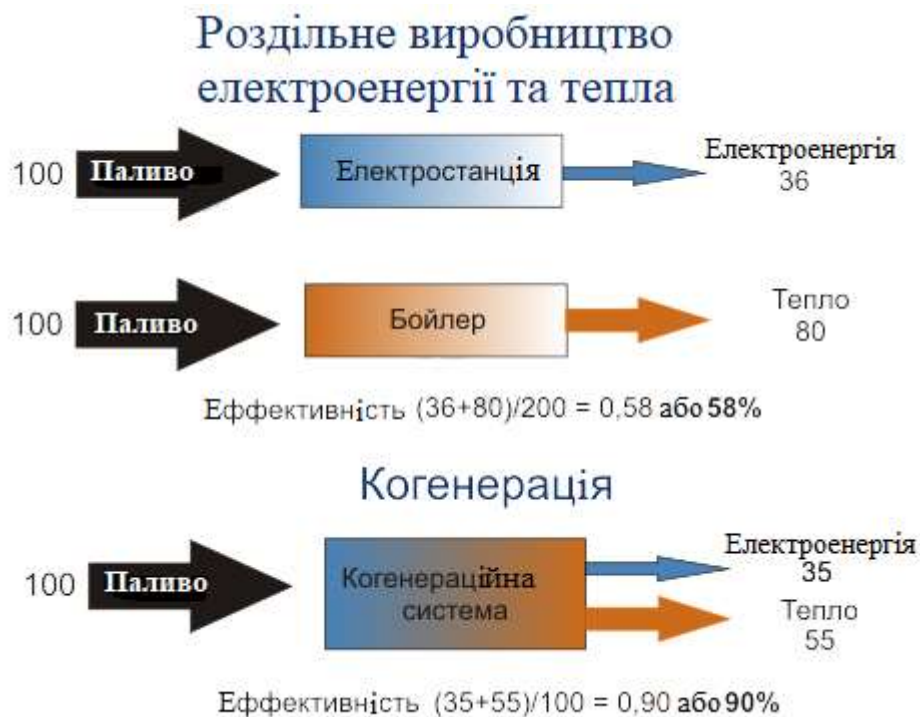


Рисунок 3.6 Розділення електроенергії і тепла в КГУ

Когенераційні установки TESSARI забезпечують:

- виняткову ефективність і максимальний ККД,
- низьку собівартість електричної і теплової енергії,
- високий рівень енергонезалежності,
- зниження експлуатаційних витрат,
- безперебійне та резервне електроживлення,
- швидкий і стійкий повернення інвестицій,
- турботу про довкілля.

Tessari Energia (Італія) має досвід виробництва когенераційних установок з 1980 року. Когенераційні установки TESSARI працюють на диз. паливі, природному, зрідженому газі, біогазі дозволяють економити до 60% первинної енергії завдяки ККД до 94% при мінімальних викидах забруднюючих речовин.

Комплексний підхід, постійний розвиток і власні ноу-хау є запорукою якості, високого рівня продуктивності і максимальної надійності когенераційних установок (КГУ) TESSARI, серце яких-довговічні німецькі двигуни MAN (Нюрнберг, Німеччина). Надійність, продуктивність, універсальність і модульність когенераційних установок TESSARI забезпечують їх широке застосування - від невеликих готельних комплексів (від 30 кВт), ТЕЦ до стратегічних виробничих підприємств.



Рисунок 3.7 Когенераційних установка TESSARI

Можливі види палива:

- Природний газ
- Біогаз
- Зріджений газ
- Газ сміттєвих звалищ
- Попутний нафтовий газ
- Піролізний газ

									Арк.
									39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.				





ORC використовує тепло, яке до недавнього часу було викидним, для додаткового вироблення електроенергії. ORC-система може утилізувати або високопотенційне (вихлопні гази), або низькопотенційне (охолоджуюча вода) тепло, а також їх комбінацію, забезпечуючи підвищення ефективності використання палива до 12%.

Охолоджувальна функція ORC також дозволяє йому виступати як заміна радіатора двигуна, що дає економію капітальних витрат до 30% вартості агрегату ORC.

Процеси в органічному циклі Ренкіна подібні до процесів у паровому двигуні з тією принциповою різницею, що замість води використовується робоча речовина зі значно нижчою температурою кипіння. Можна умовно розглядати органічний цикл Ренкіна, як холодильний цикл, реалізований у зворотний бік, при цьому тепловий потік у напрямку гарячого джерела до холодного генерує електроенергію.

Основні процеси циклу:

1. Надлишкове тепло забезпечує кипіння робочої речовини у випарнику.
2. Гарячі пари робочої речовини під тиском надходять у двогвинтовий детандер і обертають роторну пару і вал генератора.
3. Після детандера пара охолоджується та конденсується в конденсаторі.
4. Рідка робоча речовина нагнітається насосом на бік високого тиску та повертається у випарник для циклічного повторення описаних процесів.

Розширення робочого тіла може проходити в турбіні або в детандері. Дуже добре зарекомендував себе двогвинтовий детандер HSE.85 компанії BITZER, Німеччина [[http://ges-ukraine.com/maininfo\\_20.html](http://ges-ukraine.com/maininfo_20.html)]. Детандери простіші в експлуатації, ніж фреонові турбіни, ефективніше працюють на низьких обертах, їм не потрібний масляний насос, відсутні сальникові ущільнення, можлива робота в умовах «вологого ходу» (коли в детандер

									Арк.
									42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.				

частково потрапляє робоче тіло в рідкому стані). Проте в невеликих установках замість детандерів використовують турбіни. Так, лінійка потужностей турбогенераторних установок фірми «Турбосфера» [www.ts.energy] починається з 5 кВт.

Однак фактором, що перешкоджає впровадженню модернізації, є масогабаритні характеристики нетехнологічних теплообмінних апаратів, розрахунки яких ведуться, найчастіше, за існуючими спрощеними інженерними методиками з високим запасом теплообмінної поверхні внаслідок складності опису реальних процесів, що і призводить до зростання масогабаритних характеристик теплообмінників.

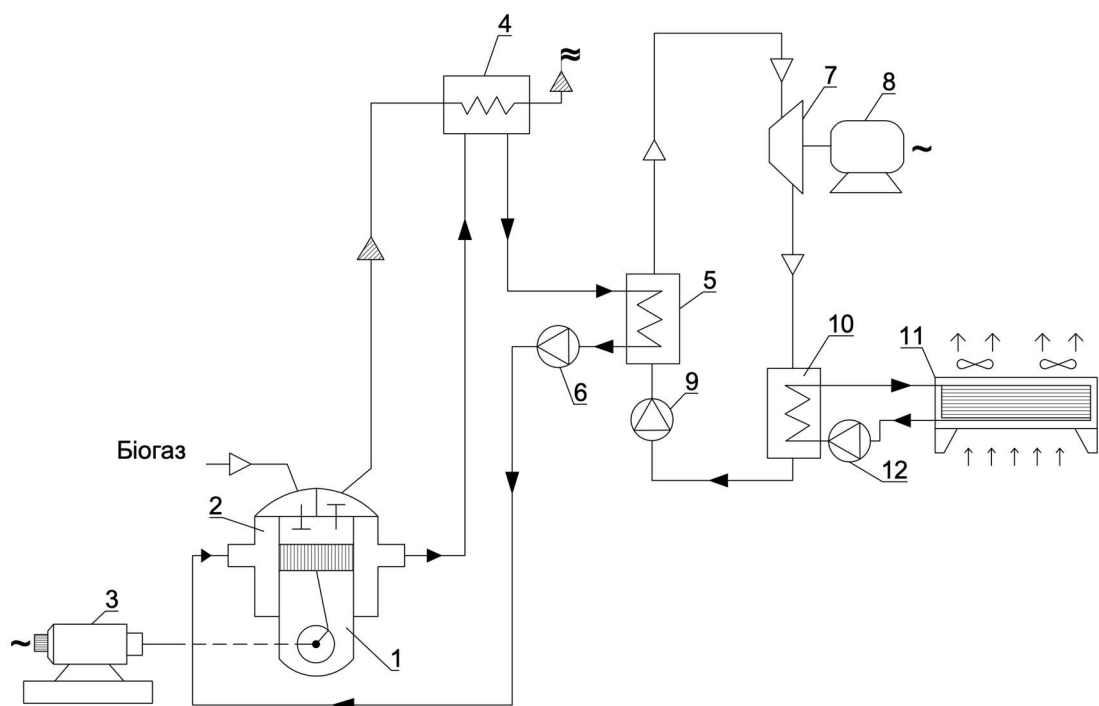


Рисунок 3.1 – Схема когенераційної установки для живлення ORC-циклу : 1 – газопоршневий двигун; 2 – сорочка блоку циліндрів; 3 – електрогенератор; 4 - теплообмінник відпрацьованих газів; 6, 12 – насоси

водяні циркуляційні; 7 - мінітурбіна; 8 - мінігенератор; 9 – насос для перекачування рідкого фреону в ОРЦ-циклі; 10 - конденсатор; 11 – «суха» градирня

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 4 ТЕПЛОВИЙ РОЗРАХУНОК ГАЗОПОРШНЕВОГО ДВИГУНА

### 4.1 Баланс енергії та температури матеріальних потоків при горінні біогазу (60 % метану) в циліндрах газопоршневого двигуна

При згорянні біогазу (тиск 0,1013 МПа) в газопоршневому двигуні виділяється енергія:

$$Q=29123 \text{ кДж/м}^3$$

Температуру полум'я приймаємо  $t_{\text{п}}=1600 \text{ }^{\circ}\text{C}$  [8]

Одночасно енергія горіння відводиться із блоку циліндрів і розподіляється:

- 35% витрачається на здійснення механічної роботи (обертання ротора електрогенератора);
- 39% теплоти відводиться проточною водою в сорочці блоку циліндрів;
- 21% теплоти надходить з димовими газами (температура  $400^{\circ}\text{C}$ ) з блоку циліндрів у зовнішній теплообмінник;
- 5% приймаємо на втрати теплоти у довкілля  $0^{\circ}\text{C}$  від поверхні блоку з температурою  $250^{\circ}\text{C}$

Біогаз у кількості  $V_6 = 54 \text{ м}^3/\text{год}$  спалюється у газопоршневому двигуні. При роботі газопоршневого двигуна в електричний струм перетворюється 35 % енергії:

$$Q_{\text{ел}}=0,35 \cdot Q = 0,35 \cdot 29123=10193 \text{ кДж/м}^3$$

$$Q_1 = Q_{\text{ел}} \cdot V_6 = 10193 \cdot 54 = 550422 \text{ кДж/год}$$

або

$$Q_1 = \frac{540422}{3600} = 153 \text{ кВт}$$

З охолоджуючою водою з блоку циліндрів відходить 39 % тепла:

$$Q_{\text{бц}}= 0,39 \cdot Q = 0,39 \cdot 29123 = 11356 \text{ кДж/м}^3$$

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
							45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

З димовими газами із блоку циліндрів відходить 21 % тепла:

$$Q_{дг} = 0,21 \cdot 29123 = 6116 \text{ кДж/м}^3$$

Обидва ці теплові потоки передаються воді, що циркулює через теплообмінник 4, і потім переносяться у випарник 5.

$$Q_{т/о} = Q_{випарн} = Q_{бц} + Q_{дг} = 11356 + 6116 = 17472 \text{ кДж/м}^3$$

Теплове навантаження теплообмінника 4:

$$Q_4 = Q_{т/о} \cdot V_M = 17472 \cdot 54 = 934488 \text{ кДж/год}$$

або:

$$Q_4 = \frac{934488}{3600} = 262 \text{ кВт}$$

## 4.2 Розрахунок теплообмінника димових газів

### 4.2.1 Конструктивний розрахунок

Маємо кожухотрубний теплообмінник з гладкими трубами, закріпленими в трубних дошках. В трубах ідуть димові газы, в міжтрубному просторі – вода.

Димові газы охолоджуються від  $t_{дг1} = 400 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $t_{дг2} = 120 \text{ }^\circ\text{C}$

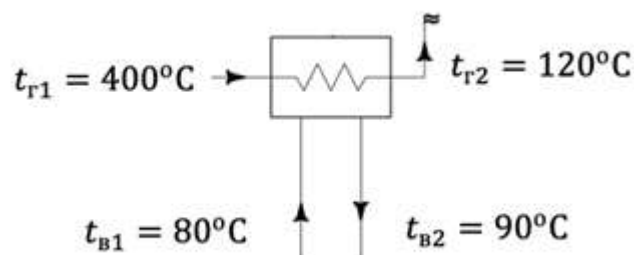


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема теплообмінника

Масова витрата димових газів:

$$M_{дг} = \frac{Q_{т/о}}{c_p \cdot \Delta t_{дг}} = \frac{262}{1,113 \cdot 280} = 0,84 \text{ кг/с}$$

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

або в об'ємних одиницях:

$$V_{\text{дг}} = \frac{M_{\text{дг}}}{\rho_{\text{дг}}} = \frac{0,84}{0,74} = 1,136 \text{ м}^3/\text{с}$$

Задаємося швидкістю димових газів в трубках теплообмінника ( $v_{\text{г}} \leq 25 \text{ м/с}$ ). Тоді сумарний внутрішній переріз труб становить:

$$F_{\Sigma} = \frac{V_{\text{дг}}}{v_{\text{г}}} = \frac{1,136}{20} = 0,057 \text{ м}^2$$

Вибираємо труби із нержавіючої сталі Х18Н10Т діаметром  $15 \times 1 \text{ мм}$  [9]. Кількість труб в пучку:

$$n = \frac{F_{\Sigma}}{0,785 d_{\text{ВН}}^2} = \frac{0,057}{0,785 \cdot 0,013^2} = 430$$

Таблиця 4.1 – Основні фізичні властивості димових газів

t, °C	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$c_p$ , кДж/(кг·К)	$\lambda \cdot 10^2$ , Вт/(м·К)	$a \cdot 10^6$ , м <sup>2</sup> /с	$\mu \cdot 10^6$ , Па·с	$\nu \cdot 10^6$ , м <sup>2</sup> /с	Pr
0	1,295	1,042	2,28	16,9	15,8	12,20	0,72
100	0,950	1,068	3,13	30,8	20,4	21,54	0,69
200	0,748	1,097	4,01	48,9	24,5	32,80	0,67
300	0,617	1,122	4,84	69,9	28,2	45,81	0,65
400	0,525	1,151	5,70	94,3	31,7	60,38	0,64
500	0,457	1,185	6,56	121,1	34,8	76,30	0,63
600	0,405	1,214	7,42	150,9	37,9	93,61	0,62
700	0,363	1,239	8,27	183,8	40,7	112,1	0,61
800	0,330	1,264	9,15	219,7	43,4	131,8	0,60
900	0,301	1,290	10,0	258,0	45,9	152,5	0,59
1000	0,275	1,306	10,90	303,4	48,4	174,3	0,58
1100	0,257	1,323	11,75	345,5	50,7	197,1	0,57
1200	0,240	1,340	12,62	392,4	53,0	221,0	0,56

ThermalInfo.ru

Коефіцієнт заповнення трубної дошки приймаємо згідно з рекомендаціями:  $\varphi_{\text{Т,д}} = 0,6$  [10]:

$$\varphi_{\text{Т,д}} = \frac{F_{\Sigma \text{ЗОВН}}}{F_{\text{Т,д}}}$$

$$F_{\Sigma \text{ЗОВН}} = n \cdot 0,785 d_{\text{ТР ЗОВН}}^2 = 430 \cdot 0,785 \cdot 0,015^2 = 0,076 \text{ м}^2$$

$$F_{\text{Т,д}} = 0,785 \cdot d_{\text{Т,д}}^2$$

								Арк.
								47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.			

$$0,6 = \frac{0,076}{0,785 \cdot d_{Т,д}^2}$$

Звідси

$$d_{Т,д} = \sqrt{\frac{0,076}{0,471}} = 0,4 \text{ м}$$

#### 4.2.2 Розрахунок тепловіддачі в трубі

Визначимо режим течії. Число Рейнольдса:

$$Re_{\Gamma} = \frac{v_{\Gamma} \cdot d_{Тр}}{\vartheta} = \frac{20 \cdot 0,013}{38 \cdot 10^{-6}} = 7045$$

Число Нуссельта при турбулентному режимі [11]:

$$Nu_{\Gamma} = 0,021 Re_{\Gamma}^{0,8} \cdot Pr_{\Gamma}^{0,43} = 0,021 \cdot 7045^{0,8} \cdot 0,66^{0,43} = 21,04$$

Коефіцієнт тепловіддачі:

$$\alpha_{\Gamma} = \frac{Nu_{\Gamma} \cdot \lambda}{d_{Тр}} = \frac{21,04 \cdot 0,045}{0,013} = 72,83 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

#### 4.2.3 Визначення еквівалентного діаметру міжтрубного простору

Еквівалентний діаметр міжтрубного простору:

$$d_{\text{екв}} = \frac{4(F_{Т,д} - F_{\Sigma\text{зовн}})}{U},$$

де  $U$  – периметр трубного пучка

Периметр труб пучка:

$$U = \pi \cdot d_{Тр} \cdot n = 3,14 \cdot 0,015 \cdot 430 = 20,25 \text{ м}$$

$$d_{\text{екв}} = \frac{4(0,785 \cdot 0,4^2 - 0,076)}{20,25} = 0,01 \text{ м}$$

									Арк.
									48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.				

#### 4.2.4 Розрахунок тепловіддачі в міжтрубному просторі

Витрату води знайдемо із рівняння теплового балансу:

$$Q_4 = M_B \cdot c_{pB}(t_{B1} - t_{B2})$$
$$M_B = \frac{Q_4}{c_{pB}(t_{B1} - t_{B2})} = \frac{262}{4,19(90 - 80)} = 6,25 \text{ кг/с}$$



Рисунок 4.2 – Трубний пучок теплообмінника

або в об'ємних одиницях:

$$V_B = \frac{M_B}{\rho_B} = \frac{6,25}{1000} = 6,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

Умовна швидкість води в міжтрубному просторі:

$$v_B = \frac{V_B}{(1 - \varphi_{Т,д}) \cdot F_{Т,д}} = \frac{6,25 \cdot 10^{-3}}{0,4 \cdot 0,785 \cdot 0,4^2} = 0,12 \text{ м/с}$$

Число Рейнольдса води:

$$Re_B = \frac{v_B \cdot d_{екв}}{\nu}$$
$$Re_B = \frac{0,12 \cdot 0,01}{0,326 \cdot 10^{-6}} = 6258$$

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

Критерій Нуссельта для трубного коридорного пучка за турбулентного режиму [11]:

$$Nu_B = 0,22 \cdot Re_B^{0,65} \cdot Pr_B^{0,36} = 0,22 \cdot 6258^{0,65} \cdot 2^{0,36} = 82,88$$

Коефіцієнт тепловіддачі в міжтрубному просторі:

$$\alpha_B = \frac{Nu_B \cdot \lambda_B}{d_{екв}} = \frac{82,88 \cdot 0,67}{0,017} = 3266 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

#### 4.2.5 Визначення поверхні теплообмінника

Коефіцієнт теплопередачі теплообмінника:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_r} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_B}} = \frac{1}{\frac{1}{72,83} + \frac{0,001}{17,5} + \frac{1}{3266}} = 71,43 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Поверхню трубного пучка знаходимо з виразу:

$$Q_4 = Q_B = k \cdot F \cdot \Delta t_{ln}$$

$$F = \frac{Q_4}{k \cdot \Delta t_{ln}}$$

Тут  $\Delta t_{ln}$  – середня логарифмічна різниця температур:

$$\Delta t_{ln} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M}} = \frac{310 - 40}{\ln \frac{310}{40}} = 131,86 \text{ К}$$

Тоді

$$F = \frac{262 \cdot 10^3}{71,43 \cdot 131,86} = 27,82 \text{ м}^2$$

Знайдемо довжину трубного пучка з виразу:

$$F = \pi \cdot d_{тр} \cdot l_{тр} \cdot n$$

$$l_{тр} = \frac{F}{\pi \cdot d_{тр} \cdot n} = \frac{27,82}{3,14 \cdot 0,015 \cdot 430} = 1,37 \text{ м}$$

Підбираємо теплообмінник димових газів Bowman (Велика Британія) модель 10-60

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
							50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Таблиця 4.2 – Технічні характеристики теплообмінника (значення, наведені в таблиці, вказані для двигуна, що працює на природному газі, з урахуванням того, що температура газу на вході становить 600 °С, а температура води на вході становить 80 °С) [12]

Модель	Мощность типового двигателя (кВт)	Массовый расход (кг/мин)	Перепад давления (кПа)	Температура газа на выходе (°С)	Утилизация тепла (кВт)	Разм. А (мм)	Разм. В (мм)	Разм. С (мм)	Масса (кг)
10-60	400	30.0	1.4	116	289	1940	1318	273.0	185

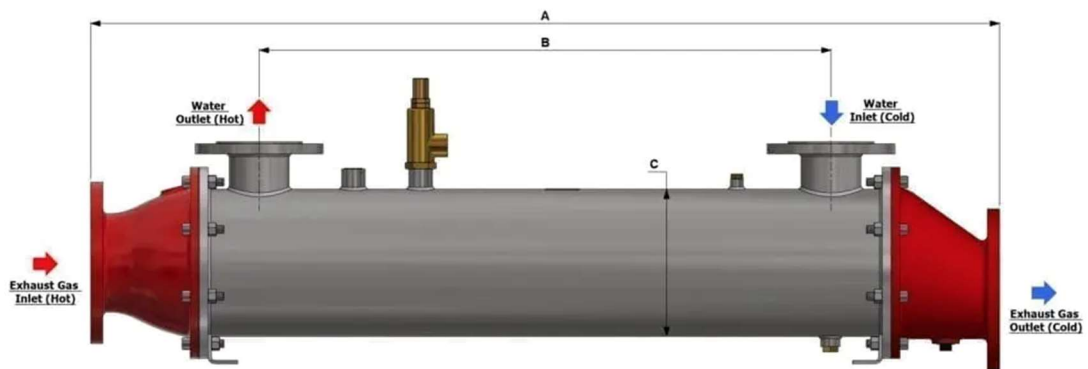


Рисунок 4.3 – Газоводяний теплообмінник

## 5 ORC - ЦИКЛ

### 5.1 Цикл в тепловій діаграмі та теплове навантаження апаратів

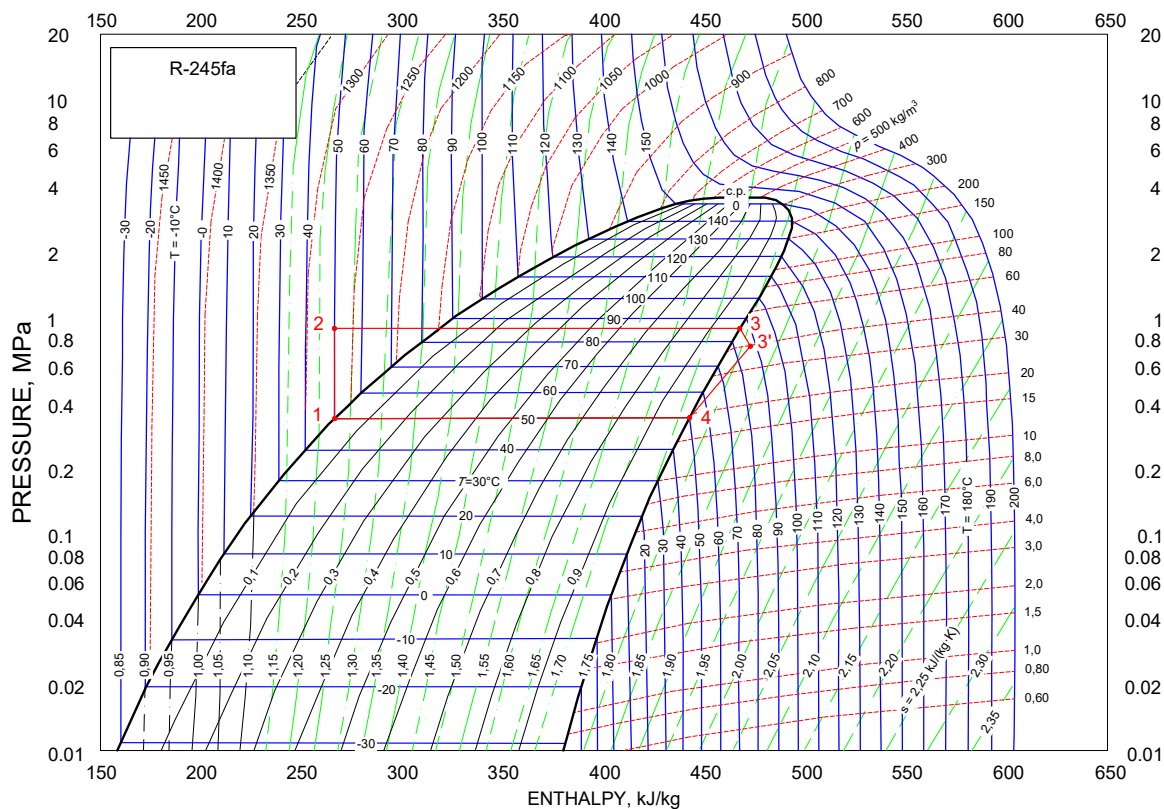


Рисунок 5.1 – ORC-цикл в p-h діаграмі для R-245fa

Точка 3<sup>'</sup> – відповідає оптимальному перегріву робочого тіла при заданому тиску (температурі) випаровування і вибирається в залежності від точки 4.

**Фреон R245fa** [13]– це безбарвний прозорий газ. Потенціал руйнування озонного шару дорівнює нулю. Клас небезпеки 4. Під час зіткнення з полум'ям і гарячими поверхнями розкладається з утворенням високотоксичних продуктів. Хладагент R245fa є горючим газом, що займається при відносній вологості не нижче 50%.

Перевезення здійснюється будь-яким видом транспорту згідно з правилами безпечного транспортування небезпечних вантажів. Клас ADR – 2.

Технічні характеристики R245fa:  
 Молекулярна вага 134,049 г/моль  
 Точка кипіння 15,3 °C  
 Критична температура 157,6 °C  
 Критичний тиск 3,643 МПа  
 Критична густина 529 кг/м<sup>3</sup>

Таблиця 5.1 – Параметри вузлових точок ORC-циклу

Випарник		2	3	Конденсатор	4	1
	t, °C	85	85		50	50
	h, кДж/кг	265	470		440	265
	P, МПа	0,9	0,9		0,35	0,35

Питоме теплове навантаження на випарник

$$q_{\text{вип}} = h_3 - h_2 = 470 - 265 = 205 \text{ кДж/кг}$$

Питоме теплове навантаження на конденсатор

$$q_{\text{конд}} = h_4 - h_1 = 440 - 265 = 175 \text{ кДж/кг}$$

Питома робота розширення в детандері

$$q_{\text{дет}} = h_3 - h_4 = 470 - 440 = 30 \text{ кДж/кг}$$

Теплове навантаження випарника:

$$Q_{\text{вип}} = Q_4 = 262 \text{ кВт}$$

Масову витрату робочого тіла знаходимо із балансового рівняння:

$$Q_{\text{вип}} = M_{\text{р.т.}} \cdot q_{\text{вип}}$$

$$M_{\text{р.т.}} = \frac{Q_{\text{вип}}}{q_{\text{вип}}} = \frac{262}{205} = 1,28 \text{ кг/с}$$

Теплове навантаження конденсатора:

$$Q_{\text{конд}} = M_{\text{р.т.}} \cdot q_{\text{конд}} = 1,28 \cdot 175 = 224 \text{ кВт}$$

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			53

## 5.2 Вибір випарника та конденсатора за інтегральними характеристиками

Вибираємо як конденсатор і випарник паяний пластинчастий теплообмінник SWEP P65-280 (рис. 5.2) [<https://swep.one/p65-280-pajanyj-plastinchatyj-teploobmennik-swep.html>]

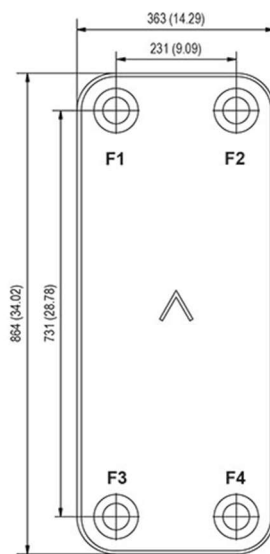


Рисунок 5.2 – Паяний пластинчастий теплообмінник SWEP P65-2. Габаритні розміри

Паяний пластинчастий теплообмінник SWEP P65-280 (ППТО) виготовлений у вигляді пакета гофрованих каналотворювальних пластин з матеріалом, що наплавляється між пластинами. У процесі вакуумного паяння матеріал, що наплавляється, формує паяний шов в кожній точці контакту між пластинами, створюючи канали складної форми.

Паяний пластинчастий теплообмінник дозволяє носіям з різною температурою проходити в безпосередній близькості по обидва боки каналотворюючої пластини, забезпечуючи найбільш ефективний спосіб теплопередачі з одного носія на інший. Конструкція теплообмінників SWEP

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

P65-280 схожа з технологією пластинчасто-рамкових теплообмінників, але без використання прокладок та частин рами.

### 5.3 Підбір детандера для OCR-циклу

На ділянці 3' – 4 (рис.5.1) тепла енергія робочого тіла перетворюється в механічну енергію з падінням тиску і температури.

Продуктивність детандера (турбіни)

$$P_{\text{дет}} = M_{\text{р.т.}} \cdot q_{\text{дет}} = 1,28 \cdot 30 = 38,4 \text{ кВт}$$

$$M_{\text{р.т.}} = 1,28 \text{ кг/с}$$

Об'ємна продуктивність детандера при тиску  $P_1 = 0,9 \text{ МПа}$  :

$$V_1 = \frac{M_{\text{р.т.}}}{\rho_{3'-4}} = \frac{1,28}{30} = 0,043 \text{ м}^3/\text{с}$$

Тут  $\rho_{3'-4}$  знаходимо з теплової діаграми (рис. 6.1)

$$\rho_{3'-4} = \frac{40 + 20}{2} = 30 \text{ кг/м}^3$$

Визначимо об'ємну продуктивність в  $\text{нм}^3$ , скориставшись рівнянням об'єднаного газового закону:

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{T_1} = \frac{P_2 \cdot V_2}{T_2}$$

Індекс «1» відноситься до стану газу перед розширенням в детандері (точка 3'), індекс «2» - до стану газу за нормальних умов

$$\frac{1 \cdot 0,043}{273 + 85} = \frac{0,35 \cdot V_2}{273 + 20}$$

Звідси об'ємна продуктивність детандеру:

$$V_2 = \frac{0,043 \cdot 293}{0,35 \cdot 358} = 0,1 \text{ нм}^3/\text{с}$$

або:

$$V_2 = 362 \text{ нм}^3/\text{год}$$

Потужність, що її розвиває турбогенераторна установка фірми «Турбосфера» [16] в циклі, визначається з виразу:

									Арк.
									55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$N_{\text{тгу}} = 0,05 \cdot V_2 \left[ 1 - \left( \frac{P_2^{\text{абс}}}{P_1^{\text{абс}}} \right)^{0,19} \right] = 0,05 \cdot 1267 \left[ 1 - \left( \frac{0,45}{1,0} \right)^{0,19} \right] = 2,5 \text{ кВт}$$

Згідно з каталогом вибираємо установку ТГУ-5-12 (максимальна потужність, що генерується – 5 кВт, максимальний тиск корпусу – 1,2 МПа)

ТГУ, встановлювана на ГРС, ГРП і ГРУ, виконує як основну функцію регулятора тиску (зниження тиску газу) та додатково використовує енергію компресії газу для вироблення електроенергії.

ТГУ дозволяє перетворювати низькопотенційні енергоресурси, такі як енергія надлишкового тиску та теплові відходи, на електроенергію, при цьому вона працює без споживання палива, а лише використовуючи частину вже витраченої енергії.

Установка турбосфера поєднує в собі одночасно турбіну, теплообмінник та електрогенератор.

#### Технічні переваги установки

Електроенергія (5-500 кВт), що виробляється, може витрачатися як на власні потреби, так і на продаж за енергосервісними контрактами. Основна відмінність установок ТурбоСфера від турбодетандерів і детандер-генераторних установок полягає в тому, що вони здатні працювати в широкому діапазоні витрат і тисків газу, зберігаючи при цьому необхідні параметри та якість електроенергії, що генерується; є надійною відносно недорогою установкою з мінімальними вимогами до технічного обслуговування. ТурбоСфера може застосовуватися як для автономного енергопостачання, коли головною метою є забезпечення власних потреб в електроенергії, так і для паралельної роботи із зовнішньою мережею, коли метою є генерація максимуму потужності з використанням всього потенціалу газового потоку з видачею

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			56

електроенергії у внутрішню мережу підприємства або продажем (за потреби) надлишкової потужності у зовнішню мережу.

Зазначені переваги досягаються головним чином за рахунок:

- оригінальної запатентованої конструкції, в якій є високий рівень використання стандартних елементів, деталей і вузлів місцевого виробництва, що виключає також залежність від імпорту.

- застосування загальнопромислових асинхронних генераторів та підшипникових вузлів з консистентним мастилом, а також відсутність динамічних ущільнень.

- відносної простоти конструкції, мінімізації кількості деталей та елементів, а також тихохідності турбогенератора (синхронна частота обертання ротора – 3000 об/хв).

Крім того, реалізована схема багатоступінчастого розширення газу на одному робочому колесі з можливістю проміжного підігріву газу в процесі розширення за допомогою вбудованого теплообмінника-нагрівача, використовуючи низькопотенційне тепло та теплові відходи підприємств.

Установка призначена для роботи не лише на природному газі, а й з іншими неагресивними газами.

Зазначені переваги досягаються головним чином за рахунок:

- оригінальної запатентованої конструкції, в якій є високий рівень використання стандартних елементів, деталей і вузлів місцевого виробництва, що виключає також залежність від імпорту.

- застосування загальнопромислових асинхронних генераторів та підшипникових вузлів з консистентним мастилом, а також відсутність динамічних ущільнень.

- відносної простоти конструкції, мінімізації кількості деталей та елементів, а також тихохідності турбогенератора (синхронна частота обертання ротора – 3000 об/хв).

									Арк.
									57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.

Рисунок 5.2 – Зовнішній вигляд установки ТурбоСфера

Крім того, реалізована схема багатоступінчастого розширення газу на одному робочому колесі з можливістю проміжного підігріву газу в

процесі розширення за допомогою вбудованого теплообмінника-нагрівача, використовуючи низькопотенційне тепло та теплові відходи підприємств.

Установка призначена для роботи не лише на природному газі, а й з іншими неагресивними газами.

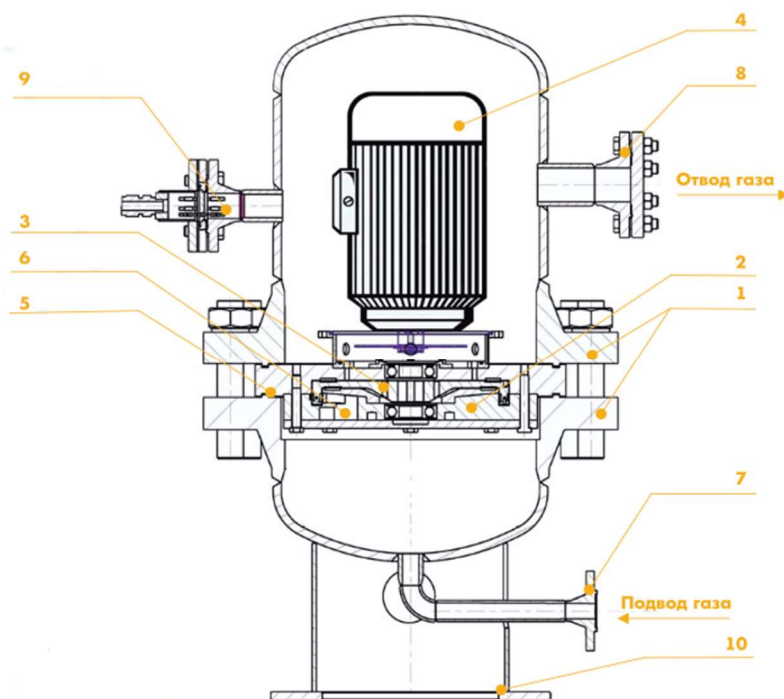


Рисунок 5.3 – Турбогенератор ТГУ в базовому виконанні: 1 – корпус; 2 – сопловий апарат; 3 – робоче колесо; 4 – електрогенератор; 5 –

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

діафрагма; 6 – кришка; 7, 8 – патрубки підводу (відводу) парів R245fa; 9 – блок гермовводів; 10 – опора монтажна

#### 5.4 Суха градирня в ОЦР-циклі

Температура конденсації в циклі 50 °С. Розрахункова температура охолоджуючого теплоносія 45 °С. Такий потенціал не може бути використаний для гарячого водопостачання. Тому в схемі передбачено суху градирню. Як теплоносій передбачено водний розчин пропіленгліколю, щоб запобігти його замерзанню взимку.

Отже, оборотне водопостачання конденсатора здійснюється через драйкулер – суху градирню (поз.10 рис. 5.4).

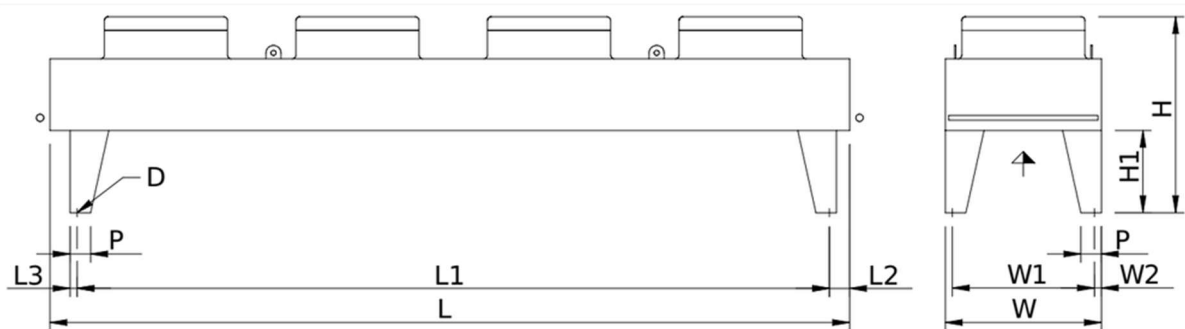


Рисунок 5.4 – Суха градирня GFHV FD 090.2QF/14A-66-01RH.293M

Технічні характеристики.

Потужність: 238,50 kW (1)

Об'ємн. витрата повіт.: 119 130,00 m<sup>3</sup>/h

Швидкість повітря: 2,70 m/s

Повітря на вході: 35,00 °С 40 %

Повітря на виході: 41,10 °С 29 %

До теплопередачі: 30.68 W/(m<sup>2</sup>·K)

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
							59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Середовище: Пропілен гліколь 40 Vol. % (2)

Т. входу: 45,00 °C

Т. Виходу: 40,00 °C

Втрати тиску: 1.24 bar

Об'ємна витрата: 44.24 м<sup>3</sup>/h

Масова витрата: 45366 kg/h

Fans (AC): 4 Шт. 3~400V 50HzΔ/(Y)

Технічні

характеристики вент.

вузла:

Скор. оберт.890 min-1 / (700 min-1)

Потужність (мех. /ел.): 2.79 kW/3.60 kW

струм: 7,20 А

(3)

Рівень звукового

тиску: 66,00 dB(A) in 10,00 m (4)

Рівень звукової

потужності: 98,00 dB(A)

ErP: Compliant

(5)

Загальне спожив. ел.

енергії: 15,41 kW

клас енергетич.

ефективності: E

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

При прямому спалюванні біогазу потрібно мати постійного споживача всього виробленого тепла, що буває вкрай рідко.

Спалювання біогазу в газопоршневому двигуні дає можливість заробляти на виробництві електроенергії. Вона може споживатися безпосередньо на підприємстві, а надлишок продаватися в державну електромережу. Завдяки цьому відбувається окупність капітальних затрат на придбання обладнання, його монтаж та поточне обслуговування.

До складу капітальних затрат входять:

1. Відпускна ціна на обладнання та матеріали.
2. Затрати на перевезення, монтаж і пуско-налагоджувальні роботи – 5 % від відпускної ціни.
3. Непередбачені витрати
4. Монтаж обладнання

Калькуляція капітальних затрат представлена в таблиці 6.1

Таблиця 6.1 – Капітальні затрати

Обладнання та матеріали	Ціна, грн	Кількість	Вартість, грн
КГУ COGSL122/ E2876 TE302	6739200	1	6739200
Теплообмінник SWEP P65-280	890764	2	1781528
Теплообмінник Bowman 10-60	1294544	1	1294544
Турбогенератор ТГУ-11-6	134680	1	134680
Градирня драйкулер	1031360	1	1031360
Насос водяний	15360	2	30720
Насос фреоновий	21430	1	21430
Всього $\Sigma$			11033462
Непередбачені витрати (3 % від $\Sigma$ )			331005



## 7 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 7.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів під час експлуатації когенераційної установки

#### 7.1.1 Аналіз небезпечних факторів під час експлуатації когенераційної установки

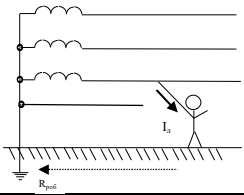
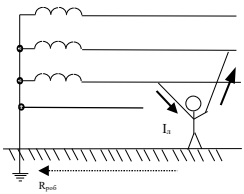
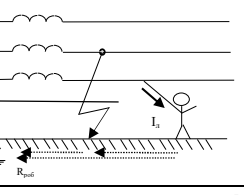
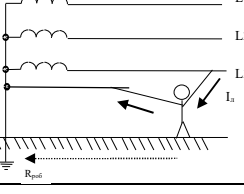
Напруга. Наявність струмопровідних частин створює небезпеку ураження працівників електричним струмом. Основною причиною дії електричного струму на працюючих є дотик до цих частин, що знаходяться під напругою. Значення струму у випадку дотику працівників до струмопровідних частин наведено в таблиці 7.1.

Тепловиділення від трубопроводів. При доторканні до гарячих поверхонь теплопроводу можливі опіки у працівників. Причинами опіків можуть стати неправильні дії персоналу під час користування продувними кранами або вихід гарячої води через нещільності теплопроводу чи їх з'єднань.

Прорив трубопроводів (паропроводів) може призвести до ураження працівників гарячою водою, перегрітою парою або гарячими димовими газами. Дія цих носіїв енергії на працівників призведе до опіків та травматизмів. Причиною прориву може бути пошкодження в ділянці трубопроводу через довгий термін експлуатації або підвищення тиску в них.

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.1 - Значення струмів у випадку дотику працівника до струмопровідних частин

Найменування виду включення в електричне коло	Схема включення в електричне коло	Розрахунок значення струму, що проходить через людину, А
Однофазний дотик		$I_{л} = \frac{U_{\phi}}{R_{Л1} + R_{роб}} \approx \frac{U_{\phi}}{R_{Л1}} = \frac{220}{1800} = 0,122 A$
Двофазний дотик		$I_{л} = \frac{U_{Л}}{R_{Л2}} = \frac{380}{1000} = 0,38 A$
Однофазний дотик при аварійному режимі		$I_{л} = \frac{2}{3} \cdot \frac{U_{Л}}{R_{Л1}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{380}{1800} = 0,141 A$
Дотик до фазного і нульового проводу		$I_{л} = \frac{U_{\phi}}{R_{Л2}} = \frac{220}{1000} = 0,22 A$

Примітка. Для розрахунків приймаємо:  $U_{\phi} = 220$  В – фазна напруга,  $U_{Л} = 380$  В – лінійна напруга,  $R_{Л1} = 1700$  Ом – опір людини за умови однофазного включення, коли струм протікає на землю,  $R_{Л2} = 1000$  Ом – опір людини за умови двофазного включення.

### 7.1.2 Аналіз шкідливих факторів під час експлуатації когенераційної установки

Виробничий шум. Для умов, які розглядаються в дипломному проекті, рівень звуку не повинен перевищувати 80 дБА за ДСН 3.3.6.037-99. Джерелом шуму є: газопоршневий двигун, насоси, вентиляційне обладнання, трубопроводи (паропроводи).

Виробнича вібрація. Згідно ДСН 245-99 допустимий рівень вібрації не повинен перевищувати 92 дБА. Джерелом вібрації є: газопоршневий двигун, насоси, вентиляційне обладнання, трубопроводи (паропроводи).

Нераціональне природне та штучне освітлення. Недостатній рівень освітленості може призвести до погіршення чи повної втрати зору, а також до профзахворювань. В наслідок того, що робота оператора когенераційної установки пов'язана з знімання даних самописців, датчиків, заповнення оперативного журналу, освітленість повинна сягати  $E_{\min}=300$  лк [ ]. Недостатній рівень освітленості може призвести до погіршення чи повної втрати зору, а також до профзахворювань.

## 7.2 Профілактичні заходи безпечної експлуатації обладнання когенераційної установки

### 7.2.1 Захист від електричного струму

Недосяжність струмопровідних частин забезпечується:

- двигуни насосів та димососів оточують огороженнями;
- розташуванням струмопровідних частин в недоступних місцях(розташування кабелів в кабельних тунелях або в кабельних коробах).

Використовуються наступні методи орієнтації:

- відповідне розташування та розфарбування струмопровідних частин:  
фаза L<sub>1</sub>- ліва, жовтий колір; фаза L<sub>2</sub>- середня, зелений колір; фаза L<sub>3</sub>- права, червоний колір;
- маркіровка електричної установки виконується за допомогою умовних позначень. Застосовуємо комбіновану маркіровку: літерно-цифрову та смислову. Усі апарати одного приєднання повинні мати один номер, позначення, нанесені на корпус, повинні відповідати номерам на

									Арк.
									65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.				



## 7.2.2 Розрахунок заземлення

Вихідні дані для розрахунку:

напруга устаткування, що заземлюється-0,4 кВ;

грунт одношаровий- суглинок  $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;

природних заземлювачів немає.

Величину струму замикання на землю приймаємо згідно таблиці 7.1:

$I_3=0,141 \text{ А}$ ;

Розрахунок заземлення.

Заземлення виконуємо у вигляді вертикальних стрижнів, зв'язаних горизонтальними електродами (рис 7.1).

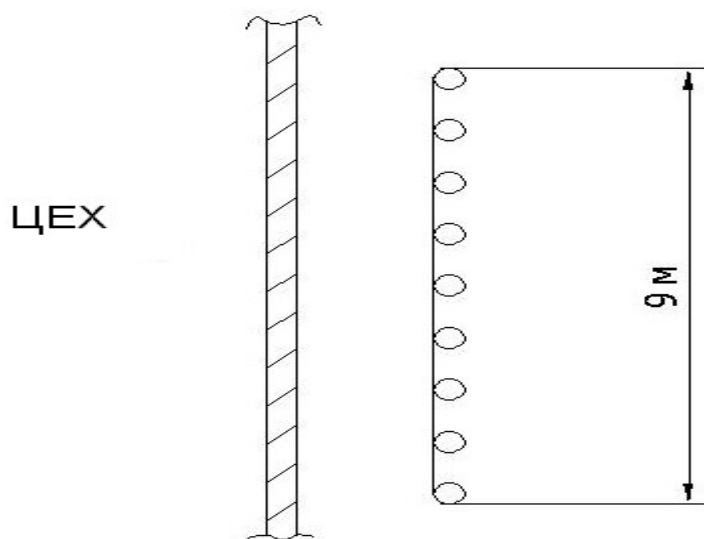


Рисунок 7.1 – Схема заземлення

Вертикальний електрод-сталевий стрижень довжиною  $L=1 \text{ м}$ , діаметр  $d=12 \text{ мм}$ .

Горизонтальний електрод- сталева смуга площею перерізу  $4 \times 24 \text{ мм}$ .

Потрібний опір розтікання заземленню приймаємо:

$$R_3 = \frac{250}{I_3}, \quad (7.1)$$

						КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			67



$t=0,7$  м –глибина закладення горизонтального електроду.

$$R_2 = \frac{100}{2 \cdot \pi \cdot 9} \cdot \ln \frac{9}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,7} = 11,434 \text{ Ом}$$

Далі визначаємо коефіцієнти використання електродів по  $n=10$  і  $a/L=1/1=1$ , де  $a$ - відстань між вертикальними електродами.

Коефіцієнти використання електродів заземлювача – вертикальних  $\eta_e = 0,59$ , горизонтальних  $\eta_z = 0,62$ .

Визначаємо опір розтікання прийнятого групового заземлювача:

$$R = \frac{R_e \cdot R_z}{R_e \cdot \eta_e + R_z \cdot n \cdot \eta_z} \quad (7.5)$$

$$R = \frac{85,486 \cdot 11,434}{85,486 \cdot 0,59 + 11,434 \cdot 10 \cdot 0,62} = 8,056 \text{ Ом}$$

$$R=8,056 \text{ Ом} < R_3=10 \text{ Ом}$$

Отже, приймаємо систему заземлення – розміщені в ряд вертикальні електроди, кількістю 10 шт, довжиною 1м і діаметром 12 мм, зв'язані горизонтальним електродом довжиною 9м і перерізом 4х40 мм, заглиблені в землю на 0,7м.

### 7.2.3 Захист від інших небезпечних факторів

Для запобігання опікам та випадкового доторкання до трубопроводів ставляться попереджувальні плакати та своєчасний ремонт ізоляції трубопроводу.

Щоб запобігти прориву, треба періодично перевіряти власне комунальне господарства. Своєчасно виявляти аварійні ділянки та ремонтувати їх.

									Арк.
									69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.				

#### 7.2.4 Захист від шкідливих факторів

Шум. Газопоршневий двигун розташовується в укриттях, ізольованих від сусідніх приміщень. Для зменшення рівня шуму повітря, що подається в укриття газопоршневих двигунів, встановлюються акустичні канали на підводі та відводі повітря, а в трактах відводу вихлопних газів від газопоршневих двигунів передбачено встановлення глушників.

Вібрація. В фундаменті газопоршневого двигуна влаштовані деформаційні шви для зниження загальних вібрацій; використання вібробезпечного обладнання; еластичні прокладки, вставки, компенсатори, що зменшують вібрацію на шляху розповсюдження; облицьовування підлоги віброізолюючими матеріалами; встановлення насосів, компресорів на вібропоглинаючі основи; індивідуальні засоби захисту: віброгасильне взуття, рукавиці з амортизаційними прокладками.

Освітлення. Для запобігання погіршенню зору та забезпечення нормальної роботи працюючих освітленість приміщення повинна відповідати встановленим нормам. Це досягається завдяки встановленим в необхідній кількості освітлювальним пристроям і вікнам, правильному і своєчасному експлуатаційному, технічному обслуговуванню їх (миття, заміна зіпсованих ламп і т.д.), пофарбуванню стін у світлий колір.

Мікроклімат. Як фактор виробничого середовища, мікроклімат впливає на теплообмін організму людини з цим середовищем і, таким чином, визначає тепловий стан організму людини в процесі праці.

Мікрокліматичні умови виробничих приміщень характеризуються такими показниками:

- температура повітря (0С),
- відносна вологість повітря (%),

									Арк.
									70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

- швидкість руху повітря (м/с),
- інтенсивність теплового (інфрачервоного) опромінювання (Вт/м<sup>2</sup>) від поверхонь обладнання та активних зон технологічних процесів (в ливарному виробництві, при зварюванні і т. ін.).

При виконанні робіт в організмі людини відбуваються певні фізіологічні (біологічні) процеси, інтенсивність яких залежить від загальних затрат на виконання робіт і які супроводжуються тепловим ефектом і завдяки яким підтримується функціонування організму. Частина цього тепла споживається самим організмом, а надлишки тепла повинні відводитись в оточуюче організм середовище.

Значення параметрів мікроклімату суттєво впливають на самопочуття та працездатність людини і, як наслідок цього, рівень травматизму.

Тривала дія високої температури повітря при одночасно підвищеній його вологості приводить до збільшення температури тіла людини до 38-40 0С (гіпертермія), в наслідок чого здійснюється різноманітні фізіологічні порушення у організмі: зміни у обміні речовин, у серцево-судинної системи, зміни функцій внутрішніх органів (печінки, шлунка, жовчного міхура, нірок), змінні у системі дихання, порушення центральної та периферичної нервових систем.

При підвищенні температури значного збільшується потовиділення, в наслідок чого здійснюється різке порушення водного обміну

Суттєві фізіологічні зміни в організмі здійснюються також при холодовому впливу, яке приводить до переохолодження організму (гіпотермія). Найбільш виражені реакції на низку температуру є звуження судин м'язів та шкіри. При цьому зніжується пульс, збільшується об'єм дихання і споживання кисню. Тривала дія знижених температур приводить

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

до появи таких захворювань як радикуліт, невралгія, суглобного та м'язового ревматизму, інфекційних запалювань дихального тракту, алергії і та ін. Охолодження температури тіла викликає порушення рефлекторних реакції, зниження тактильних і других реакцій, утруднюються рухи. Це також може бути причиною збільшення виробничого травматизму.

Недостатня вологість повітря (нижче 20%) приводять до підсихання слизових оболонок дихального тракту та очей, в наслідок чого зменшується їх захисна здатність протистояти мікробам.

Встановлено, що максимальна швидкість повітря на робочих місцях не повинна перевищувати 2 м/с.

При обслуговуванні біогазових установок можлива дія на робітників хімічно-, фізично-, біологічно- та психофізіологічно небезпечних факторів.

До хімічно небезпечних факторів відносяться:

- Метан – газ 4-го класу безпеки. ГДК = 300 мг/м<sup>3</sup> у повітрі робочої зони. Токсична дія метану у звичайних умовах визначається головним чином нестачею кисню. Накопичення метану у повітрі до 25-30%, що відповідає зниженню концентрації кисню з 21 до 15-16%, супроводжується відчутними ознаками кисневого голодування: пришвидшення пульсу, збільшення об'єму дихання, послаблення уваги, порушення координації рухів.

### 7.3 Пожежна безпека

В приміщенні, де знаходиться когенераційне обладнання, присутні наступні горючі матеріали та речовини:

– природний газ; біогаз

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- моторне мастило;
- паперово-масляна та полівінілхлоридна ізоляція кабелів, ізоляція електричних апаратів;
- дерев'яні рами вікон, дверей.

Причини, що можуть призвести до пожежі:

- перегрів провідників;
- ослаблення контактів та їх перегрів;
- необережне поводження з вогнем;
- несправність чи порушення режимів роботи когенераційного обладнання;
- пошкодження газо- та електропроводів;
- невиконання та порушення правил пожежної безпеки.

Протипожежні заходи:

- для під'їзду пожежних автомашин до всіх будинків і споруд когенераційних установок передбачається спорудження автодоріг і площадок з твердим покриттям;
- протипожежне водопостачання забезпечується системою обігового та протипожежного водопровіду;
- пожежний щит із засобами пожежогасіння (конічне відро, пожежна сокира, лом, багор, лопата);
- вогнегасники

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВИСНОВКИ

Як було показано в розділі 4.1, газопоршнева установка працює з к.к.д. 35 %. З димовими газами та теплотою, що відводиться з сорочки блоку циліндрів, втрачається 60 % теплоти згоряння палива. З метою її утилізації було застосовано органічний цикл Ренкіна.

При прямому спалюванні біогазу потрібно мати постійного споживача всього виробленого тепла, що буває вкрай рідко.

Спалювання біогазу в газопоршневому двигуні дає можливість заробляти на виробництві електроенергії. Вона може споживатися безпосередньо на підприємстві, а надлишок продаватися в державну електромережу. Завдяки цьому відбувається окупність капітальних затрат на придбання обладнання, його монтаж та поточне обслуговування.

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЛІТЕРАТУРА

1. <https://www.kts-eng.com/solutions/kogeneraciya/>
2. [http://ges-ukraine.com/maininfo\\_20.html](http://ges-ukraine.com/maininfo_20.html)
3. Шубаров, Н. С. Порівняння органічного та парового циклів Ренкіна / Н. С. Шубаров. - Текст: безпосередній // Молодий учений. - 2017. - № 21 (155). - С. 160-163. - URL: <https://moluch.ru/archive/155/43752/> (дата звернення: 15.09.2022).
4. [https://rep.bntu.by/bitstream/data/55579/1/Kogeneracionnye\\_ustanovki\\_OCR\\_na\\_biomasse.pdf](https://rep.bntu.by/bitstream/data/55579/1/Kogeneracionnye_ustanovki_OCR_na_biomasse.pdf)
5. [https://www.ess-ltd.ru/sravnienie\\_gazoporshnevyyh/](https://www.ess-ltd.ru/sravnienie_gazoporshnevyyh/)
6. <http://www.esludger.com.ua/uk/Kogeneratsiyini-ustanovki/kogeneratsijni-ustanovki-mini-tets.html>
7. <https://iec-energy.ru/oborudovanie/resheniya-po-sistemam-utilizatsii-tepla/>
8. Кологривов М.М., Сагала Т.А., Бузовський В.П. Котли – утилізатори / Одеська національна академія харчових технологій, 2015. – 83 с.
9. <https://firma-tera.com.ua/ua/g30813132-truba-kruglaya-12h18n10t>
10. <https://studfile.net/preview/5566488/page:8/>
11. Копачинский П. А., Тараскин В. П. Судовые охладители и подогреватели жидкостей Л.: Судостроение, 1968. – 249 с.
12. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. М.: Энергия, 1973 – 320 с.
13. <https://ej-bowman.com/ru/%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B4%D1%83%D0%BA%D1%86%D0%B8%D1%8F/%D1%82%D0%B5%D0%BF%D0%BB%D0%BE%D0%BE%D0%B1%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D0>

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

[%BD%D0%B8%D0%BA-](#)

[%D0%BE%D1%82%D1%85%D0%BE%D0%B4%D1%8F%D1%89%](#)

[D0%B8%D1%85-%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%B2/](#)

14. [https://www.researchgate.net/figure/R245fa-Pressure-Enthalpy-diagram\\_fig3\\_260791538](https://www.researchgate.net/figure/R245fa-Pressure-Enthalpy-diagram_fig3_260791538)
15. <https://swep.one/p65-280-pajanyj-plastinchatyj-teploobmennik-swep.html>
16. [www.ts.energy](http://www.ts.energy)
17. <https://studfile.net/preview/3756301/>
18. <https://oppb.com.ua/news/yak-vplyvaye-na-robotu-mikroklimat-vyrobnychyh-prymishchen>
19. <https://www.sworld.com.ua/simpoz10/15.pdf>

					КРБ.ЕТтаПЕ.1.119-03.1.5.	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		