

**КРИВОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

**Микитіна Марина Олександрівна**

група ЗТЕП – 23м

УДК 621.444

**ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ МЕТОДІВ ВИКОРИСТАННЯ  
НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

Спеціальність 144-м – Теплоенергетика

Кваліфікаційна магістерська робота

Керівник

Наталія БОНДАР

старший викладач

Кривий Ріг – 2024

## Анотація

Одним із найперспективніших напрямів у галузі енергозбереження при транспорті природного газу є рекуперація енергії надлишкового тиску на вузлах його редукування та споживання.

Одним із великих споживачів природного газу є теплові електричні станції (ТЕС), на які природний газ надходить із тиском 0,5-1,2 МПа. Технологія подальшого використання вимагає зниження тиску до 0,1-0,2 МПа. Тиск знижується на газорегуляторному пункті (ГРП), зазвичай, шляхом дроселювання, тобто енергія надлишкового тиску газу витрачається на подолання гідравлічних опорів і таким чином безповоротно втрачається. Зниження тиску природного газу з одночасним виробленням електричної енергії можна здійснити у детандер-генераторному агрегаті (ДГА).

Беручи до уваги безперервне зростання споживання природного газу можна відзначити необхідність подальшого вивчення ефективності впровадження ДГА як на діючих, так і на ТЕС, що будуються.

У роботі проведено аналіз енергоефективних методів використання надлишкового тиску природного газу.

Порівняно існуючі енергоефективні методи використання надлишкового тиску природного газу.

Визначено закономірності закономірності процесів використання надлишкового тиску природного газу.

Розроблено рекомендації по впровадженню енергоефективних методів використання надлишкового тиску природного газу.

Ключові слова: детандер генераторна установка, надлишковий тиск природного газу, теплова електростанція, ефективність, ексергетичний метод, економія.

КРИВОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
Факультет електротехнічний  
Кафедра теплоенергетики  
Спеціальність 144 Теплоенергетика

ЗАТВЕРДЖУЮ:  
Завідувач кафедри теплоенергетики  
\_\_\_\_\_ Замицький О.В.  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ**  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ МАГІСТРА

**Микитіна Марина Олександрівна**  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: *ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ МЕТОДІВ  
ВИКОРИСТАННЯ НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ*

Затверджена наказом по університету від «\_05\_»\_07\_\_\_\_2024 р. №604с

2. Термін здачі студентом закінченої роботи \_\_\_\_ грудень \_\_\_\_\_

3. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)

Вступ.

Розділ 1. Аналіз методів підвищення ефективності використання природного газу в системах енергопостачання

Розділ 2. Порівняльні дослідження енергоефективних методів використання надлишкового тиску природного газу

Розділ 3. Закономірності процесів використання надлишкового тиску природного газу

Розділ 4. Розробка рекомендацій по впровадженню методу використання надлишкового тиску природного газу

Висновки

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

1 Принципова схема детандер генераторного агрегату

2 Схеми підігріву природного газу

3 Ексергетичний аналіз схем

4. Річна економія палива розглянутих схем

5. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ червень \_\_\_\_\_

Керівник \_\_\_\_\_  
(підпис)

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_  
(підпис)

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**  
виконання атестаційної роботи магістра

№№ пп	Назва етапів атестаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	08 серпня	виконано
2	Аналіз енергоефективних методів використання надлишкового тиску природнього газу	09 серпня – 20 вересня	виконано
3	Порівняльні дослідження енергоефективних методів використання надлишкового тиску природнього газу	21 вересня – 20 жовтня	виконано
4	Закономірності процесів використання надлишкового тиску природнього газу	21 жовтня – 15 листопада	виконано
5	Розробка рекомендацій по впровадженню методу використання надлишкового тиску природнього газу	16 листопада – 25 листопада	виконано
6	Висновки	26 листопада	виконано
7	Список використаних джерел	30 листопада	виконано
8	Представлення роботи на антиплагіат	1-6 грудня	виконано

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Керівник \_\_\_\_\_  
(підпис)

**Допущено до перевірки на академічну доброчесність.**

Керівник \_\_\_\_\_  
(підпис)

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_  
(підпис)

## ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ МЕТОДІВ ВИКОРИСТАННЯ НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	8
1.1. Використання вторинних енергоресурсів	8
1.2. Проблеми раціонального використання потенційної енергії надлишкового тиску газів	11
1.3. Турбодетандерні агрегати газової промисловості	12
1.4. Методи утилізації надлишкового тиску природного газу	15
1.5. Висновки до розділу 1	17
РОЗДІЛ 2. ПОРІВНЯЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ МЕТОДІВ ВИКОРИСТАННЯ НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	18
2.1. Схема застосування ДГА на ТЕЦ без підігріву газу	19
2.2. Схема застосування ДГА на ТЕЦ із підігрівом природного газу парою з відборів турбін	22
2.3. Схема застосування ДГА на ТЕЦ із підігрівом природного газу димовими газами котлів	29
2.4. Схема застосування ДГА на ТЕЦ із підігрівом газу низькопотенційним теплом станції	31
2.5. Порівняльний аналіз схем	34
2.6. Висновки до розділу 2	36
РОЗДІЛ 3. ЗАКОНОМІРНОСТІ ПРОЦЕСІВ ВИКОРИСТАННЯ НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	37
3.1. Розрахунок властивостей природного газу та аналіз методик визначення роботи розширення в детандері	37
3.2. Ексергетичний аналіз схем підігріву природного газу	40
3.3. Висновки до розділу 3	45

РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ ПО ВПРОВАДЖЕННЮ МЕТОДУ ВИКОРИСТАННЯ НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	46
4.1. Техніко-економічна оцінка ефективності схем застосування ДГА на ТЕС	46
4.2. Особливості застосування детандер-генераторних агрегатів та пропозиції щодо вдосконалення схем їх реалізації	48
4.3. Висновки до розділу 4	53
ВИСНОВКИ	54
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	56

## **ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

- ККД – коефіцієнт корисної дії
- ТЕС –теплова електрична станція
- ГРП – газорозподільний пункт
- ДГА – детандер-генераторний агрегат
- ГРС – газорозподільна станція
- УКС – уніфікована компресорна станція

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Одним із найперспективніших напрямів у галузі енергозбереження при транспорті природного газу є рекуперация енергії надлишкового тиску на вузлах його редукування та споживання.

Одним із великих споживачів природного газу є теплові електричні станції (ТЕС), на які природний газ надходить із тиском 0,5-1,2 МПа. Технологія подальшого використання вимагає зниження тиску до 0,1-0,2 МПа. Тиск знижується на газорегуляторному пункті (ГРП), зазвичай, шляхом дроселювання, тобто енергія надлишкового тиску газу витрачається на подолання гідравлічних опорів і таким чином безповоротно втрачається. Зниження тиску природного газу з одночасним виробленням електричної енергії можна здійснити у детандер-генераторному агрегаті (ДГА).

Для запобігання утворенню конденсату та гідратів у газопроводах та арматурі, а також для забезпечення споживачів газу паливом необхідної температури (0-20С) у більшості схем застосування ДГА газ перед надходженням у детандер підігрівається до певної температури. Збільшення температури перед детандером, крім того, підвищує його потужність. Під час встановлення ДГА на ТЕС є можливість використовувати для підігріву природного газу різні енергоносії високого та низького потенціалу, у тому числі й вторинні енергоресурси. Тому при виборі схеми підігріву газу необхідно дати техніко-економічну оцінку загальної ефективності кожної схеми. Аналіз науково-технічної літератури, показав, що питання вибору найбільш ефективного способу підігріву газу з допомогою порівняльного термодинамічного і техніко-економічного дослідження вивчений мало глибоко. У більшості робіт оцінка ефективності застосування ДГА на ТЕС проводиться з використанням таких критеріїв, як зміна питомих показників роботи всієї станції до та після встановлення ДГА. Оскільки потужність ДГА на два порядки менша за потужність усієї ТЕС, це не дозволяє проаналізувати вплив різних факторів на техніко-економічні показники через їх малість порівняно з показниками роботи основного обладнання ТЕС.



Одним з основних параметрів, що впливають на економічність тієї чи іншої схеми застосування ДГА на ТЕС, є потужність, що виробляється турбодетандером. Тому правильне її визначення є обов'язковою умовою коректності розрахунків, що проводяться. Слід очікувати, що розрахунки, виконані за відомими рівняннями ідеального та ідеалізованого газу, можуть призводити до помітних похибок, а припущення 100% вмісту метану в природному газі диктується лише необхідністю спрощення розрахунку та можливістю його автоматизації. Похибки таких спрощень у роботах зазвичай не наводяться.

Беручи до уваги безперервне зростання споживання природного газу можна відзначити необхідність подальшого вивчення ефективності впровадження ДГА як на діючих, так і на ТЕС, що будуються.

Враховуючи викладене, встановлення закономірностей тепломасообмінних процесів при розробці енергоефективного методу використання надлишкового тиску природного газу є **актуальним науковим завданням** в галузі енергетики як у науковому, так і в практичному відношенні і має великі перспективи як у малій енергетиці, і на великих станціях.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Тематика роботи пов'язана із: Законом України від 11.07.2001 «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки», зокрема зі статтею 3. «Пріоритетні напрями розвитку науки і техніки на період до 2023 року»

**Мета і завдання дослідження.** Метою випускної роботи магістра є дослідження методів використання надлишкового тиску природного газу, з метою розробки рекомендацій їх впровадження.

Для реалізації поставленої мети було сформульовано наступні задачі:

- провести аналіз енергоефективних методів використання надлишкового тиску природного газу;
- провести порівняльні дослідження енергоефективних методів використання надлишкового тиску природного газу;
- визначити закономірності процесів використання надлишкового тиску природного газу;

- розробити рекомендації по впровадженню енергоефективних методів використання надлишкового тиску природного газу.

**Об'єкт дослідження** – процеси, що протікають при використанні надлишкового тиску природного газу.

**Предмет дослідження** – надлишковий тиск природного газу.

**Методи дослідження:** Узагальнення відомих наукових і технічних результатів, теоретичні та аналітичні методи використання надлишкового тиску природного газу.

**Наукова новизна одержаних результатів**

- отримали подальший розвиток закономірностей тепломасообмінних процесів, які протікають при використанні надлишкового тиску природного газу.

**Достовірність наукових положень, висновків і рекомендацій** підтверджується коректністю вирішуваних теоретичних завдань; використанням реальних вихідних даних, що взяті в діючих вітчизняних підприємств; обґрунтованістю прийнятих допущень, аналізом відповідно до завдань досліджень.

**Наукове значення роботи.** Встановлені закономірності теплообмінних процесів, які протікають при використанні надлишкового тиску природного газу.

**Практичне значення отриманих результатів**

- розроблено рекомендації по впровадженню енергоефективного методу використання надлишкового тиску природного газу.

**Структура роботи.** Дипломна робота магістра складається із вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних джерел із 28 найменувань. Загальний обсяг дипломної роботи становить 58 сторінок та 20 рисунків.

## РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ МЕТОДІВ ВИКОРИСТАННЯ НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

### 1.1. Використання вторинних енергоресурсів

В даний час використання вторинних енергетичних ресурсів (ВЕР) є перспективним та актуальним напрямком. На технологічний процес витрачається певна кількість палива, електричної та теплової енергії. Крім того, самі технологічні процеси протікають із виділенням різних енергетичних ресурсів – теплоносіїв, горючих продуктів, газів та рідин з надлишковим тиском. Однак не вся кількість цієї енергії використовується в технологічному процесі чи агрегаті; такі, що не використовуються в процесі (агрегаті) енергетичні відходи називають вторинними енергетичними ресурсами.

Кількість вторинних енергетичних ресурсів, що утворюються, велика, тому корисне їх використання – один із найважливіших напрямів економії енергетичних ресурсів. Під ВЕР розуміють енергетичний потенціал продукції, відходів, побічних та проміжних продуктів, що утворюються при технологічних процесах, в агрегатах та установках, який не використовується в самому агрегаті, але може бути частково або повністю використаний для енергозбереження інших агрегатах (процесах). Термін "енергетичний потенціал" тут слід розуміти в широкому сенсі, він означає наявність певного запасу енергії – хімічно пов'язаного тепла, фізичного тепла, потенційної енергії надлишкового тиску та напору, кінетичної енергії та ін [1-2].

Завдання максимального використання ВЕР має не лише економічне, а й соціальне значення, оскільки зниження витрат палива, що забезпечується використанням ВЕР, зменшує шкідливі викиди та знижує забруднення довкілля.

ВЕР не можна розглядати як дарові чи додаткові джерела енергії. Вони є результатом енергетичної недосконалості технологічних виробництв, тому необхідно прагнути до їх зниження виходу за рахунок більш повного використання палива у самому технологічному агрегаті. У цьому полягає основне завдання підвищення ефективності теплотехнічних виробництв.

Межею ідеальної організації виробництв є створення безвідходної за

матеріалами та енергії технології. Прогресивний напрямок у розвитку промисловості – створення виробництв, у технології яких використовуються всі елементи виробничого процесу, а також енергія технологічних процесів для одержання корисної продукції.

За видом енергії, ВЕР поділяються на *горючі* (паливні), *телові* та *надлишковий тиск*.

Розрізняють також такі основні напрямки використання споживачами ВЕР: паливне – безпосередньо як паливо; теплове - безпосередньо в якості тепла або вироблення тепла утилізаційних установках; силове - використання електричної або механічної енергії, що виробляється з ВЕР в утилізаційних установках; комбіноване - тепла та електрична (механічна) енергія, одночасно що виробляються з ВЕР в утилізаційних установках.

*Горючі* (паливні) ВЕР – хімічна енергія відходів технологічних процесів переробки сировини:

- горючі відходи процесів хімічної та термохімічної переробки вуглецевої сировини (синтез, відходи електродного виробництва, горючі гази при отриманні вихідної сировини для пластмас, каучуку тощо);
- тверді та рідкі паливні відходи, що не використовуються (не придатні) для подальшої технологічної переробки;
- Відходи деревообробки, целюлозно-паперового виробництва.

*Теплові* ВЕР – це тепло газів, що відходять при спалюванні палива, тепло води або повітря, використаних для охолодження технологічних агрегатів та установок, різні тепловідходи виробництва. До теплових вторинних енергетичним ресурсам належить фізична теплота газів, що відходять котельних установок та промислових печей, основної або проміжної продукції, інших відходів основного виробництва, а також теплота робітників тіл, пари та гарячої води, що відпрацювали в технологічних та енергетичних агрегатів. Для утилізації теплових вторинних енергетичних ресурсів використовують теплообмінники, утилізатори або теплові агенти.

Рекуперация теплоти відпрацьованих технологічних потоків в теплообмінниках

може проходити через поверхню, що їх розділяє або при безпосередньому контакті.

Найбільші труднощі виникають під час вирішення питань, пов'язаних з утилізацією теплових ВЕР промисловості, які обумовлені великим різноманітністю останніх за температурою, режимом їх видачі, видом та фізикохімічними властивостями їх носія та інших факторів. Деякі з них не використовуються, оскільки немає відповідних технічних рішень та обладнання для їх утилізації (або обладнання так дорого, що робить це захід економічно невиправданим).

Одним з перспективних напрямків використання тепла слабо нагрітими водами є застосування теплових насосів. Особливо значні обсяги теплових вторинних ресурсів у чорній металургії, в газовій, нафтопереробній та нафтохімічній промисловості.

*ВЕР надлишкового тиску* (напору) – це потенційна енергія газів, рідин і сипких тіл, що залишають технологічні агрегати з надлишковим тиском (натиском), який необхідно знижувати перед наступним ступенем використання цих рідин, газів, сипких тіл або при викиді їх в атмосферу, водойми, ємності та інші приймачі.

Вторинні енергетичні ресурси надлишкового тиску перетворюються на механічну енергію, яка безпосередньо використовується для приводу механізмів і машин або перетворюється на електричну енергію.

Значну економію природних енергоресурсів можна отримати за рахунок утилізації ВЕР надлишкового тиску в чорній металургії та системах газопостачання.

Великими резервами потенційної енергії надлишкового тиску мають у своєму розпорядженні ГРС природного газу, на яких здійснюється його дроселювання перед подачею до розподільчої мережі.

Підвищення рівня утилізації вторинних енергетичних ресурсів забезпечує не тільки значну економію палива, капітальних вкладень та запобігання забруднення навколишнього середовища, а також суттєве зниження собівартості продукції підприємств.

## **1.2. Проблеми раціонального використання потенційної енергії надлишкового тиску газів**

У всіх країнах відзначається безперервне зростання виробництва електроенергії. Енергоспоживачі всього світу прогнозують у найближчі 30 років збільшення електрогенеруючих потужностей вдвічі. Одне з найважливіших місць відводиться утилізації вторинних енергоресурсів надлишкового тиску, як способу мінімізування проблеми енергозбереження та отримання електроенергії на вузлах дроселювання газу за допомогою детандер-генераторних агрегатів [2, 3].

У літературних джерелах [3-4] розглянуто теоретичні засади процесів, що протікають у турбіні, проведено аналіз різних типів розширювальних машин, а також охарактеризовано процес дроселювання (який, на жаль, присутній у багатьох вузлах на ГРС та ГРП, як найдешевший спосіб зниження тиску газу).

Питання раціонального використання енергії стиснутих газів та парів, створення утилізуючих установок та підвищення енергоефективності обладнання актуальне і для країн Європи. Величезна кількість робіт та наукових статей [6-8] присвячено саме цій проблемі.

Щодня у всьому світі величезна кількість природного газу транспортується трубопроводами від джерел до споживачів. Компресори великої потужності, що приводяться в дію, в основному, газотурбінними двигунами, що використовуються для стиснення газу з метою його транспортування. Таке ж обладнання використовується у багатьох пунктах (компресорних станціях) по довжині газопроводу для компенсації втрат тиску газу від тертя, підтримуючи таким чином, необхідний тиск газу за довжиною газопроводу. Як тільки газ досягає області розподілу, він, зазвичай, передається від газотранспортної компанії до компанії, яка обслуговує споживачів газу. Оскільки газ, як правило, транспортується при тиску, що у багато разів перевищує, ніж потрібно кінцевому споживачеві, то між трубопроводами транспорту газу та мережею його розподілу встановлені так звані газорозподільні станції (ГРС). ГРС, в здебільшого складається з дросельних клапанів та підігрівачів газу.

Підігрівач газу необхідний для компенсації температурних втрат дросельні клапани. Аналогічні пристрої, звані газорозподільними пунктами (ГРП), як правило, встановлюються між мережею розподілу газу та його кінцевими користувачами [3,4].

Проблема раціонального використання потенційної енергії природного газу, що редукується на ГРС та ГРП, виникла з часу становлення газової промисловості Її рішення займалося і продовжує займатися, особливо інтенсивно останнім часом, велика кількість фахівців та організацій, як у країнах СНД, так і в країнах далекого зарубіжжя.

### 1.3. Турбодетандерні агрегати газової промисловості

Успішний розвиток турбодетандерної технології підготовки газу створили обґрунтовані технічні передумови для розробки агрегатів енергозберігаючих технологій у системах розподілу та транспорту газу.

У 1985 р. ВНВО «Союзтурбогаз» (м. Харків) розробило, виготовило та впровадило в експлуатацію дві перші промислові установки УТДУ-2500 для ГРС та УКС2-300 - для компресорних станцій [8].

Основні технічні параметри роботи УТДУ-2500 представлені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

Основні параметри роботи УТДУ-2500

Параметри установки	Номінальне значення	Ліміти зміни (відмінність від номінальних)
Витрата газу через турбодетандер, млн. м <sup>3</sup> /доб.	4,5	0,3-5,0
Тиск газу на вході в установку, МПа	2,2	2,0-5,5
Ступінь зниження тиску в турбодетандері	2,15	Не більше 2,5
Частота обертання ротора	3000	3000

турбодетандера, об/хв		
Частота обертання ротора генератора, об/хв	3000	3000
Потужність генератора, кВт	2500	2500
Напруга мережі, кВт	6,3	6,3
Температура газу, °С: - на вході в турбодетандер - на виході з турбодетандера	0-60 0-мінус 30	

Характерним параметром УТДУ-2500 є однакова частота обертання електрогенератора та турбодетандера 3000 об/хв. Таке рішення дозволило спростити конструкцію установки за досить високого внутрішньому ККД турбодетандера. Детандерний агрегат – осьовий п'ятиступінчастий. Ротор турбодетандера встановлений на підшипниках ковзання. Мастило-ущільнювальна система УТДУ-2500 забезпечує безперервну подачу та охолодження мастильного матеріалу. Як генератора використаний оборотний двигун СТД-3150-2РУХЛ4, синхронний, трифазний, з безщітковим збудженням. Напруга на клеммах генератора – 6,3 кВт, частота струму – 50 Гц. Електроенергія видається у загальну енергосистему.

Утилізаційна турбодетандерна установка УКС2-300 для вироблення електроенергії на компресорних станціях за рахунок енергії надлишкового тиску паливного газу газотурбінних газоперекачувальних агрегатів [9].



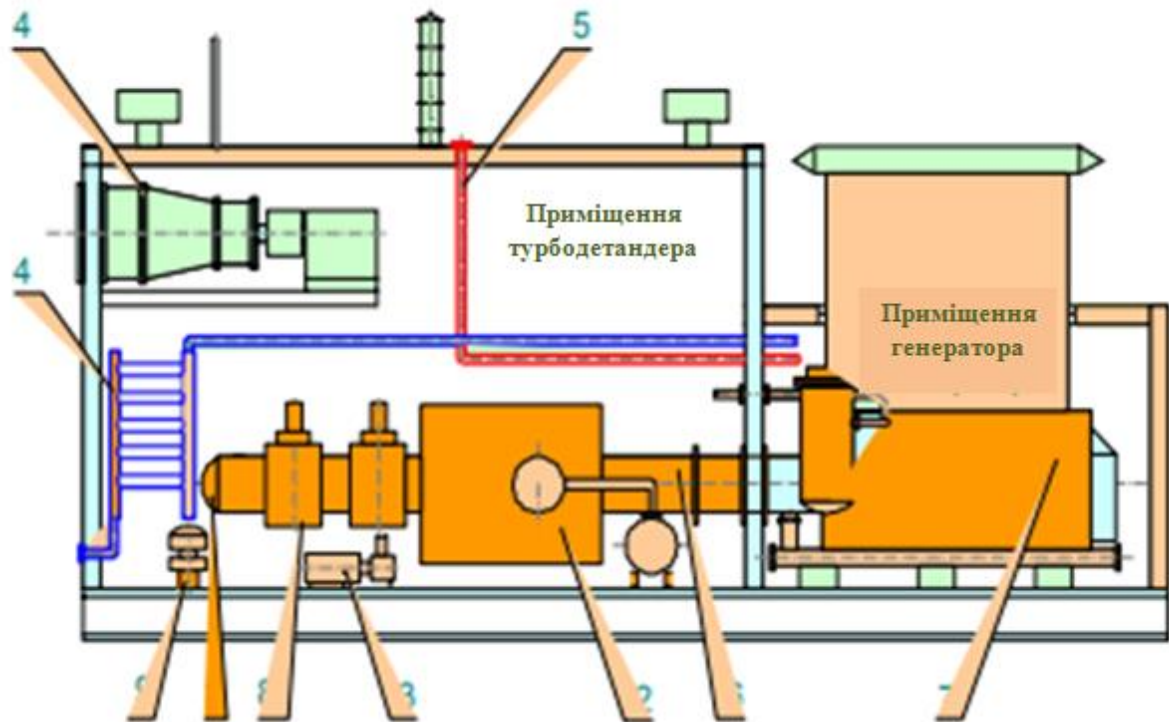


Рис.1.1 - Компоновка УКС2-300

1- газова обв'язка; 2 - турбодетандер; 3 - мастильно-ущільнювальна система;  
 4 - система опалення та вентиляції; 5 – система пожежогасіння; 6 – муфта  
 приводу генератора; 7 – турбогенератор; 8 - клапан стопорно-дозуючий;  
 9 - кран кульовий прохідний з пневмогідроприводом - КН14.

Основні технічні параметри роботи УКС2-300 представлені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2

Основні параметри роботи УКС2-300

Параметри установки	Номинальне значення	Ліміти зміни (відмінність від номінальних)
Витрата газу через турбодетандер, млн. м <sup>3</sup> /доб.	0,48	0,43-0,48
Тиск газу на вході в установку, МПа	4,0	2,0-5,5
Ступінь зниження тиску в	2,0	2,0-5,5

турбодетандері		
Частота обертання ротора турбодетандера, об/хв	24200	24000-24800
Частота обертання ротора генератора, об/хв	3060	3000-3100
Потужність генератора, кВт	300	0-300
Напруга мережі, кВт	380	380

Установка УКС2-300 виконана у вигляді блок-бокса, що складається з приміщень технологічного обладнання та апаратної частини. У приміщенні технологічного обладнання встановлені турбодетандер з редуктором, електрична машина, трубна обв'язка із запірною арматурою, пристрої системи змащення, вентиляції, опалення та пожежогасіння. Як генератора використовується синхронна електрична машина ВАО2-280-2У2.5 з короткозамкненим ротором у вибухобезпечному виконанні. У приміщенні апаратної встановлено пускову апаратуру електричної машини, пускового насоса та вентиляторів, а також щит контролю керування установкою.

#### **1.4. Методи утилізації надлишкового тиску природного газу**

Термін «потенційна енергія надлишкового тиску природного газу» означає здатність природного газу генерувати механічну або електричну енергію при його розширенні. Природний газ транспортується під тиском, що перевищує тиск, необхідний для використання споживачем. Для того, щоб привести газотранспортну мережу у відповідність до умов експлуатації споживача, встановлюються дросельні пристрої, і потенційна енергія надлишкового тиску природного газу втрачається. Магістральні газопроводи транспортують природний газ під номінальним тиском 5,5 МПа або 7,5 МПа. З магістрального газопроводу та газопроводів-відводів газ подається до промислових об'єктів та населених пунктів під тиском 1,5-6,5 МПа і на газорозподільних станціях розріджується до 0,4, 0,6 та 1,2 МПа. Далі тиск

знижується до 0,3-0,6 МПа для потреб великих промислових споживачів і до 5 кПа для потреб побутових споживачів на станціях редукування газу на підприємствах і в населених пунктах.

Детандерні установки можуть бути використані для зниження тиску та утилізації потенційної енергії надлишкового тиску природного газу для виробництва електроенергії. У 2020 році галузями економіки України було спожито 71,5 млрд.  $\text{nm}^3$  природного газу. Згідно з розрахунками, теоретичний ресурс потенційної енергії, що втрачається при дроселюванні природного газу, становить приблизно 50,1МВт-год на рік.

Технічно доступні ресурси потенційної енергії еквівалентні річному виробництву електроенергії в обсязі 2335 тис. МВт-год.

Однак споживання природного газу значно варіюється від сезону до сезону і від дня до дня, а відсутність необхідної мережі передачі може суттєво обмежити економічно обґрунтоване виробництво електроенергії з надлишкового тиску природного газу. Найбільш сприятливими умовами для встановлення турбодетандерних установок є газорозподільні станції та газорегуляторні пункти, які обслуговують унікальні потреби енергетичних компаній та газотранспортних мереж.

Найбільш енергоефективним генеруючим джерелом є утилізаційні турбіни (турбодетандери), ККД яких досягає 70%. Вони працюють за рахунок енергії надлишкового тиску природного газу, перетворюючи її на механічну (електричну). Це один із основних способів утилізації ВЕР надлишкового тиску. У промислових котельнях застосовуються протитискові турбіни для зниження тиску водяної пари.

Наведений огляд переконливо свідчить про різноманітність та значних масштабах використання турбодетандерних установок, утилізують енергію надлишкового тиску природного газу, в системах газорозподілу сучасної газової промисловості [10].

Зважаючи на те, що спостерігається безперервне збільшення споживання газу у світі, а також підвищені екологічні вимоги до діючим та створюваним енергетичним

об'єктам, можна дійти до висновку про необхідність подальшого впровадження таких установок у різних галузях промисловості

### **1.5. Висновки до розділу 1**

На основі проведеного системного аналізу сучасного стану можна зробити наступні висновки:

1. Проблема енергозбереження є загальносвітовою, про що свідчить створення різних програм підвищення енергоефективності, оптимізації енергоспоживання, раціонального використання енергоресурсів тощо у всьому світі;

2. Величезний потенціал для вирішення проблеми енергозбереження закладено у утилізації вторинних енергоресурсів. В Україні актуальним є питання використання потенційної енергії надлишкового тиску газів та парів у всіх галузях промисловості, особливо газової та хімічної;

3. Беручи до уваги, що спостерігається безперервне збільшення споживання газу у світі, а також підвищені екологічні вимоги до діючим та створюваним енергетичним об'єктам, можна дійти до висновку про необхідність розробки та впровадження методів використання надлишкового тиску природного газу.

## РОЗДІЛ 2. ПОРІВНЯЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ МЕТОДІВ ВИКОРИСТАННЯ НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Застосування ДГА на теплових електростанціях (ТЕС) має великі переваги проти їх застосуванням інших об'єктах. По-перше, на ТЕС є вся інфраструктура, необхідна для споживання виробленої детандер – генераторним агрегатом електроенергії. По-друге, на ТЕС є джерела енергії як високого, так і низького потенціалу, які можуть бути використані для підігріву газу перед ДГА.

При виборі найефективнішої схеми підігріву природного газу необхідно провести їхній порівняльний аналіз. Критерієм такого порівняння може бути ексергетичний ККД всієї ТЕС, коефіцієнт використання палива, питомі витрати пального на одиницю ТЕС, що виробляється електричної потужності та ін. Однак, як показали розрахунки, всі ці показники мають суттєві недоліки. По-перше, розрахунок таких макро показників, як, наприклад, ексергетичний коефіцієнт корисного дії, для всієї станції є дуже складне завдання. По-друге, зміна таких показників як електрична потужність та витрата палива на ТЕС до та після включення ДГА у схему станції незначно, та знаходиться в межах похибки розрахунку цих величин. Справді, електрична потужність звичайної ТЕС приблизно 150-200 разів більша потужності детандера, а перевитрата палива на станції через включення установки (у тих схемах, де підігрів природного газу здійснюється за рахунок спалювання додаткової кількості палива) менше 0,1%.

Оскільки турбіни, розташовані на ТЕЦ можуть працювати у двох основних режимах - з повністю завантаженими відборами (зимовий) та з недовантаженими відборами (літній, конденсаційний), то будуть розглянуті деякі можливі схеми підігріву природного газу при використанні ДГА на ТЕЦ та проведено їх порівняльний аналіз з використанням таких критеріїв ефективності як економія палива у схемі та, розроблений автором, «ексергетичний коефіцієнт ефективності». Ексергетичний метод аналізу дозволяє визначити якість кожного з потоку енергоносіїв і не лише кількісно оцінити величину сумарних втрат енергії у системі, а й виділити пріоритетні втрати [74].

На даний момент розроблено велику кількість схем підігріву природного газу як до, так і після його розширення в детандері [52, 57, 58]. Як гріюче середовище використовуються різні види теплоносіїв. У роботі будуть розглянуті наступні схеми підігріву природного газу:

1. Схема без підігріву газу перед детандером;
2. Схема підігріву газу паром з відборів турбін;
3. Схема підігріву газу газами, що йдуть, котлів ТЕЦ;
4. Схема підігріву газу водою циркуляційного контуру станції.

### 2.1. Схема застосування ДГА на ТЕЦ без підігріву газу

Принципова схема застосування ДГА на ТЕЦ без попереднього або наступного його підігріву представлено рис. 2.1. Аналіз даної схеми представляє особливий інтерес як найпростіший і найбільш легкорезалізується. Незважаючи на відсутність підігріву природного газу в ДГА, на ТЕЦ збільшується споживання палива. Це пов'язано з тим, що вноситься у топку котельного агрегату фізична теплота палива стає значно менше, ніж після дроселювання.

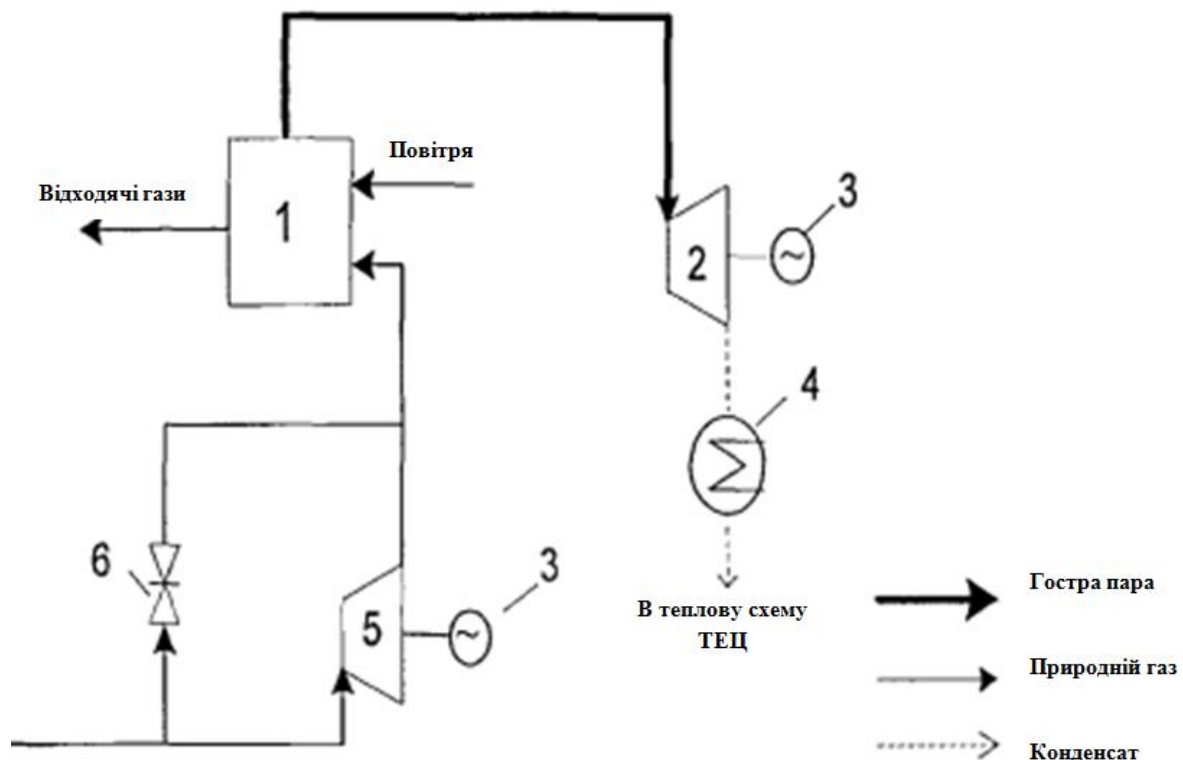


Рис.2.1 – Принципова схема застосування ДГА на ТЕЦ без підігріву газу

1-котел; 2-парова турбіна; 3-електрогенератор; 4-конденсатор; 5-турбодетандер;  
6-запірна арматура

Для розрахунку економії палива у схемі необхідно визначити електричну потужність, що виробляється в ДГА. Питома робота розширення / визначатимемо за формулами для реального газу

$$l = (h_1 - h_{2s}) \cdot \eta_{oi}$$

де  $h_1$  і  $h_{2s}$  - ентальпії газу в точках 1 і 2s (визначимо з діаграми властивостей метану),  $\eta_{oi}$  - внутрішній відносний ККД детандера.

Потужність детандера:

$$N = G \cdot l$$

Економію палива оцінимо так:

$$B_d = N_d \cdot b_e$$

де  $b_e$  [кг у.п./кВт год] - питома витрати пального на вироблення електроенергії станції.

Як уже зазначалося, негативним ефектом подачі холодного газу топку котла є додаткові витрати пального на підігрів газу до необхідного температурного рівня. Якби у схемі був відсутній турбодетандер, газ після дроселювання мав температуру  $T=7^\circ\text{C}$ . Тому перевитрату палива будемо шукати виходячи з того, що потрібно енергія для нагріву газу до  $T=280^\circ\text{K}$ . Температура газу після детандера визначається за діаграмою властивостей метану.

Розрахуємо тепло, яке необхідно витратити на нагрівання палива:

$$Q = G \cdot (h_1 - h_2)$$

Тоді перевитрата палива буде:

$$\Delta B_H = \frac{Q}{Q_p}$$

Однак, для спалювання даної кількості палива  $\Delta B_H$  знадобиться приблизно в 10 разів більша кількість холодного повітря, отже, виникне ще й перевитрата палива, пов'язана з необхідністю нагрівання цього повітря. Теплота, потрібна на нагрівання надлишку повітря:

$$Q_n = G_n \cdot c_{p_n} \cdot (t_{вг} - t_n)$$

Перевитрата палива на нагрівання повітря:

$$\Delta B_n = \frac{Q_n}{Q_H^p}$$

Сумарна економія палива у схемі:

$$B_{\text{сум}} = B_d - \Delta B_H - \Delta B_n$$

Залежність сумарної годинної економії палива від тиску газу перед ДГА представлена рис. 2.2.

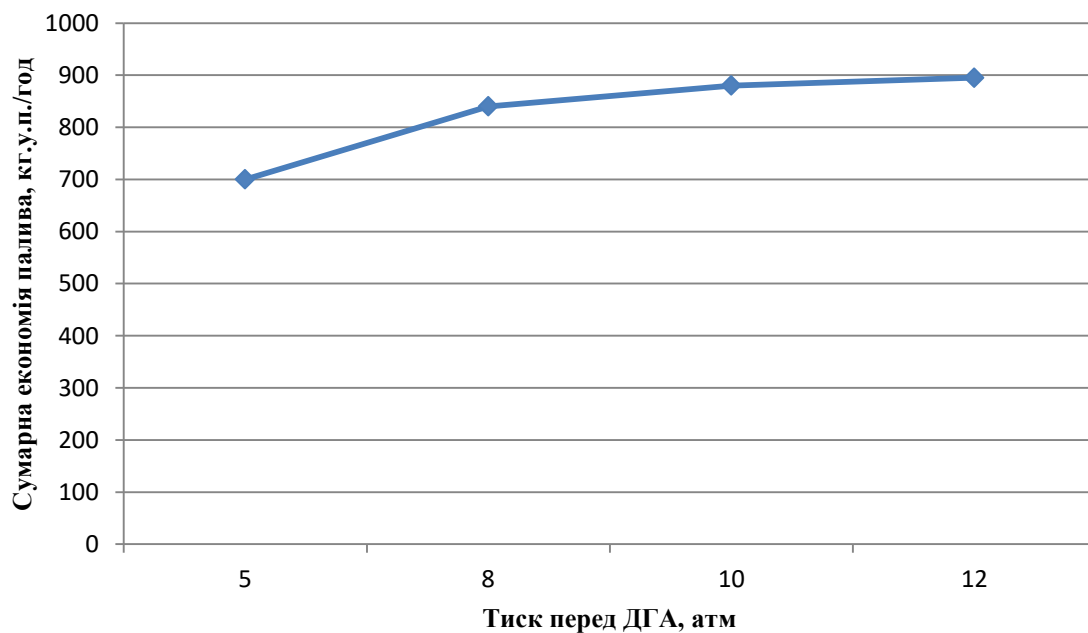


Рис.2.2 – Залежність сумарної погодинної економії в схемі від тиску перед ДГА

Як показало розрахункове дослідження, сумарна економія палива в схемою сильно залежить від питомої витрати палива на станції на вироблення електроенергії, що у свою чергу змінюється протягом усього року. Так, наприклад, для ТЕЦ цей коефіцієнт може змінюватися в інтервалі від 180 до 340 кг у.п./кВт-год. Тому визначення ефективності схеми необхідно вести розрахунки річної економії палива з урахуванням кількості годин роботи ТЕЦ з конкретним значенням  $b_e$ .

Залежність річної ефективності цієї схеми від тиску перед ДГА представлена рис.2.3.



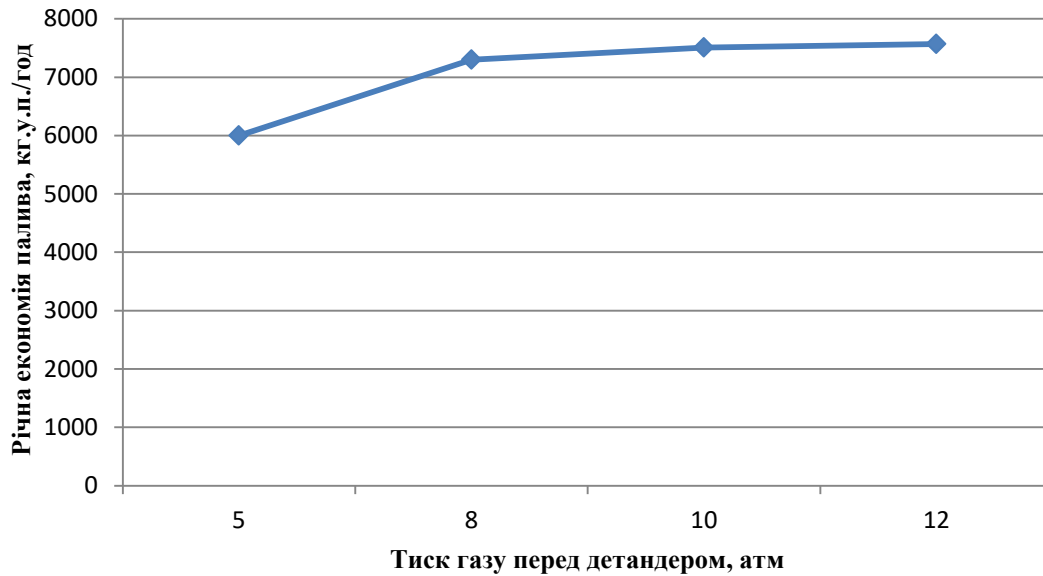


Рис.2.3 – Залежність сумарної річної економії в схемі від тиску перед ДГА

## 2.2. Схема застосування ДГА на ТЕЦ із підгрівом природного газу парою з відборів турбін

Принципова схема підгріву газу парою з відбору турбіни на ТЕС представлена рис. 2.4. У цій схемі природний газ перед детандером надходить у теплообмінний апарат, у якому нагрівається парою із відбору турбіни. Пара конденсується, віддаючи тепло газу, а потім конденсат повертається назад у пароводяний цикл станції.

Розрахунки проводилися для промислових турбін типу ПТ та теплофікаційних турбін типу Т. Було розглянуто 2 режими роботи ТЕЦ: зимовий та літній [27,28,31].

При роботі ТЕС у літньому (конденсаційному) режимі відбори турбін не завантажені, і підігрів природного газу здійснюється за рахунок збільшення подачі його з відборів турбін. У зимовому режимі ТЕЦ працює за тепловим графіку з максимальною витратою пари з відборів турбін при роботі пікових водогрійних котлів (ПВК) з навантаженням, меншим за максимальне.

Літній режим роботи станції розглядався для двох випадків роботи парової турбіни:

- за постійної потужності парової турбіни  $N_{пТ} = \text{const}$ ;
- при постійній витраті гострої пари в головну частину турбіни  $Q_{пТ} = \text{const}$ .

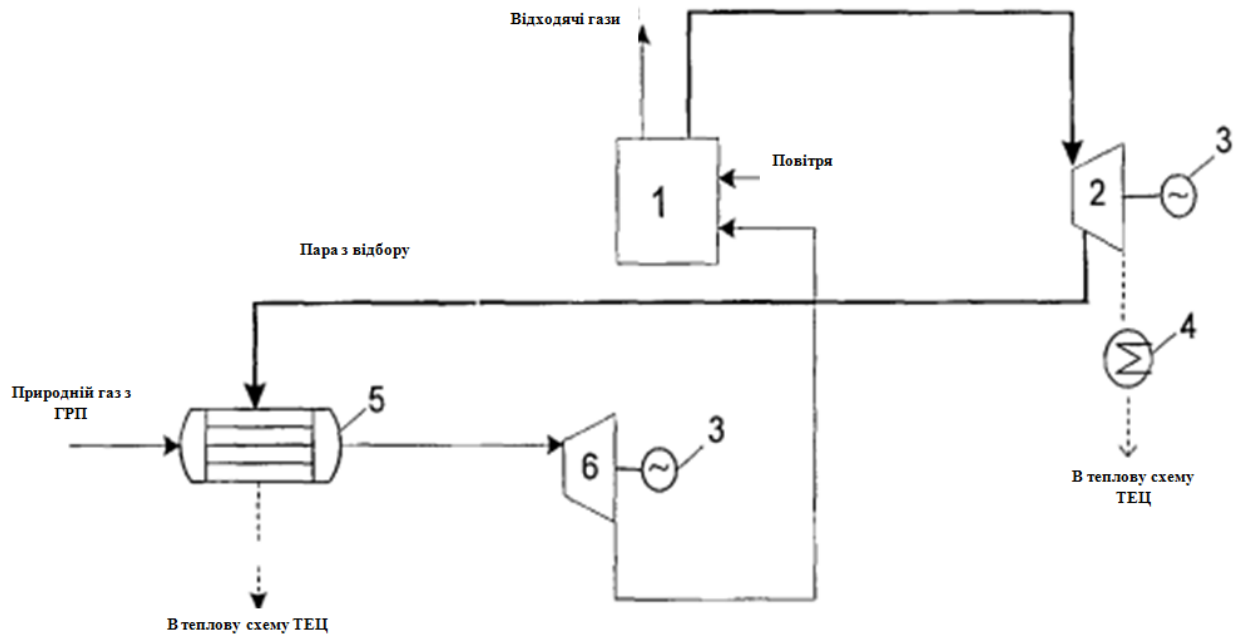


Рис.2.4 - Принципова схема підігріву природного газу парою з відбору турбіни на ТЕС: 1-котел; 2-парова турбіна; 3-електрогенератор; 4-конденсатор; 5-підігрівач газу; 6-турбодетандер

Великий інтерес представляє схема підігріву газу перед детандером довірною парою турбін. В цьому випадку на економічність роботи ДГА істотно впливає завантаженість відборів турбіни. При цьому необхідно враховувати два режими роботи: літній (конденсаційний), коли відбори парових турбін, як правило, не завантажені і зимовий, в якому вони завантажені повністю, а для покриття зростаючого теплового навантаження використовуються пікові водогрійні котли.

Літній режим ТЕС.

Можливі два режими роботи турбіни: з постійною електричною потужністю та з постійною витратою пари на турбіну. Для літнього режиму збільшення витрати пари з відборів турбіни на величину  $\Delta Q_{\text{від}}$ . Для підтримки постійної потужності парової турбіни призводить до збільшення витрати теплоти на турбіну на величину  $\Delta Q_{\text{тур}}$ . Для цього буде потрібна додаткова витрата палива  $\Delta B_{\text{п}}$ . Для визначення величини  $\Delta Q_{\text{тур}}$  використовувалася методика [42], заснована на визначенні коефіцієнта цінності теплоти кожного відбору турбіни. Ці розрахунки проводилися з

прикладу турбін ПТ-60-130 усіх її відборів і Т-250 для теплофікаційних відборів та одного регенеративного відбору.

Зміна витрати теплоти на турбіну  $\Delta Q_{\text{тур}}$  визначається вирази:

$$\Delta Q_{\text{тур}} = \xi \cdot \Delta Q_{\text{від}}$$

Коефіцієнт цінності теплоти для даного відбору з достатньою точністю може бути визначений за формулою:

$$\xi = y \cdot [1 + k \cdot (1 - y)]$$

де  $k$  - коефіцієнт, що залежить від початкових параметрів пари, складу та особливості теплової схеми турбіни,

$y$  - коефіцієнт недовироблення потужності добірною парою турбіни, визначається за формулою:

$$y = \frac{h_{\text{від}} - h_k}{h_0 - h_k}$$

де  $h_0$ ,  $h_{\text{від}}$  та  $h_k$  - відповідно ентальпії пари у відборі, на вході в турбіну, що надходить у конденсатор. Як приклад розглянемо турбіну Т-250 з початковими параметрами пари 23,0 МПа, 565 °С (на номінальному режимі). Витрата теплоти палива в котлах визначається за такою формулою:

$$Q_n = \xi \cdot \frac{Q_{\text{від}}}{\eta_{\text{кот}} \cdot \eta_{\text{т.п.}}}$$

де  $\eta_{\text{кот}}$  - ККД котельної ТЕС,  $\eta_{\text{т.п.}}$  - ККД теплового потоку на ТЕС. У цьому прикладі прийmemo  $\eta_{\text{кот}} = 0,88$  і  $\eta_{\text{т.п.}} = 0,98$ . Для турбіни Т-250 значення коефіцієнта цінності теплоти наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1.

Значення коефіцієнту цінності теплоти пари теплофікаційних відборів турбіни

Т-250

Показник	Тиск пари у відборах турбіни, атм			
	0,6	1	2	2,5
Коефіцієнт цінності теплоти у відборах, $\xi$	0,2902	0,3501	0,438	0,445

Розрахунок витрати пари на підігрівач природного газу для різних його температур на виході з теплообмінника, а також для різних відборів пари з турбіни проведемо з рівняння теплового балансу теплообмінника:

$$G_n = \frac{G_{\text{пг}} \cdot (h_{\text{пг}2} - h_{\text{пг}1})}{(h_{\text{п}1} - h_{\text{від},i}) \cdot \eta_{\text{п}}}$$

де  $h_{\text{від},i}$  - ентальпія і-го відбору пари, що визначається за h-s – діаграмою водяної пари,  $\eta_{\text{п}}$  – ККД підігрівача газу.

Тоді перевитрата палива буде:

$$\Delta B_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{п}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}$$

Економія палива в схемі, що розглядається:

$$B_{\text{сум}} = B_d - \Delta B_{\text{н}} - \Delta B_{\text{дод}}$$

Якщо є резерв за потужністю станції і, відповідно, турбінне обладнання працює не на повну потужність, можливо використання режиму підігріву природного газу добірною парою без збільшення його витрати на головну частину турбіни. У цьому випадку у зв'язку з збільшенням витрати пари із відбору турбіни відбувається зниження її потужності на величину  $\Delta N$ :

$$\Delta N = D_n \cdot (h_{\text{від}} - h_k) \cdot \eta_{\text{oi}}$$

Сумарна економія палива у схемі в цьому випадку:

$$B_{\text{сум}} = B_d - \Delta B_N - \Delta B_{\text{дод}}$$

де:

$$\Delta B_N = \Delta N \cdot b_e$$

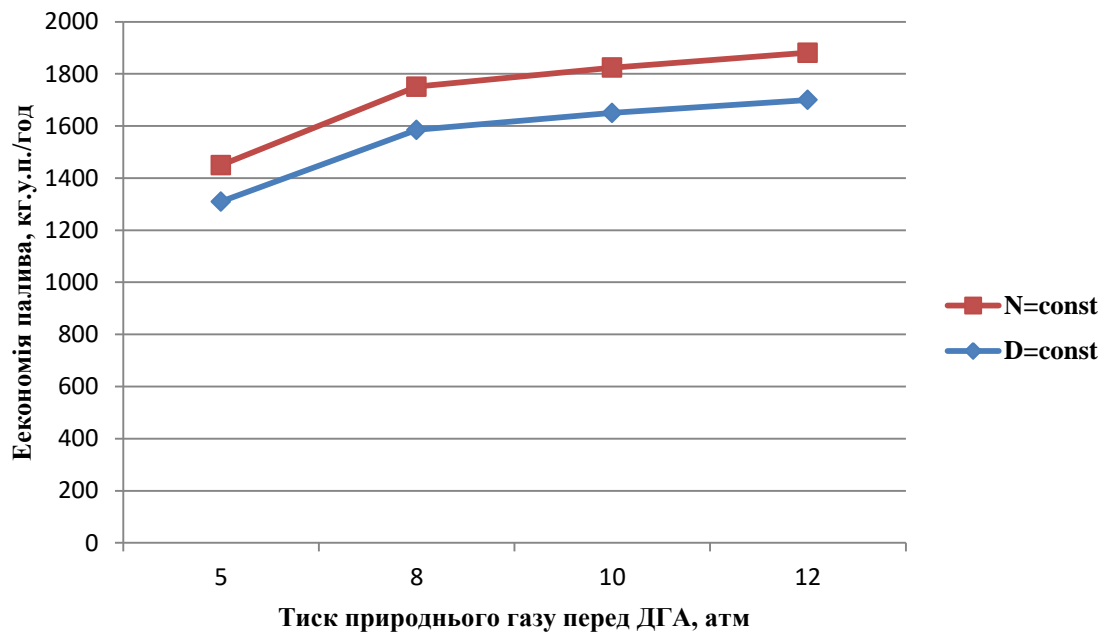


Рис. 2.5 - Залежність економії палива від тиску газу перед ДГА для двох режимів роботи парової турбіни

Як видно із рис. 2.5 підігрів природнього газу парою з відборів турбін при його постійній витраті в головну частину турбіни енергетичні переваги перед схемою із постійною потужністю. При проведенні розрахунків питома витрата палива на вироблену кВт год електроенергії приймався стосовно показників ТЕЦ - 250 г/кВтг. Слід зазначити, що цей показник надає суттєвий вплив на економічність використання того чи іншого режим роботи. Розрахунки показали, що збільшення  $b_e$  понад 340 г/кВтгод, економічнішим виявляється режим при  $N=const$ . Така ситуація може мати місце на КЕС, на яких  $b_e$  становить 300-400 г/кВтгод, а також на ТЕЦ у літній час, коли турбіни працюють у конденсаційному режимі або навпаки, в зимовий час при повному завантаженні потужностей станції. У цьому випадку використання режиму  $D=const$  може призвести до перевитрати палива у цій системі енергопостачання. Це пояснюється тим, що розглядаючи цю ТЕЦ як елемент системи в енергопостачанні даного регіону, керованого центральним диспетчерським управлінням (ЦДУ), обов'язок якого входить також оптимальний розподіл генеруючих потужностей, недовироблення електроенергії на ТЕЦ має компенсуватися на станції з найвищою вартістю електроенергії, що зазвичай

пов'язано з великими значеннями  $b_e$ . Залежності сумарної економії палива у схемі від тиску газу перед ДГА при нагріванні газу до температури  $t=80^\circ\text{C}$  представлено на рис.2.6.

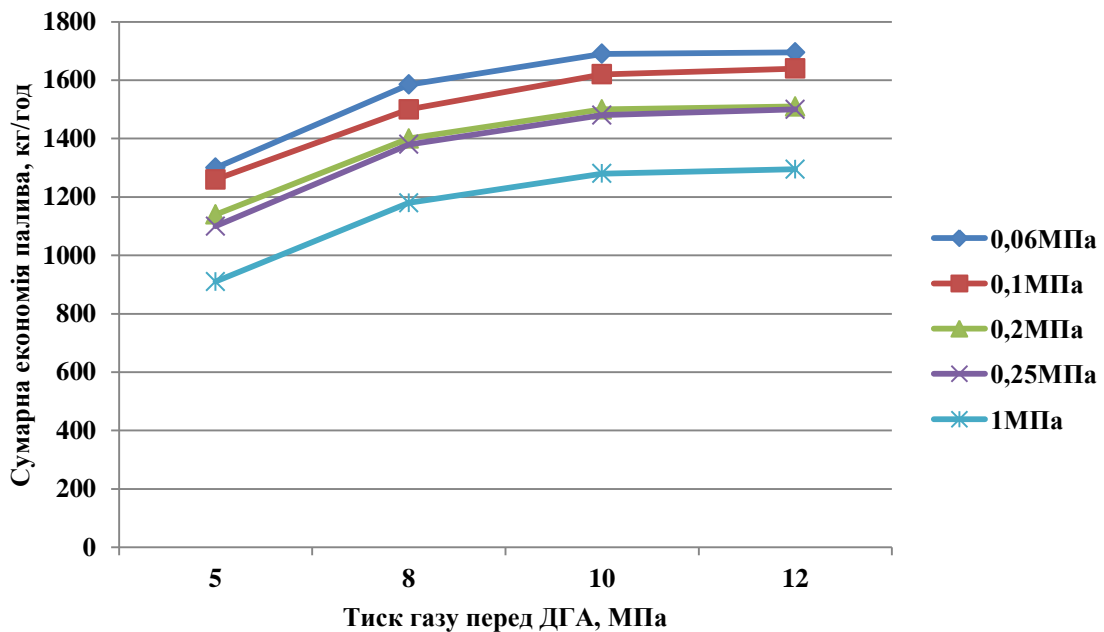


Рис.2.6 - Залежність економії палива від тиску природного газу при його підігріві до температури  $T = 80^\circ\text{C}$  парою з різних відборів турбіни

Зимовий режим ТЕЦ.

Під час розрахунку економії палива для зимового режиму роботи ТЕС вважалося, що підігрів газу, як і раніше, здійснюється парою з відборів турбін, при цьому, відбори повністю завантажені, а необхідний підігрів мережевої води відбувається за допомогою пікових водогрійних котлів.

В даному випадку можна вважати, що використання тепла з відборів пара для підігріву газу не впливає на показники роботи парової турбіни, тому економія палива у схемі для зимового режиму розраховується з обліком додатково палива, що витрачається в пікових водогрійних котлах [23].

Ефективність схеми при зимовому режимі станції значно нижче, ніж за літнього. Тому при розрахунку річної економії палива  $V_{\text{річ}}$  необхідно враховувати кількість годин роботи ПВК.

$$V_{\text{річ}} = V_{\text{літ}}^{\text{год}} \cdot \Pi_{\text{літ}} + V_{\text{зим}}^{\text{год}} \cdot \Pi_{\text{зим}}$$

де  $V_{\text{літ}}^{\text{год}}$  та  $V_{\text{зим}}^{\text{год}}$  - годинна економія палива, а  $P_{\text{літ}}$  та  $P_{\text{зим}}$  – число годин роботи ТЕЦ у режимах літа та зими.

В результаті проведеного дослідження схеми підігріву природного газу парою з відборів турбін можна зробити такі висновки:

- Збільшення ступеня розширення газу в детандері призводить до значного (на 30-50%) зростання економії палива у схемі.

- Підігрів природного газу за рахунок використання добірної пари при Зимовий режим роботи ТЕЦ значно менш ефективний, ніж літній. Тому при розрахунку техніко-економічних показників цього проекту впровадження ДГА на ТЕЦ, необхідно враховувати кількість годин роботи ПВК.

- Великий вплив на економію палива має питома його витрата на ТЕС. Неправильний вибір режиму підігріву природного газу ( $D=const$  або  $N=const$ ) може призвести до значного перевитрати палива (до 20%).

- Під час роботи ТЕС у літньому режимі підвищення температури природного газу перед детандером призводить до зростання економії палива у схемі 1,5-2 рази.

- Для літнього режиму роботи станції під час підігріву газу добірним парою турбін до певної температури економічніше використовувати відбори низьких тисків, оскільки коефіцієнт цінності теплоти пари зменшується із зменшенням тиску у відборі, а економія палива у схемі збільшується. Причому зі зростанням температури газу перед детандером ця залежність різко зростає. Таким чином, при виборі відбору для вже спроектованого ДГА, розрахованого на певну номінальну температуру газу перед детандером, необхідно вибрати відбір пари з мінімальним тиском, що забезпечує підігрів газу до заданої температури.

- При підігріванні газу парою з відборів до максимально можливої температури з урахуванням тиску пари в кожному з відборів, при літньому режимі роботи ТЕС, економія палива у схемі збільшується зі зростанням тиску пари у відборі. Це пояснюється збільшенням температури газу перед детандером, і, відповідно, його потужності. З іншого боку, з зростанням тиску пари, коефіцієнт цінності пари у відборі збільшується повільніше. З цього випливає, що на етапі проектування

установки ДГА на ТЕС при складанні технічних вимог необхідно передбачити можливість роботи установки при підігріві природного газу до 150°C та вище.

При виборі конструкції ДГА та схеми його використання необхідно проведення всебічних техніко-економічних розрахунків, які враховують всі основні фактори, що впливають.

### **2.3. Схема застосування ДГА на ТЕЦ із підігрівом природного газу димовими газами котлів**

Реалізація даної схеми підігріву газу на ТЕС має такі особливості. У сучасних енергетичних котлах на ТЕС при правильно організованому режимі роботи котла температура газів підтримується на мінімально можливому за умовами експлуатації рівні (вище точки роси газів, що йдуть). У такому разі додаткове відведення тепла в опускній шахті котла від газів, що йдуть, призведе до того, що або їхня температура на виході опуститься нижче точки роси, або зменшиться підігрів повітря в повітропідігрівачі та/або поживній води в економайзер. Використання газів для підігріву природного газу перед ДГА є сенс застосовувати тоді, коли температура газів, що йдуть, не може підтримуватися на мінімально можливому рівні, що часто відбувається на практиці.

Розглянемо схему включення підігрівача газу після регенеративного повітропідігрівача та приймемо такі умови:

1. Електрична потужність, що виробляється основним обладнанням ТЕС після включення ДГА не змінюється.

2. Температура газів після включення в газохід додаткової поверхні нагріву, призначеної для нагрівання газу перед детандером, що не опускається нижче мінімально можливої за умовами експлуатації.

При організації теплообміну під час підігріву газу необхідно врахувати, що об'ємні витрати газів і природного газу досить сильно відрізняються. Це пов'язано з тим, що в топці котла для процесу горіння на одну об'ємну частку природного газу потрібно приблизно десять об'ємних часткою повітря.



На рис. 2.7 наведена схема підігріву природного газу газами енергетичних котлів. Ця схема підігріву газу відрізняється від попередньої тим, що не потребує спеціальних витрат палива. Тому енергію, що виробляється ДГА, можна вважати "безпаливною". У підігрівачі природний газ нагрівається до 50-150 °С і далі прямує до ДГА, де він охолоджується і в топку котла потрапляє з температурою 30-50 °С.

Підігрівач газу в даній схемі слід проектувати з урахуванням того, що, як правило, димові газы енергетичних котлів мають температуру 140-180 °С. Проте за експлуатаційними вимогами димові газы на виході з димової труби повинні мати температуру вище точки роси. Таким чином, з урахуванням необхідного запасу, температура димових газів на виході з теплообмінника має бути не нижче 110°С.

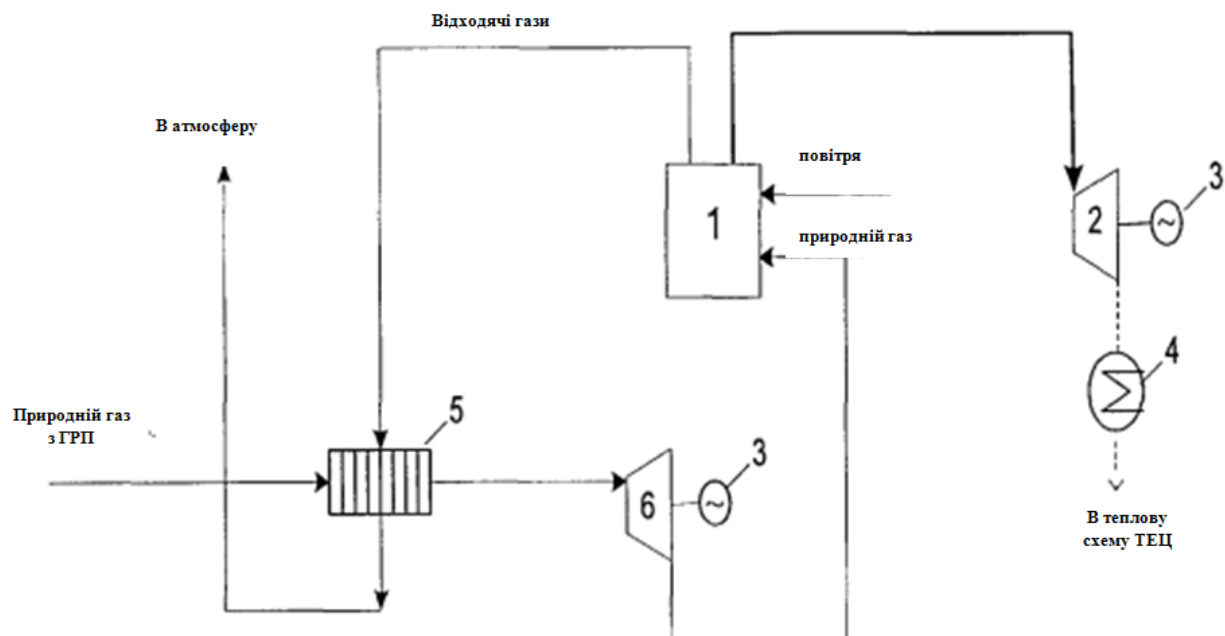


Рис. 2.7 - Принципова схема застосування ДГА на ТЭС із підігрівом природного газу газами, що йдуть від котелень ТЭС  
1-котел; 2-парова турбіна; 3-електрогенератор; 4-конденсатор;  
5-підігрівач газу; 6-турбодетандер

Як уже зазначалося, температура газів, що йдуть на виході з теплообмінника має перевищувати температуру, за якої почнеться конденсація парів (тобто точку роси) із запасом 10-30°С. Це становить 150-110°С. З іншого боку, чим нижча температура газів, що йдуть на виході з теплообмінника, тим більше тепла отримає

природний газ, і, отже, у турбодетандер він надійде з більшою ентальпією, а отже, потужність ДГА збільшиться. Крім того, природний газ надійде в топку котла з більш високою температурою, ніж у схемі з дроселюванням, отже, буде витрачатися менше палива для його нагрівання.

Тепловий баланс підігрівача газу виглядає наступним чином:

$$G_{\text{пг}} \cdot c_{\text{рпг}} \cdot \Delta t_{\text{пг}} = G_{\text{дг}} \cdot c_{\text{рдг}} \cdot \Delta t_{\text{дг}}$$

Де  $G_{\text{пг}}$  - масова витрата газу;

$G_{\text{дг}}$  - масова витрата димових газів, що йдуть;

$c_{\text{рпг}}$  - теплоємність природного газу;

$c_{\text{рдг}}$  - теплоємність димових газів, що йдуть;

$\Delta t_{\text{пг}} = t''_{\text{пг}} - t'_{\text{пг}}$  - різниця температур природного газу на вході та виході з теплообмінного апарату

$\Delta t_{\text{дг}} = t''_{\text{дг}} - t'_{\text{дг}}$  - різниця температур відходячих димових газів, на вході та виході з теплообмінного апарату.

При проведенні розрахунків температура димових газів на вході в підігрівач газу була задана  $160^{\circ}\text{C}$ , а на виході  $120^{\circ}\text{C}$ . При такому температурному напорі в підігрівачі газу ентальпія природного газу перед детандером буде вищим, ніж при зниженні тиску газу дроселюванням.

Тому було враховано додаткову фізичну теплоту, що вноситься паливом у топку котла:

$$B_{\text{дод}} = \frac{G_I \cdot (h_2 - h_1)}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}$$

Тоді сумарна економія у схемі:

$$B_{\text{сум}} = B + B_{\text{дод}}$$

#### **2.4. Схема застосування ДГА на ТЕЦ із підігрівом газу низькопотенційним теплом станції**

Як низькопотенційне джерело теплоти може бути застосована, наприклад, циркуляційна вода до або після конденсатора паротурбінної установки.

Використання низькопотенційних джерел теплоти уможливорює підігрів газу тільки після процесу розширення газу у детандері.

Розглянемо схему застосування турбодетандера на ТЕС із підігрівом газу після ДГА циркуляційною водою, що відбирається після конденсатора паротурбінної установки. Після підігріву природного газу циркуляційна вода прямує в конденсатор турбіни.

Схема підігріву природного газу водою з конденсаційного контуру станції наведено рис.2.8. Ця схема відрізняється від попередніх тим, що газ підігривається вже після процесу розширення детандер. Підігрів газу здійснюється циркуляційною водою з параметрами  $35^{\circ}\text{C}$  вході в ТА і  $10^{\circ}\text{C}$  виході з ТА.

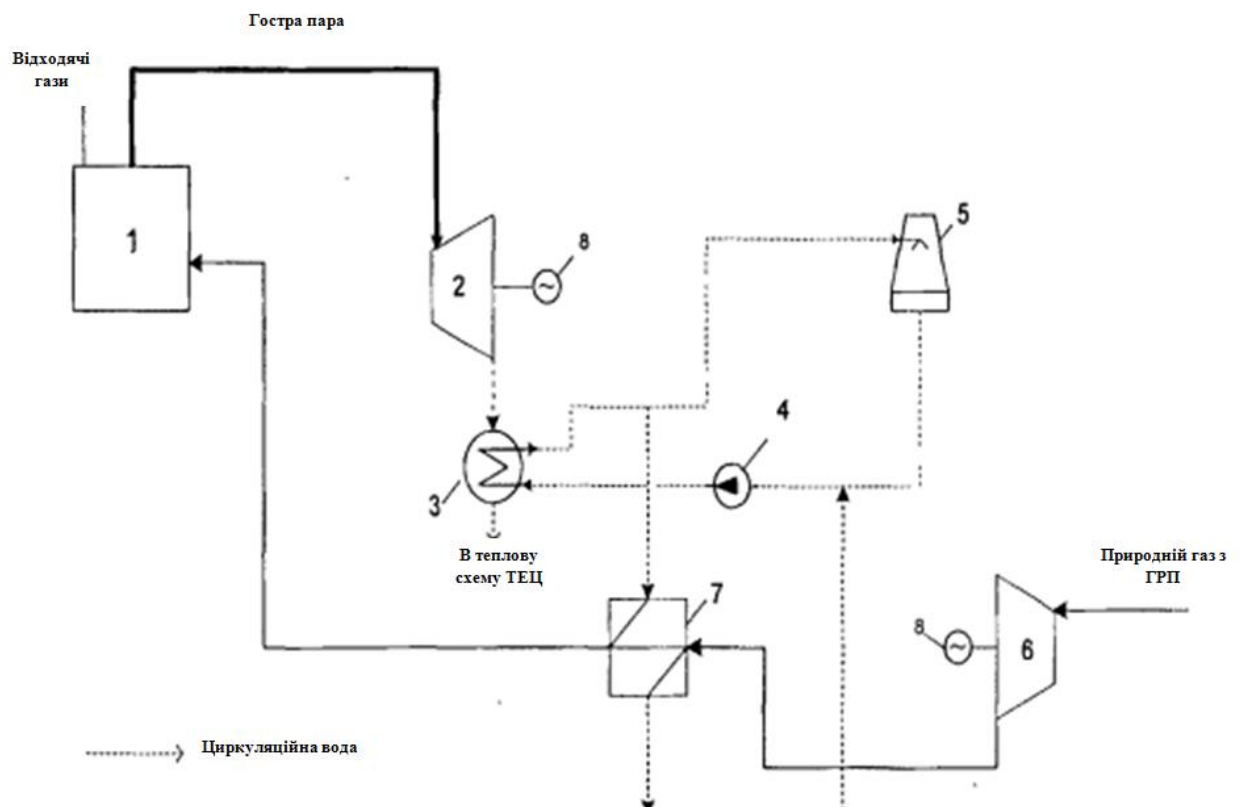


Рис.2.8 - Принципова схема використання ДГА з підігрівом газу після ДГА циркуляційною водою станції: 1-котел; 2-парова турбіна; 3-конденсатор; 4-циркуляційний насос; 5-градирня; 6-ДГА; 7-газопідігрівач; 8-електрогенератор

Незважаючи на такі відносно низькі значення температури циркуляційної води, природний газ можна нагріти до необхідних температур рахунок досить великої

витрати циркуляційної води. Ще одна перевага полягає в тому, що значно зменшуються втрати у тепловому циклі станції за рахунок утилізації непрямого тепла циркуляційної води.

Слід зазначити також, що у цій схемі буде значно знижено витрату підживлювальної води в циркуляційному контурі, оскільки скоротяться втрати циркуляційної води у градирні.

Електрична потужність, що виробляється в ДГА в цій схемі така сама, як і у першій схемі без підігріву. Проте витрати палива у цьому випадку відсутні і сумарна економія палива  $\Delta B$  буде більшою. Витрата циркуляційної води, необхідної для підігріву газу до заданого температурного рівня визначається з теплового балансу теплообмінника:

$$G_{\text{цв}} = \frac{G_{\text{пг}} \cdot c_{\text{рпг}} \cdot (h_1 - h_2)}{c_{\text{рцв}} \cdot (T'_{\text{цв}} - T''_{\text{цв}})}$$

Оскільки в даній схемі використовується невігідне тепло, витрат палива на нагрівання газу немає. Цим дана схема вигідно відрізняється від розглянутих вище. Ще одна перевага полягає в тому, що значно зменшуються втрати у тепловому циклі станції за рахунок утилізації непрямого тепла циркуляційної води.

Слід зазначити також, що у цій схемі буде також помітно зменшено витрату підживлювальної води в циркуляційному контурі, оскільки скоротяться втрати циркуляційної води у градирні.

Необхідно врахувати інший, дуже важливий вплив такого способу підігріву на роботу ТЕЦ залежно від кількості охолодженої в підігрівачі газу води змінюється (а саме знижується) температура води в конденсатор після змішування двох потоків. Зниження температури води в конденсатор становить від 0,1 до 0,8°C і на перший погляд може здатися несуттєвим. Проте проведені розрахунки показали, що навіть таке невелике зниження температури призводить до помітного зростання потужності парової турбіни – до 800 кВт.

Навіть під час роботи градирні з максимальною витратою змішування з потоком нижчої температури та витратою 80 кг/с дозволяє знизити температуру в конденсаторі на 0,7°C.

## 2.5. Порівняльний аналіз схем

Порівняємо отримані результати розрахунків економії палива у схемах застосування ДГА на ТЕС. Для цього побудуємо графік залежності погодинної економії палива в кожній із розглянутих схем від ступеня розширення газу у детандері.

Для схеми підігріву газу паром з відборів турбін для літнього режиму роботи станції максимальна економія палива досягається у разі використання теплофікаційного відбору пари з максимальним тиском  $P_{\text{від}} = 2,5$  атм. Тому на графіку показано саме цю криву.

Для схеми підігріву газу газами, що йдуть, котлів найбільше ефективним виявився підігрів природного газу до максимально можливої температури газу перед детандером, тобто  $t_{r1} = 140$  °С.

Графік річної економії палива у кожній із розглянутих схем представлений рис. 2.9.

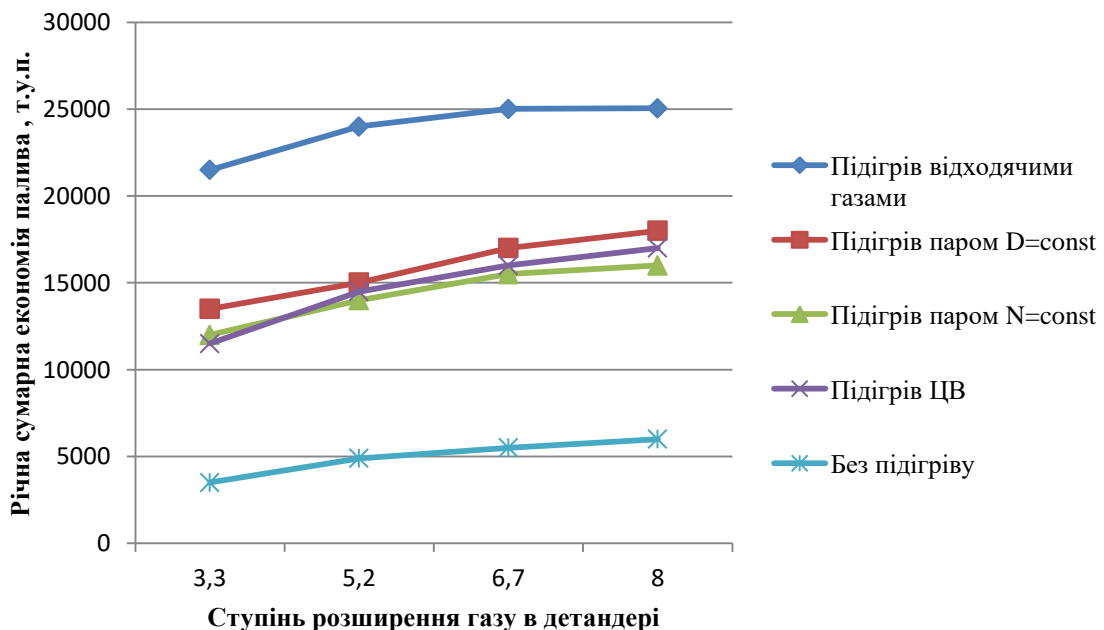


Рис.2.9 – Річна економія палива розглянутих схем

Аналіз отриманих результатів розрахунків дозволяють зробити наступні важливі висновки:

- Найефективнішою з погляду економії палива є схема підігріву газу газами котлів.

- Найменш ефективною виявилася схема підігріву газу добірною парою у зимовому режимі роботи ТЕЦ.

- У всіх схемах, що розглядаються, зі збільшенням ступеня розширення газу у турбодетандері сумарна економія палива підвищується.

Великий вплив на розрахунок економії палива надає його питомий витрати на вироблення кВт-год для конкретної ТЕС. Неправильний вибір режиму підігріву природного газу ( $D=const$  або  $N=const$ ) може призвести до значного перевитрати палива (до 20%).

При підігріві природного газу перед детандером до вищих температур економія палива збільшиться у всіх схемах.

Врахування приросту потужності парової турбіни внаслідок досягнення більш глибокого вакууму в конденсаторі у схемі підігріву природного газу циркуляційною водою збільшує сумарну економію палива у схемі до 21%. У цьому випадку дана схема стає більш ефективною, ніж схема з підігрівом газу парою, залежно від питомої витрати палива на станції.

При підігріві газу добірною парою турбін до певної температури вигідніше використовувати відбори низьких тисків, т.к. було показано, що коефіцієнт цінності теплоти пари зменшується з зменшенням тиску у відборі, а економія палива у схемі збільшується.

Причому із зростанням температури газу перед детандером ця залежність різко зростає.

Якщо розглядати підігрів газу відборами пари при літньому режимі роботи ТЕЦ до максимально можливої температури кожного з відборів, то економія палива у схемі збільшується зі зростанням тиску у відборі. Це пояснюється тим, що зі

зростанням тиску пари у відборі збільшується і температура газу перед детандером, отже, його потужність збільшується, причому швидше, ніж коефіцієнт цінності пари у відборі, а отже й витрати палива з його вироблення.

## **2.6. Висновки до розділу 2**

1. При виборі найефективнішої схеми підігріву природного газу необхідно провести їхній порівняльний аналіз. Критерієм такого порівняння може бути ексергетичний ККД всієї ТЕС, коефіцієнт використання палива, питомі витрати пального на одиницю ТЕС, що виробляється електричної потужності та ін.

2. Турбіни, що розташовані на ТЕЦ можуть працювати у двох основних режимах - з повністю завантаженими відборами (зимовий) та з недовантаженими відборами (літній, конденсаційний), тому були розглянуті схеми підігріву природного газу при використанні ДГА на ТЕЦ та проведено їх порівняльний аналіз.

### РОЗДІЛ 3. ЗАКОНОМІРНОСТІ ПРОЦЕСІВ ВИКОРИСТАННЯ НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

#### 3.1. Розрахунок властивостей природного газу та аналіз методик визначення роботи розширення в детандері

Визначення термодинамічних параметрів газу необхідно для вирішення різних інженерних завдань енергетики: проектування систем газопостачання (СГС) та їх елементів (нагнітачі, теплообмінні апарати тощо), розробки енергозберігаючих установок, таких як наприклад, детандер-генераторні агрегати і вибір найбільш ефективних схем їх застосування. Виникають під час виконання розрахунків Проблеми пов'язані, по-перше, з високими значеннями тисків газу в трубопроводах та агрегатах, що досягають 5, 7 і більше МПа, що значно відрізняє його властивості від властивостей ідеального газу, і, по-друге, з дуже різними складами газу, особливо за змістом основного компонента метану.

Очевидно, що розрахунки, виконані за відомими рівняннями ідеального та «ідеалізованого» газу, призводять до помітних похибок. Якоюсь мірою такі спрощення пояснюються недоступністю в відкритого друку точних значень термодинамічних властивостей природного газу в реальних умовах, а програми, що використовуються рядом організацій, розрахунки властивостей реального газу з різних причин недоступні.

З робіт, в яких робиться спроба обліку складу природного газу та його властивостей при високих тисках, слід зазначити дослідження [18].

Розглянувши розрахунки термодинамічних властивостей природного газу та розрахунки процесів у газовому детандері можна зробити висновки, що зниження частки метану в газі на кожні 5% призводить до похибки розрахунків роботи розширення приблизно 3%.

Розглянемо можливі способи розрахунку значень питомої роботи стиснення або розширення природного газу з констатацією особливостей розрахунків.

*1-й спосіб:* ідеальний газ, чистий метан, рівняння для ідеального газу



Для розрахунку роботи процесу використовується рівняння, виведене з першого закону термодинаміки з урахуванням припущень: сталість показника адіабати  $k$ :

$$l = \frac{k}{k-1} \cdot R \cdot T \cdot \left[ 1 - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \cdot \eta_d$$

У таких розрахунках приймають рівним 1,31. В області значень параметрів газу  $T = 140 - 400 \text{ К}$  і  $P = 0,1 - 10 \text{ МПа}$  показник адіабати для реального метану не постійний, він збільшується із зростанням температури.

Отже, похибка розрахунку питомої роботи при використанні формули збільшується зі зростанням тиску газу та зниженням його температури.

*2-й спосіб:* «ідеалізований газ», чистий метан, в основі покладено рівняння для ідеального газу.

Це один із найпоширеніших методів розрахунку питомої роботи детандера. Він також заснований на використанні рівняння для знаходження питомої роботи, тобто. для ідеального газу, і припущення, що природний газ складається лише з чистого метану. Проте, на відміну першого способу, приймається припущення «ідеалізованого» газу введенням поправки на стисливість  $z$ .

$$l = \frac{k}{k-1} \cdot R \cdot z \cdot T \cdot \left[ 1 - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \cdot \eta_d$$

У термодинаміці поняття стисливості пов'язують із відхиленням властивостей реальних газів від ідеальних, а саме з непокорю реальних газів рівняння Менделєєва-Клапейрона.

Поправка на стисливість реальних газів визначається різними методами. Найбільшого поширення набув коефіцієнт стисливості:

$$z = \frac{p \cdot v}{R \cdot T}$$

Тому те рівняння було так само виведено, як це рівняння, з тією різницею, що рівняння стану в цьому випадку мало вигляд:

$$p = \rho \cdot R \cdot z \cdot T$$

де  $z = z(p, T)$  – коефіцієнт ізотермічної стисливості.

3-й спосіб: реальний газ, багатоконпонентна суміш, рівняння для ідеального газу.

Цей спосіб заснований на використанні рівняння ідеального газу, але при цьому природний газ розглядається як багатоконпонентна суміш реальних газів:

$$l = \frac{k_c}{k_c - 1} \cdot R_c \cdot T_1 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k_c - 1}{k_c}} \right] \cdot \eta_d$$

Для конкретного складу природного газу визначаються ізобарна та ізохорна теплоємності суміші:

$$C_{p.c} = \sum_{i=1}^n C_{pi} \cdot m_i \text{ та } C_{v.c} = \sum_{i=1}^n C_{vi} \cdot m_i$$

$m_i$ - масова частка кожної складової суміші:

$$m_i = \frac{M_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n M_i \cdot x_i}$$

Де  $M_i$  та  $x_i$  - молярна маса та мольна частка  $i$  - го компонента відповідно.

Показник адіабати  $k$  для суміші визначається за формулою:

$$k_c = \frac{C_{p.c}}{C_{v.c}}$$

Газова стала для суміші:

$$R_c = \frac{\sum_{i=1}^n R_i \cdot m_i}{\sum_{i=1}^n m_i}$$

Теплоємність і показник адіабати покладаються, як і у всіх попередніх варіантах, постійними величинами в кожній точці процесу розширення. Як правило, набувають середньоарифметичних значень. У насправді це припущення веде до певної похибки.

Перевага цього методу:

- Усі розрахунки можна запрограмувати, тобто автоматизувати.
- Враховано властивості всіх компонентів газу.

4-й спосіб: реальний газ, чистий метан, рівняння для реального газу.

Цей метод досить поширений. Робота розширення дорівнює:

$$l = (h_1 - h_2) \cdot \eta_d$$

Ентальпії  $h_1$  та  $h_2$  визначаються за допомогою таблиць термодинамічних властивостей реального метану або відповідних діаграм.

Нижче буде показано, що використання цього способу не призводить до появи значної похибки розрахунків лише за змісту метану не менше 95%.

*5-й спосіб:* реальний газ, багатокomпонентна суміш, рівняння для реального газу.

Це найточніший і методично найправильніший спосіб. Робота розширення дорівнює:

$$l = (h_1 - h_2) \cdot \eta_d$$

Ентальпії  $h_1$  і  $h_2$  визначаються для реальної суміші газів за допомогою спеціальних програм, що розраховують властивості суміші. Проведення таких розрахунків стає дуже трудомістким і ускладнює застосування програмування.

У зв'язку з цим необхідна оцінка похибки визначення питомої роботи для кожного з розглянутих методів.

### **3.2. Ексергетичний аналіз схем підігріву природного газу**

Ексергетичний метод аналізу дозволяє визначити якість кожного з потоку енергоносіїв і не лише кількісно оцінити величину сумарних втрат енергії в системі, а й виділити пріоритетні втрати [15]. Для порівняння ефективності різних схем застосування ДГА з використанням методології ексергетичного аналізу запропоновано ексергетичний коефіцієнт ефективності  $K$ , який є відношення отриманої корисної ексергії до суми використаної ексергії потоку газу та ексергії гріючого потоку, з урахуванням змін енергетичних показників роботи основного обладнання ТЕЦ, пов'язаних з використанням ДГА. Для полегшення розрахунку ексергії природного газу було розроблено ексергетичну діаграму для метану. Основою для створення цієї діаграми було взято дані таблиць властивостей метану [16]. Діаграма наведено рис. 3.1.

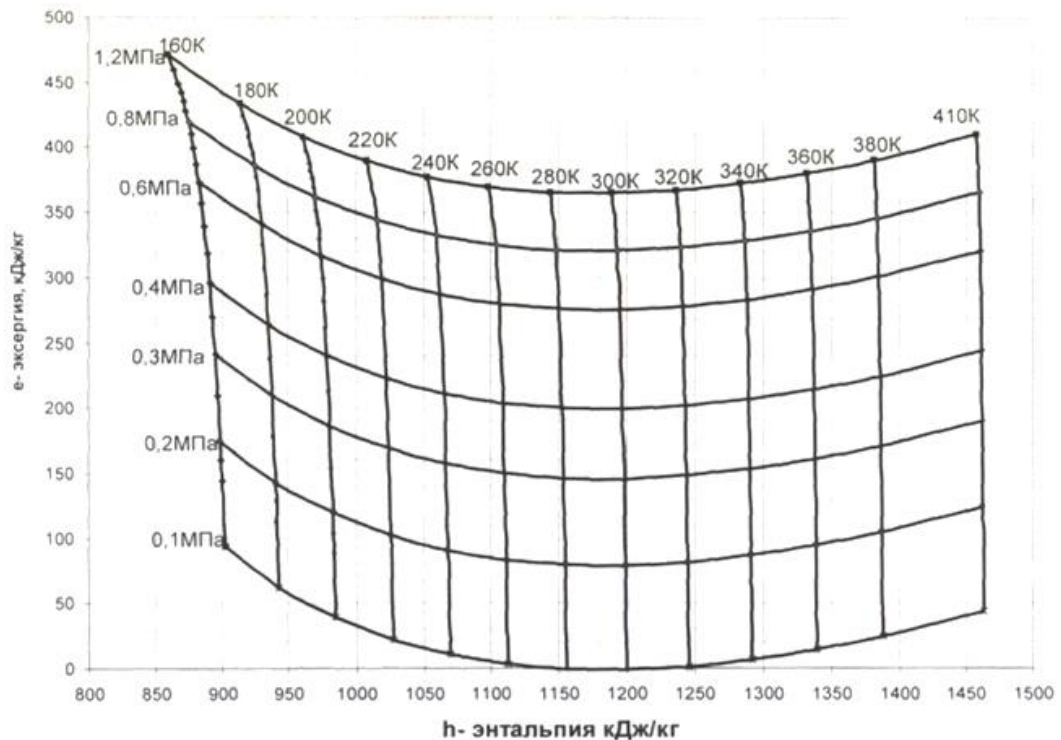


Рис. 3.1 - Ексергетична діаграма метану

Розрахунок ексергетичного коефіцієнта ефективності, як і ексергетичного ККД комплексу енергетичних установок починається з важливого етапу - проведення так званої контрольної поверхні.

Контрольна поверхня в кожній схемі охоплює установку ДГА, а саме турбодетандерну установку, електрогенератор, підігрівач газу (крім схеми без підігріву) і всі елементи, що з'єднують їх. Далі будемо розглядати весь комплекс елементів усередині контрольної поверхні як «чорна скринька». На рис. 3.3 представлені ці так звані чорні ящики для кожної схеми, а також всі вхідні та потоки ексергії, що виходять з них.

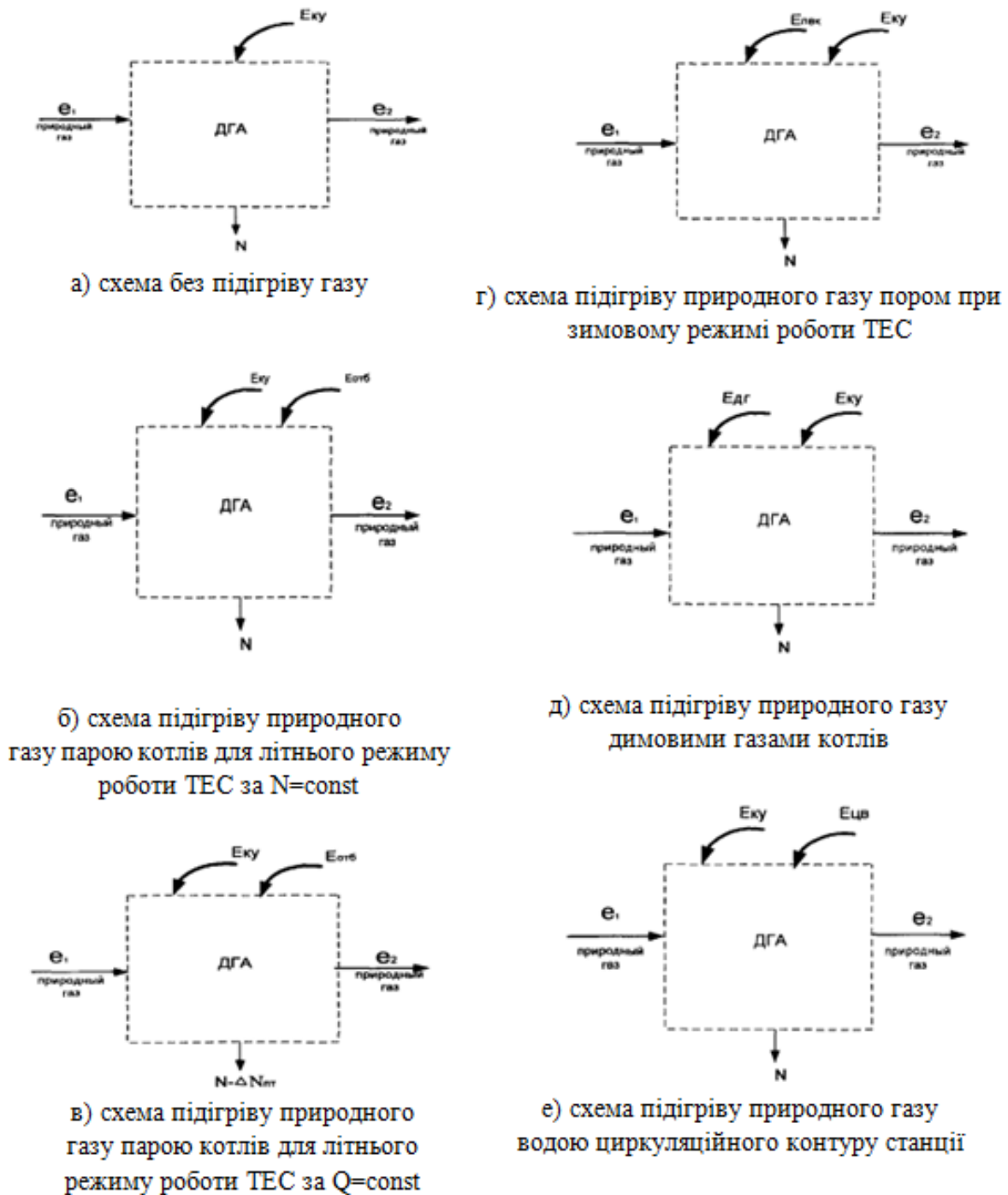


Рис.3.2 - Контрольні поверхні розглянутих схемах

При розрахунку ексергетичного коефіцієнта ефективності в кожній схем були задані однакові вихідні дані:

- температура і тиск природного газу, що надходить на ТЕЦ  $t_1 = 5^{\circ}\text{C}$   $P_1 = 1,2\text{МПа}$ ;
- тиск природного газу на вході в топку енергетичного котла  $P_T = 0,15\text{МПа}$ .;
- природний газ, що розглядається, складається на 100% з метану.

Як впливає з визначення, ексергетичний коефіцієнт ефективності для схеми без підігріву визначається так:

$$k = \frac{N}{G_r \cdot (e_1 - e_2) + E_{ку}}$$

де  $N$  - електрична потужність ДГА,

$G_r$  - витрата природного газу через ДГА,

$e_1$  і  $e_2$  відповідно ексергія природного газу до і після ДГА,

$E_{ку}$  - ексергія додаткового палива, необхідного для безпосереднього нагріву в топці котла холодного газу до параметрів, які він мав би після дроселювання.

Для схеми підігріву газу парою з відборів турбін ексергетичний коефіцієнт ефективності розраховується для двох режимів роботи ТЕЦ:

А. зимовий режим роботи ТЕЦ;

В. літній режим роботи ТЕЦ.

При роботі ТЕЦ у літньому (конденсаційному) режимі відбори турбін не завантажені, та підігрів природного газу здійснюється за рахунок збільшення його подачі із відборів турбін. У зимовому режимі ТЕЦ працює за тепловим графіку з максимальною витратою пари на турбіни при роботі пікових водогрійних котлів (ПВК) з навантаженням, меншим за максимальне.

Тоді для зимового режиму:

$$k = \frac{N}{G_r \cdot (e_1 - e_2) + E_{ку} + E_{ПВК}}$$

$E_{ПВК}$  - ексергія палива витраченого в ПВК, необхідного для нагрівання природного газу, тому що в цьому випадку підігрів хоч і проводиться як і раніше парою, проте станція змушена генерувати додаткову теплову потужність у ПВК.

Літній режим роботи станції розглянемо для двох випадків роботи парової турбіни:

- при постійній потужності парової турбіни  $N_{ПТ} = const$ ;
- при постійній витраті гострої пари в голову турбіни  $Q_{ПТ} = const$ ;

При  $N_{ПТ} = const$  ексергетичний коефіцієнт ефективності схеми

$$k = \frac{N}{G_{\Gamma} \cdot (e_1 - e_2) + E_{\text{від}} + E_{\text{ку}}}$$

$E_{\text{від}}$  - ексергія палива, необхідного для вироблення додаткової кількості гострої пари, щоб потужність парової турбіни залишалася постійною після відкриття відбору.

Щоб розрахувати  $E_{\text{від}}$  необхідно визначити  $\Delta Q_T$  - це та кількість додаткової гострої пари, яку необхідно подати в голову паровий турбіни, для того, щоб вироблена нею електрична потужність залишалася постійною.

На рис.3.3. показано залежність ексергетичного коефіцієнта ефективності від тиску добірної пари, за умови підігріву газу до максимальної температури.

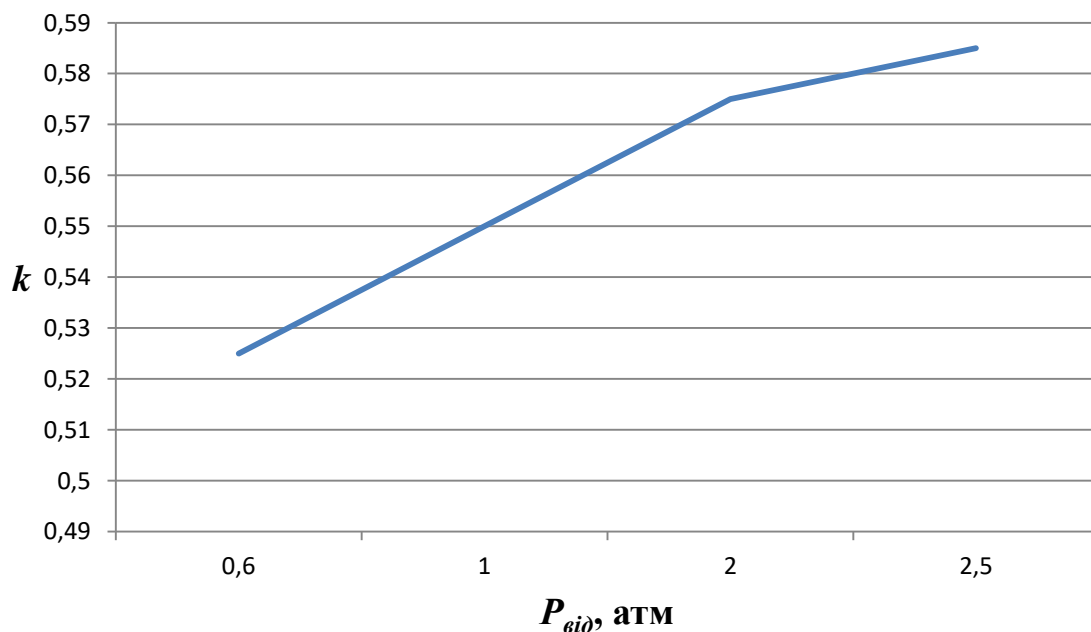


Рис. 3.3 – Залежність ексергетичного коефіцієнту ефективності від тиску відбору пари

При  $Q_{\text{ПТ}} = \text{const}$  ексергетичний коефіцієнт ефективності схеми визначається:

$$k = \frac{N - \Delta N_{\text{ПТ}}}{G_{\Gamma} \cdot (e_1 - e_2) + E_{\text{від}} + E_{\text{ку}}}$$

$\Delta N_{\text{ПТ}}$  - кількість недовиробленої електричної енергії паровий турбіною через збільшення витрати пари з відбору турбіни.

Для схеми з підігрівом газу димовими газами котлів ексергетичний коефіцієнт ефективності дорівнює:

$$k = \frac{N}{G_r \cdot (e_1 - e_2) + E_{дГ} + E_{ку}}$$

$E_{дГ}$  - ексергія тепла, підведеного в теплообмінник із димовими газами.

Для схеми з підігрівом природного газу циркуляційною водою станції ексергетичний коефіцієнт ефективності визначається:

$$k = \frac{N}{G_r \cdot (e_1 - e_2) + E_{цВ} + E_{ку}}$$

$E_{цВ} = G_{цВ} \cdot (e_{цВ1} - e_{цВ2})$  - ексергія теплоти, що підводиться в теплообмінник з циркуляційною водою.

### 3.3. Висновки до розділу 3

1. Методика ексергетичного аналізу дозволяє оцінити термодинамічну ефективність схем незалежно від фактора часу (сезонності) та зовнішніх факторів, таких як, наприклад, питома витрата палива на вироблення кВт-год для конкретної ТЕС.

2. На відміну від ексергетичного, енергетичний аналіз враховує динаміку зміни режимних характеристик елементів схеми.

3. Згідно з ексергетичним аналізом, схема з підігрівом природного газу парою з відбору турбін при постійній потужності ефективніша за схему з постійною витратою пари в голову турбіни. Тоді як енергетичний аналіз не дає однозначної відповіді на це питання.



## **4. РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ ВПРОВАДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ВИКОРИСТАННЯ НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

### **4.1. Техніко-економічна оцінка ефективності схем застосування ДГА на ТЕС**

Економічна ефективність проекту встановлення ДГА на енергетичних та промислових об'єктах значною мірою залежить від тарифу на електричну енергію, за яким підприємство її купує або продає, і від того чи є підприємство генеруючим та продаючим електричну енергію, або частково або повністю її купує сторони. Це пов'язано з тим, що тарифи на електроенергію для електрогенеруючих підприємств значно нижчі від тарифів, за якими виробничим підприємствам змушені її купувати. Очевидно, що в другий випадок економічний ефект від впровадження ДГА буде в кілька разів вище, ніж у першому. Оскільки ТЕС належить до першого типу підприємств, то далі для розрахунків використовується середньозважений тариф, за яким відбувалася реалізація електроенергії у 2020 році від ТЕЦ.

Середньозважений тариф для ТЕЦ визначимо з урахуванням кількості реалізованої електроенергії та її потужності.

Для ТЕЦ середньозважений тариф на електричну відпускну енергію у 2020 році дорівнює 4,25 грн/кВт-год. Для проведення розрахунків техніко-економічних показників ефективності розглянутих раніше схем необхідно знати вартість самої установки ДГА. Подібну інформацію отримати досить складно, оскільки вартість комплексу поставки визначається під час тендерних торгів та в результаті для кожного покупця ДГА – своя ціна.

На рис 4.1 представлено залежність дисконтованого терміну окупності від питомої вартості ДГА, але в рис 4.2 залежність чистого дисконтованого доходу від питомої вартості ДГА.

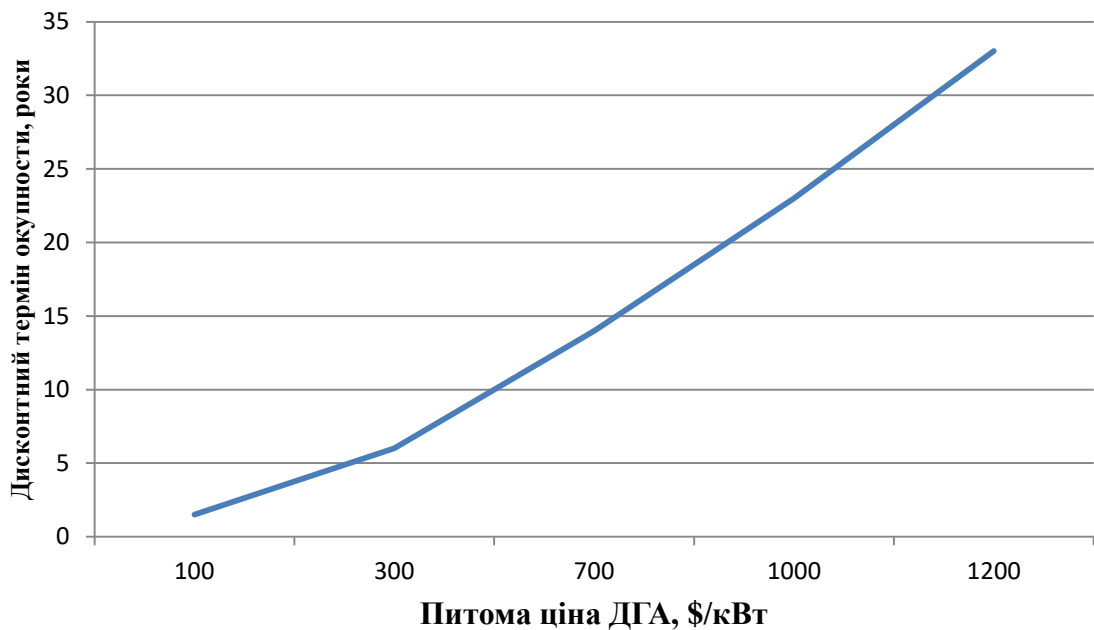


Рис.4.1 – Залежність дисконтного терміну окупності питомої ціни ДГА

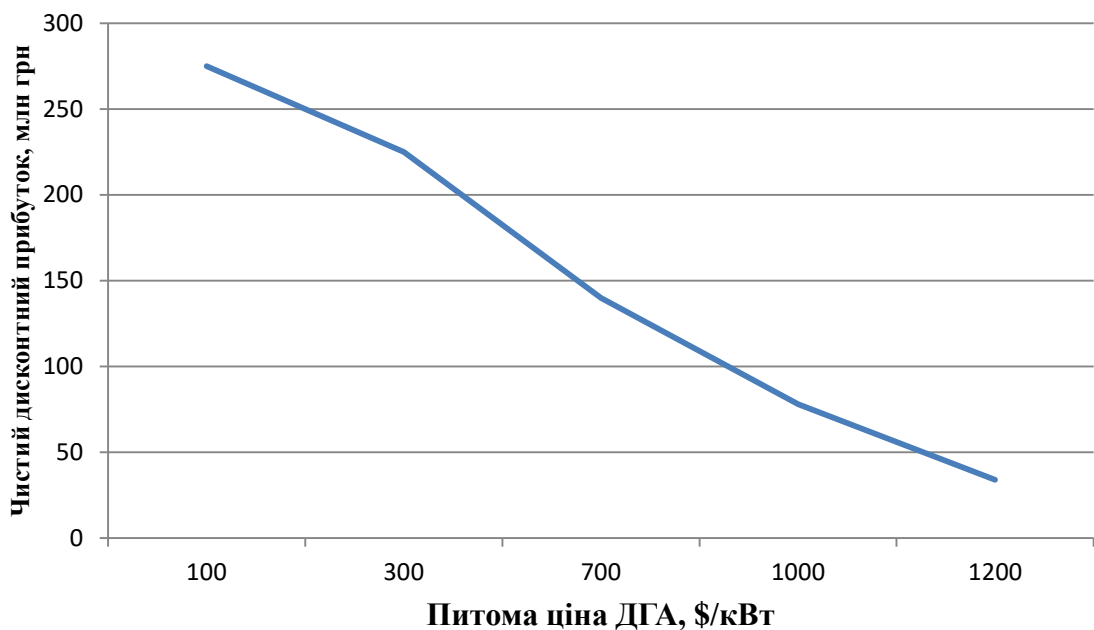


Рис.4.2 - Залежність чистого дисконтного прибутку від питомої ціни ДГА

Таким чином, питома вартість спорудження та встановлення ДГА становила 500 \$/кВт.

Розрахунок економічної ефективності можна проводити в базисних, прогнозних та розрахункових цінах. На стадії техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) інвестиційного проекту обов'язковим є розрахунок економічної ефективності

в прогнозних та розрахункових цінах, які дозволяють врахувати нерівномірне зростання вартості витрат та результатів проекту. Розрахункові ціни використовуються для обчислення інтегральних показників ефективності, якщо поточні значення витрат та результатів виражаються у прогнозних цінах. Це забезпечує порівнянність результатів, отриманих за різних рівнів інфляції [22].

Один із способів визначення розрахункової ставки дисконтування це акумулятивний метод:

$$E = E_{\text{БС}} + \sum E_{\text{Р}}$$

Де  $E_{\text{БС}}$  - безрискова ставка дисконтування;  $\sum E_{\text{Р}}$  - сума надбавок за ризик таких як: ризики, пов'язані з функціонуванням даного проекту, поправки на низьку ліквідність підприємства та інвестиційний менеджмент тощо. Рівень ризику визначається багатьма факторами, тому для уточнення оцінок поправок на ризик необхідно проводити спеціальні економічні дослідження щодо конкретного об'єкта.

Згідно [93] для даного проекту, пов'язаного з інвестиціями в нові потужності  $\sum E_{\text{Р}} = 6\%$ .

Враховуючи тривалий період реалізації проекту та ситуацію, що склалася на світовому фінансовому ринку, дуже складно розраховувати прогнози зміни ставки дисконтування та враховувати вплив інфляції за весь життєвий цикл проекту.

#### **4.2. Особливості застосування детандер-генераторних агрегатів та пропозиції щодо вдосконалення схем їх реалізації**

Особливості застосування дда пов'язані з утилізаційним характером їх застосування. Параметри газу перед ДГА можуть змінюватися протягом доби та протягом року. На рис.4.3 показано споживання природного газу протягом року для ТЕЦ.

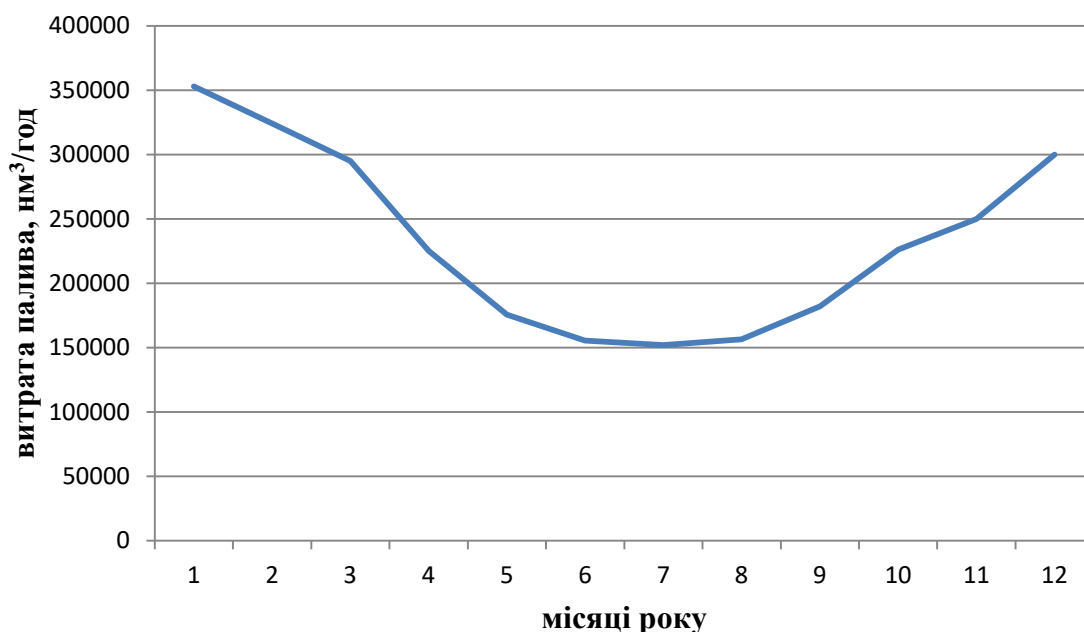


Рис.4.3 – Споживання природного газу на ТЕЦ

Як видно з графіка, літнє споживання природного газу ТЕЦ більш ніж у 2 рази менше зимового його споживання. Помітною буває і добова нерівномірність. При такому нерівномірному споживанні газу максимальна вироблення електроенергії, отже, і економічність застосування ДГА, пов'язані з використанням потенційної енергії всього потоку газу, що надійшов на ТЕЦ. Це залежить від правильного вибору як кількості встановлених турбодетандерів та їх типорозміру, так і, що дуже важливо, від їх оснащення поворотними напрямними лопатками.

Наявність поворотних напрямних лопаток дозволяє у разі, наприклад, зниження витрати природного газу на ДГА зберегти наявне його тиск перед лопатковим апаратом турбіни і тим самим зберегти ступінь розширення і, відповідно, роботу 1 кг газу. Відсутність поворотних лопаток у цьому випадку призводить до дроселювання природного.

Газу в регулювальному клапані турбодетандера, зниження його тиску перед лопатковим апаратом, а значить і ступеня розширення газу та зниження питомої роботи газу. В результаті потужність дда знижується значно більш різко, ніж у разі поворотних напрямних лопаток.

На рис. 4.4 представлена залежність потужності ДГА-6000, який не має поворотних соплових лопаток, від витрати природного газу на детандер. На малюнку також наведено розрахункові дані зазначеної залежності у разі їх наявності. Під час проведення розрахунків внутрішній відносний ККД турбодетандера приймався постійним – 0,85.

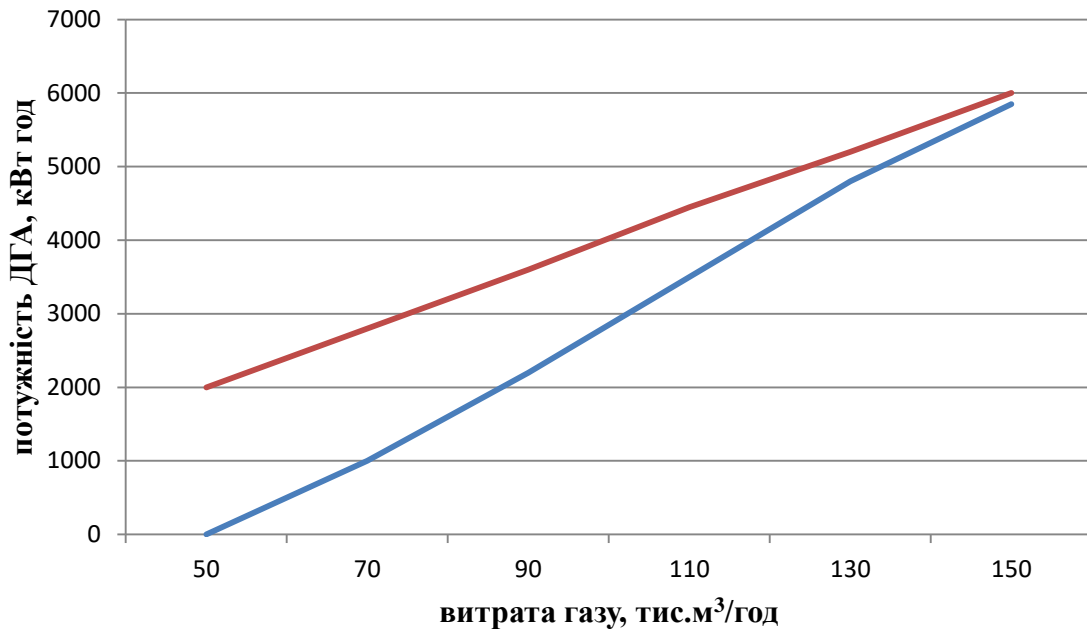


Рис 4.4 - Потужність ДГА з поворотними напрямними лопатками та без

Як видно з графіка, наявність поворотних напрямних лопаток призводить до суттєвого збільшення потужності детандера. Так, наприклад, зниження витрати природного газу від номінального значення - 150 тис. м³/год до 100 тис. м³/год призводить до зниження потужності детандера з 6000 кВт до 2800 кВт. За наявності поворотних напрямних лопаток, потужність ДГА знизиться лише до 4000 кВт. Таким чином, потужність турбодетандеру при наявності поворотних лопаток збільшиться на 42,8%.

У разі використання утилізаційного обладнання, робота якого повністю визначається параметрами робочого тіла перед турбодетандером, суттєве збільшення обсягів електроенергії, що виробляється, при наявності поворотних напрямних лопаток може мати визначальне значення в плані економічності

застосування ДГА. Це пов'язано з тим, що експлуатаційні витрати у разі наявності поворотних лопаток або їх відсутності, за інших рівних умов, залишаються постійними, а вироблення електроенергії, як було показано на даному прикладі, може суттєво відрізнятись. Наприклад, нехай у разі наявності поворотних лопаток, річні надходження від продажу електроенергії (приплив коштів) становлять 100% (Рис. 4.4, варіант 1). Експлуатаційні витрати (відтік коштів) у своїй становлять 65%. І тут економія становитиме  $100-65=35\%$ .

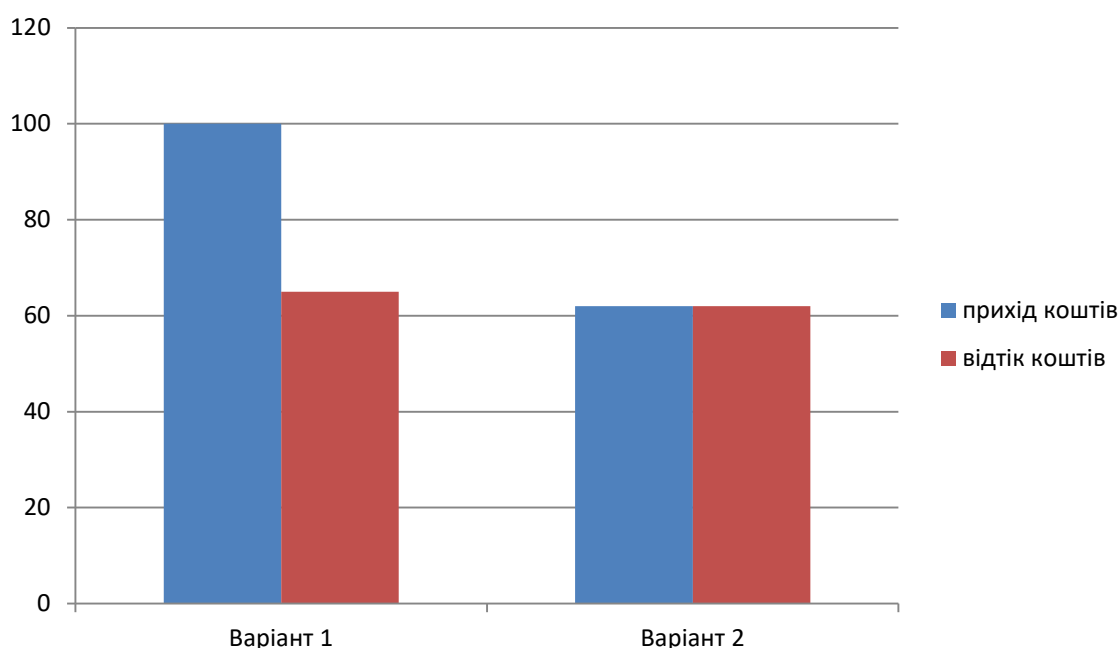


Рис 4.4 - Вплив відсутності поворотних лопаток на економічність застосування ДДА

Нехай у разі відсутності поворотних лопаток виробництво електроенергії знизилася на 30%, тобто до 70% (варіант 2). При цьому економія знизиться до  $70-65=5\%$ ). Таким чином, при зниженні вироблення електроенергії всього на 30% економія знизилася в 6 разів.

Якщо зміни у витраті ПГ великі, то навіть маючи поворотні лопатки (т.к. вони мають межі регулювання) та правильний вибір кількості ДГА та їх типорозмір протягом тривалого часу можуть спостерігатися значні надлишки ПГ, які не можуть бути спрямовані в ДГА. Суть її полягає в тому, що надлишки природного газу

подаються в інжектор, встановлений за два як робочий потік. Це дозволяє знизити тиск за два і тим самим підвищити рівень розширення газу в детандері і відповідно збільшити його потужність [20].

Принципова схема установки ДГА з інжектором наведена на рис.4.5.

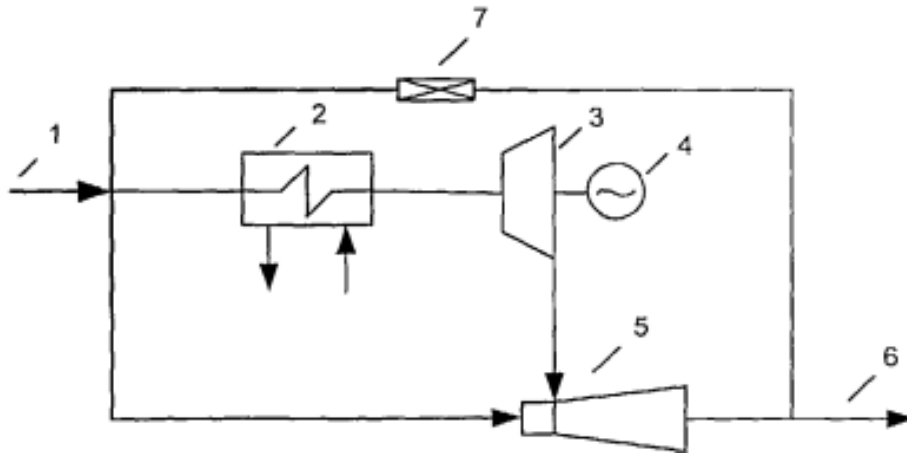


Рис.4.5 - Принципова схема встановлення ДГА з інжектором:

1 і 6 - трубопроводи високого та низького тиску відповідно;

2 – теплообмінник; 3 – детандер; 4 – електрогенератор;

5 – інжектор; 7 - дросель

Графік залежності тиску інжектуючого потоку від витрати природного газу, що надходить у приймальну камеру, представлений на рис. 4.6.

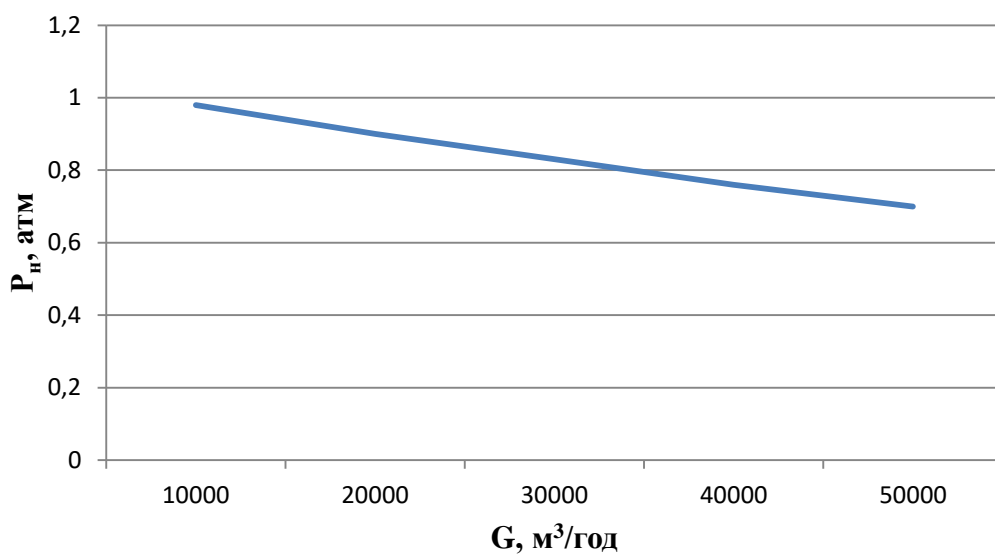


Рис. 4.6. Залежність тиску інжектуючого потоку від витрати газу, що надходить у приймальну камеру при  $P_p=12$ атм

Графіки залежності потужності ДГА від витрати газу високого тиску через інжектор показано рис. 4.7.

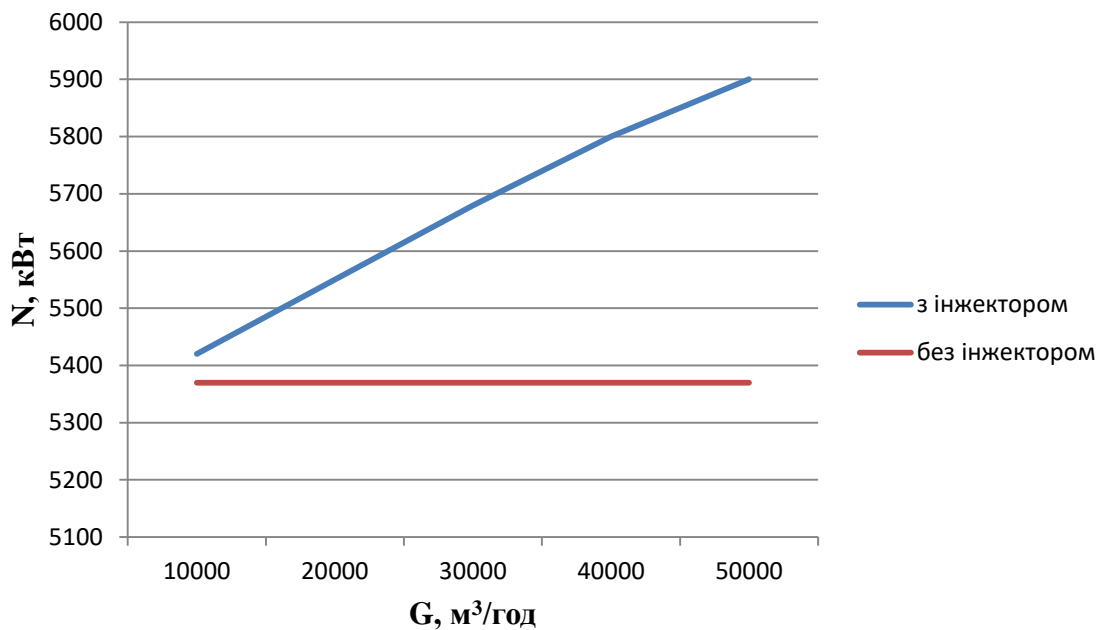


Рис. 4.7 - Залежність потужності ДГА від витрати газу високого тиску через інжектор

### 4.3. Висновки до 4 розділу

1. Проведено аналіз економічної ефективності проекту впровадження інжекторів у існуючу схему застосування детандер-генераторних агрегатів та зроблено такі висновки:

- термін окупності проекту з інжектором зменшується на вісім відсотків;
- чистий дисконтований прибуток проекту з інжектором збільшується на сімнадцять відсотків;
- середня собівартість виробленої електричної енергії за період проекту з інжектором зменшиться на дев'ять відсотків.



## ВИСНОВКИ

В результаті проведених досліджень отримано нове вирішення **актуального наукового завдання**, встановлення закономірностей тепломасообмінних процесів, що протікають при використанні надлишкового тиску природного газу, на основі яких можна зробити наступні висновки.

1. Проблема енергозбереження є загальносвітовою, про що свідчить створення різних програм підвищення енергоефективності, оптимізації енергоспоживання, раціонального використання енергоресурсів тощо. у всьому світі;

2. Величезний потенціал для вирішення проблеми енергозбереження закладено у утилізації вторинних енергоресурсів. В Україні актуальним є питання використання потенційної енергії надлишкового тиску газів та парів у всіх галузях промисловості, особливо газової та хімічної;

3. Беручи до уваги, що спостерігається безперервне збільшення споживання газу у світі, а також підвищені екологічні вимоги до діючим та створюваним енергетичним об'єктам, можна дійти до висновку про необхідність розробки та впровадження методів використання надлишкового тиску природного газу.

4. При виборі найефективнішої схеми підігріву природного газу необхідно провести їхній порівняльний аналіз. Критерієм такого порівняння може бути ексергетичний ККД всієї ТЕС, коефіцієнт використання палива, питомі витрати пального на одиницю ТЕС, що виробляється електричної потужності та ін.

5. Турбіни, що розташовані на ТЕЦ можуть працювати у двох основних режимах - з повністю завантаженими відборами (зимовий) та з недовантаженими відборами (літній, конденсаційний), тому були розглянуті схеми підігріву природного газу при використанні ДГА на ТЕЦ та проведено їх порівняльний аналіз.

6. Методика ексергетичного аналізу дозволяє оцінити термодинамічну ефективність схем незалежно від фактора часу (сезонності) та зовнішніх факторів, таких як, наприклад, питома витрата палива на вироблення кВт-год для конкретної ТЕС.

7. На відміну від ексергетичного, енергетичний аналіз враховує динаміку зміни режимних характеристик елементів схеми.

8. Згідно з ексергетичним аналізом, схема з підігрівом природного газу паром з відбору турбін при постійній потужності ефективніша за схему з постійною витратою пари в голову турбіни. Тоді як енергетичний аналіз не дає однозначної відповіді на це питання.

9. Проведено аналіз економічної ефективності проекту впровадження інжекторів у існуючу схему застосування детандер-генераторних агрегатів та зроблено такі висновки:

- термін окупності проекту з інжектором зменшується на вісім відсотків;
- чистий дисконтований прибуток проекту з інжектором збільшується на сімнадцять відсотків;
- середня собівартість виробленої електричної енергії за період проекту з інжектором зменшиться на дев'ять відсотків.

10. Розроблена схема встановлення ДДА на ТЕС, що забезпечує зниження тиску газу за детандером за допомогою інжектора, дозволяє збільшити електричну потужність турбодетандеру до 20%.

6. На підставі результатів порівняльного економічного аналізу схем підігріву природного газу показано, що всі схеми мають позитивні показники економічної ефективності, а найбільш ефективною є схема підігріву природного газу з використанням пара з відборів турбіни

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 року : схвалено розпорядженням від 15 березня 2006 р / Кабінет Міністрів України. – К. : Парлам. вид-во, 2006. – 129 с.
2. Костенко Д.А. Енергозберігаючий потенціал надлишкового тиску природного газу у газотранспортній системі України / Д.А. Костенко, В.О. Дмитренко // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 1. – С. 54.
3. Козак Л.Ю. Енергозаощадження в нафтогазовидобувній галузі: монографія. Івано-Франківськ, 2007. 136 с.
4. Говдяк Р.М. Шляхи підвищення енергоекологічної безпеки та ефективності роботи магістральних газопроводів України. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. № 1(42). С. 17-24.
5. Osipov S., Zlyvko O., Vyckov N., Kharlamova D., Zaryankin A. Increasing the efficiency of using the natural gas potential energy in turbo-expander units for power generation. 19th conference on power system engineering. Pilsen, Czech Republic. 2020. Vol. 2323, Issue 1. doi.org/10.1063/5.0043465
6. Davide B., Devia F., Brunenghi M.M., et al. Waste energy recovery from natural gas distribution network: CELSIUS project demonstrator in Genoa. Sustainability. 2015. vol. 7. No. 12. Pp. 16703–16719. doi.org/10.3390/su71215841
7. Турбодетандери та парові турбогенератори на базі струминно-реактивних турбін URL: <https://fluitech.com.ua/ru/turbodetanderyi-i-parovyie-turbogeneratoriyi-na-baze-struyno-reaktivnyih-turbin/> (дата звернення: 20.02.2024)
8. G. Barone, A. Buonomano, F. Calise and A. Palombo. Natural gas turbo-expander systems: A dynamic simulation model for energy and economic analyses. Thermal science. Year 2018. Vol. 22. No. 5. pp. 2215-2233. doi.org/10.2298/TSCI180109276B

9. Говдяк Р.М. Утилізація енергії тиску природного газу в турбодетандерних установках на об'єктах газової промисловості. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2014. № 1. С. 7-12.

10. Костенко Д.А., Дмитренко В.О. Енергозберігаючий потенціал надлишкового тиску природного газу у газотранспортній системі України. Нафтова і газова промисловість. 2003. № 1. С. 54-61.

11. Репін Л.А. Можливості використання енергії тиску природного газу на малих газорозподільних станціях. Енергозбереження. 2004. №3. С. 34-39.

12. Михаленко В.А., Белінський А.В., Варламов Н.В. та ін Науково-методичні основи концепції маловитратної реконструкції та технічного переозброєння газорозподільних станцій. Газова промисловість. 2016. № 9. С. 72-81.

13. Belinskiy A.V., Rebrov O.I., Rechinskiy S.N. Low-cost ways to increase productive capacity of gas-distributing stations in operation. Scientific and technical collection - News of Gas Science. 2018. №2 (34). pp. 88-99.

14. Belinskiy A.V., Rebrov O.I. Development and approbation of a methodological approach to the justification of measures of low-cost technical modernization of gas distribution stations/ Oil and Gas Territory. 2016. Vol.12. Pp. 54-61.

15. Daneshi H., Zadeh H.K., Choobari A.L. Turboexpander as a distributed generator/ Proceedings of the Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. Pittsburgh USA. 2008. pp. 1-7. DOI:10.1109/PES.2008.4596583

16. Kuczynski S., Łaciak M., Olijnyk A., Szurlej A., Włodek T. Techno-Economic Assessment of Turboexpander Application at Natural Gas Regulation Stations/ Energies. 2019. Vol. 12(4).755. doi.org/10.3390/en12040755

17. Rutkowski M.A., Shybeka A.S., Halynia K.I. Hydraulic Calculation of Copper Pipelines for Heating and Internal Gas Supply Systems. Science & Technique. 2018. Vol. 17(6). Pp. 508-514. doi.org/10.21122/2227-1031-2018-17-6-508-514

18. Іонін А.А., Жила В.А., Артихович В.В., Пшонік М.Г. Газопостачання. за заг. ред. В.А. Жили. 2013. 472 с.18 ДБН Газопостачання 2.5-20:2018.

19. I. Wichterle, R. Kobayashi Vapor-liquid equilibrium of methane-ethane-propane system at low temperatures and high pressures/ Journal of Chemical and Engineering Data, vol.17, No 1, 1972, p.13-18.

20. H.C.Weise, J.Jacobs, B.H. Sage Phase equilibria in the hydrocarbon systems. Phase behavior in the methane-propane-n-butane system/ Journal of Chemical and Engineering Data, vol.15, No 1, 1970, p.82-91.