

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»
ФІЗИКО-ТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
КАФЕДРА ФІЗИКИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ А.А. Халатов

“ ” _____ 20__ р.

Дипломна робота
освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр»

з напрямку підготовки (спеціальності) 6.040204 Прикладна фізика

на тему: Термодинамічний цикл ядерної енергетичної установки з тепловою потужністю реактора 250 МВт з гелієвою газовою турбіною

Виконав: студент IV курсу, групи ФФ-12
Філатов Артем Андрійович _____

Керівник н.с. ІТТФ НАН України, асистент каф. «Фізика енергетичних систем»
НТУУ «КПІ»; канд. техн. наук

Доник Т.В. _____

Рецензент с.н.с ІТТФ НАН України, »; канд. техн. наук

Северін С.Д. _____

Засвідчую, що у цій дипломній роботі немає
запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2015

РЕФЕРАТ

Дипломна робота містить 74 сторінки, 5 таблиць, 31 рисунок, список джерел з 21 найменування.

Термодинамічний цикл ядерної енергетичної установки з тепловою потужністю реактора 250 МВт з гелієвою газовою турбіною.

Об'єктом дослідження є термодинамічні процеси складного циклу модульної ядерної енергетичної установки з тепловою потужністю реактора 250 МВт з газовою турбіною, робочим тілом в якій є газоподібний гелій.

Предметом дослідження є показники впливу ефективності елементів ГТУ на ККД та електричну потужність установки.

Метою даної роботи є аналіз термодинамічного циклу ядерної енергетичної установки з тепловою потужністю реактора 250 МВт з гелієвою газовою турбіною та дослідження впливу ефективності елементів ГТУ на ККД та електричну потужність циклу в певних діапазонах зміни значень, від технічно досяжних до максимально можливих. При досліджуванні використовувався метод математичного моделювання за допомогою спеціалізованої програми Helium v1.2.

Завданнями роботи є:

1. Вибір об'єкту дослідження (технічні характеристики енергоблоку).
2. Аналіз та побудова математичної моделі.
3. Тестування моделі.
4. Побудова P-V і T-S діаграм складного термодинамічного циклу Брайтона з проміжним охолодженням в компресорі та регенерацією теплоти.
5. Виконати дослідження впливу ККД елементів ГТУ, ступені регенерації, коефіцієнту проміжного охолодження в компресорі та величин втрат в магістралях теплообмінників на ККД та електричну потужність всієї установки.

За результатами роботи зроблені наступні висновки:

1. Аналіз літератури показав, що одним із перспективних напрямів розвитку ядерної енергетики є високотемпературний газоохолоджувальний реактор. Ця концепція передбачає використання в якості теплоносія газоподібного гелію.

2. Виконано пошук вхідних параметрів та побудована математична модель термодинамічного циклу, яка забезпечує високу точність результатів. Проведено тестування для реактора МГР-100ГТ, результати якого показали, що похибки по електричній і по тепловій потужності установки становлять не більше 0,5%, по витраті гелію 1,3%, а похибка по електричному ККД циклу знаходиться в діапазоні 0,87 ... 1,2%.

3. В межах зміни ККД компресорів низького та високого тисків, турбіни, ступеня регенерації та температурного коефіцієнта проміжного охолодження, а також величин відносних втрат тисків в магістралях регенератора, попереднього та проміжного теплообмінників виконано дослідження впливу на ККД та електричну потужність всієї установки для базового режиму вироблення електроенергії та отримано такі результати:

1) Найбільший вплив на ККД установки має проміжне охолодження в компресорі. При його збільшенні з 1,0 до 1,1, тобто зменшенні глибини охолодження на 10%, потужність установки падає майже на 35%

2) Для компресора високого тиску зниження ККД від базового значення 0,85 до 0,8 знижує електричний ККД циклу тільки на 2%, а електрична потужність установки знижується на 2,5%. Для компресора низького тиску зниження ККД та потужності складає відповідно 1,3% та 4%.

3) Збільшення ступеня регенерації від 0,85 до 0,95 призводить до значного зростання потрібної площі поверхні і маси теплообміну в регенераторі, тому значення ступеня регенерації 0,83 є достатньо обумовлені для отримання високих значень ККД циклу.

4) Зменшення ККД турбіни від базового значення 0,93 до 0,85 електричний ККД та ККД корисної роботи циклу знижуються на 9 та 8,5 % відповідно, при цьому ступінь зниження тиску в турбіні збільшується на 8,5%.

4. При розробці гелієвої ГТУ слід максимально знизити значення відносних втрат тиску в магістралях теплообмінників. З кожним збільшенням відносних втрат на 1,0% від базового значення в 3,0% ККД та електрична потужність установки знижуються на 1,5-2%.

Ключові слова: термодинаміка, складний цикл Брайтона, проміжне охолодження, регенерація теплоти, модульний гелієвий реактор, газова турбіна.

SUMMARY

Thesis contains 74 pages, 5 tables, 31 figures, and the source list of 21 names.

Thermodynamic cycle of a nuclear power plant with 250 MW thermal power with helium gas turbine.

Objects of research are processes in the complex thermodynamic cycle of modular nuclear power plant with 250 MW thermal power with a gas turbine, which uses gaseous helium as working fluid.

The subject of the study is to analyze the impact of the efficiency of gas turbine elements on efficiency and electric power of entire plant.

The aim of this work is to analyze the thermodynamic cycle of a nuclear power plant with 250 MW thermal power with helium gas turbine and to study the impact of the efficiency of gas turbine elements on efficiency and electric power of the cycle in certain ranges of values, from technically reachable to the maximum possible. To create the mathematical model we used specialized program named Helium v1.2.

The objectives of the work are:

1. To select the object of the study (specifications of power unit).
2. To analyze and to create a mathematical model.
3. To test the model.
4. To build PV and T-S diagrams of complex Brayton cycle with intercooling in the compressor and heat regeneration.
5. To perform research of influence of the efficiency of gas turbine, degree of regeneration, coefficient of intermediate cooling in the compressor and the quantities of heat loss in pipelines on electrical power and efficiency of the entire power plant.

As a result we made following conclusions:

1. Analysis of the literature showed that one of the most promising directions of evolution of nuclear power plants is high-temperature gas cooled reactor. This concept uses gas helium as a carrier.

2. We found input parameters and created the mathematical model of thermodynamic cycle that provides rather high accuracy results. It was tested on the

reactor MGR-100GT, and the results of the test showed that the errors in the electrical and the thermal power installations are less than 0.5%, and 1.3% for the helium flow, and error of the electric efficiency of the cycle is in the range 0.87. .. 1.2%.

3. Within the changing efficiency of low and high pressure compressors, turbine, efficiency ratio of preliminary and intermediate heat exchangers, the degree of regeneration and temperature coefficient of intermediate cooling, and the relative loss of pressure we have explored the impact of the efficiency of gas turbine elements on electric power and efficiency of the entire power plant and received the following results:

1) The biggest impact on the efficiency of the power plant has an intermediate cooling in the compressor. With his increasing from 1.0 to 1.1, which means the reduction of the cooling by 10%, electrical power of the plant decreases by almost 35%.

2) For high pressure compressor efficiency reduction from the baseline value of 0.85 to 0.8 reduces the electrical efficiency of the cycle only by 2%, and electrical power of plant reduces by 2.5%. For low pressure compressor reducing efficiency and power is respectively 1.3% and 4%.

3) Increasing the degree of regeneration from 0.85 to 0.95 leads to a significant increase in the required surface area and mass of heat in the regenerator, so the value 0.83 of the degree of regeneration is enough for achieving high values of the efficiency of the cycle.

4) Reducing the efficiency of the turbine from the base value of 0.93 to 0.85 reduces electrical efficiency and coefficient of useful work in cycle by 9% and 8.5% respectively, while the degree of pressure reduction in the turbine increases by 8.5%.

4. While constructing helium gas turbine we should minimize the relative pressure loss in pipelines of heat exchangers. Calculations showed that every increase of 1.0% from the basic value of 3.0% reduces efficiency and electric power by 1.5-2%.

Keywords: thermodynamics, complex Brayton cycle, intermediate cooling, heat regeneration, modular helium reactor, gas turbine.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	11
ВСТУП.....	13
РОЗДІЛ 1. ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЯДЕРНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ	15
1.1. Загальні відомості	15
1.2. Ядерна безпека	17
1.3. Високотемпературний гелієвий реактор	20
1.3.1. Реактор	24
1.3.2. Блок перетворення енергії.....	27
Висновки та постановка задачі.....	29
РОЗДІЛ 2. ТЕРМОДИНАМІЧНИЙ ЦИКЛ БЛОКА ПЕРЕТВОРЕННЯ ЕНЕРГІЇ ГТ-МГР.....	31
2.1. Складний цикл ГТУ	31
2.2. Проміжне охолодження робочого тіла в компресорі	34
2.3. Регенерація теплоти в циклі.....	37
2.4. Методика побудови математичної моделі циклу ГТУ БПЕ.....	39
2.4.1. Введення початкових даних і завдання початкових наближень....	40
2.4.2. Послідовність розрахунку параметрів основних елементів ГТУ ..	42
2.5. Тестування математичної моделі ГТУ.....	48
Висновки до розділу	52
РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ККД ФУНКЦІОНАЛЬНИХ ЕЛЕМЕНТІВ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЦИКЛУ ГТУ ЯЕУ З ТЕПЛОВОЮ ПОТУЖНІСТЮ РЕАКТОРА 250 МВт	53
3.1. Аналіз термодинамічного циклу ГТУ.....	53

3.2. Вплив ККД функціональних елементів ГТУ на ефективність циклу в режимі вироблення електроенергії.....	58
Висновки до розділу	69
ВИСНОВКИ.....	71
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	73

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

Латинські символи:

C – теплоємність, Дж/(кг·К);

G – необхідна витрата, кг/с;

P – тиск, Па;

Q – теплова потужність, Вт;

S – питома ентропія, Дж/(кг·К);

T – температура, °С;

h – питома ентальпія, Дж/кг;

k – показник адіабати;

l – питома робота, Дж/кг;

q – питома теплота, Вт/м²;

v – питомий об'єм, м³/кг;

Грецькі символи:

β – коефіцієнт збільшення теплових витрат через використання проміжного охолодження в компресорі;

η – коефіцієнт корисної дії;

μ – молярна маса;

ν – загальний коефіцієнт втрат в циклі;

ξ – коефіцієнт питомих втрат;

π – ступінь підвищення тиску;

σ – ступінь регенерації теплоти;

τ – коефіцієнт проміжного охолодження в компресорі;

Індекси:

Б – цикл Брайтона;

г – гарячий тракт;

гр – гранична умова;

ел – електричний;

к – компресор;

квт – компресор високого тиску;

кнт – компресор низького тиску;

кр – корисна робота;

опт – оптимальне значення;

пп – попередній теплообмінник;

пром – проміжний теплообмінник;

реак – реактор;

рег – регенератор;

розш – розширення;

ст – стиснення;

т – турбіна;

х – холодний тракт;

ц – цикл;

p – параметр, визначений при постійному тиску;

V – параметр, визначений при постійному об'ємі;

Скорочення:

БПЕ – блок перетворення енергії;

ВВЕР – водо-водяний енергетичний реактор;

ВТГР – високотемпературний газоохолоджувальний реактор;

ГТУ – газотурбінна установка;

ІАБ – імовірнісний аналіз безпеки;

КВВП – коефіцієнт використання встановленої потужності;

квт – компресор високого тиску;

кнт – компресор низького тиску;

ТА – теплообмінний апарат;

ТВЕЛ – тепловидільний елемент;

ЧПЗ – частота пошкодження активної зони;

ЯЕУ – ядерна енергетична установка;

ВСТУП

У сучасні часи все більш актуальним стає питання підвищеного споживання електроенергії. Паливних корисних копалин з кожним роком стає менше, при тому, що їх видобування тільки зростає, а з іншої сторони стоїть проблема виникнення парникового ефекту, який є одним з наслідків теплових та хімічних викидів в атмосферу від спалювання традиційних енергоресурсів. Останнє найбільше стосується теплових електростанцій, які є не тільки найбільшими постачальниками електроенергії, але одним з найбільших джерел забруднення атмосфери. Отже, виникає необхідність пошуку нових технологій отримання електроенергії, з покращеними екологічними, економічними, та функціональними показниками.

З сучасним розвитком науки і техніки шляхом вирішення даної проблеми дає активний розвиток ядерної енергетики, на основі перспективних реакторів IV покоління. Серед всіх шести схем, які розробляються в даний час, особливо слід зазначити високотемпературний газоохолоджувальний реактор (ВТГР), принциповою відмінністю якого є використання в якості теплоносія газоподібного гелію. Процес перетворення теплової енергії ядерної реакції в електричну відбувається за допомогою ГТУ, що працює за складним циклом Брайтона.

Така схема має цілий ряд переваг перед звичайними легководними або важководними реакторами. По-перше, гелій не активується при проходженні через активну зону реактора, що окрім надзвичайної переваги в екологічності надає змогу позбутися другого контуру, зробивши систему компактнішою. По-друге, за рахунок більш високої (750-850°C) температури теплоносія підвищується ККД циклу, і з'являється можливість використання скидного тепла для інших технологічних потреб.

Дана робота присвячена дослідженню термодинамічного циклу блоку перетворення енергії модульної ядерної енергетичної установки з гелієвим реактором тепловою потужністю 250 МВт, як найбільш перспективної в якості можливої заміни існуючих регіональних ТЕЦ. Метою даної роботи є виконати дослідження впливу зміни ККД компресорів низького та високого тиску, турбіни,

коефіцієнтів ефективності попереднього та проміжного теплообмінників, ступеня регенерації та температурного коефіцієнта проміжного охолодження, а також величин відносних втрат тисків на ККД та електричну потужність установки в певних діапазонах зміни значень, від технічно досяжних до максимально можливих.

РОЗДІЛ 1

ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЯДЕРНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

1.1. Загальні відомості

На даний момент людство зіткнулося з проблемою підвищеного споживання електроенергії, в той час, як паливних корисних копалин стає дедалі менше, а нові перспективні технології виробництва електроенергії ще не набули широкого поширення. З іншого боку стоїть проблема парникового ефекту, що виникає через викиди в атмосферу продуктів згоряння традиційних енергоресурсів. Таким чином, виникає необхідність пошуку нових технологій отримання електроенергії, які характеризуються покращеними економічними, екологічними та функціональними показниками.

З сучасним розвитком науки і техніки рішенням представлених проблем є активний розвиток ядерної енергетики. Основними перевагами її є: надійність, стійка вартість виробленої електроенергії, порівняно невеликий обсяг відходів, доступність ресурсів – за умови використання сучасних науково-технічних досягнень [1].

Розвиток ядерної енергетики почався з перших реакторів 1950-х років, і триває донині. Потужність енергоблоків, що зводились, зросла з 60 МВт до понад 1300 МВт. Розпочавшись з одиниць, а після десятків дослідних станцій напіввійськового призначення, в нинішній час в 30 країнах світу вже працює 438 енергетичних ядерних реакторів, і будуються кілька десятків нових. За оцінкою МАГАТЕ, принаймні, ще 67 реакторів будуть введені в дію протягом 15 років, і більшість з них знаходиться в Європі і США, Японії, Росії, Південної Кореї, Канаді, Індії, Україні та Китаї [2]. На рис. 1.1 представлена схема поетапного розвитку ядерної енергетики [3].

До першого покоління відносяться реактори, що були розроблені в 1950-і та 1960-і роки, та являють собою видозмінені і збільшені у розмірах ядерні реактори

військового призначення, які створювались для руху підводних човнів (реактор Fermi I з рідким натрієм в якості теплоносія) або для виробництва плутонію (реактор Magnox). Електрична потужність таких реакторів становила 30 – 150 МВт. Винятком був реактор Dresden I, що мав понад 200 МВт електричної потужності [4].

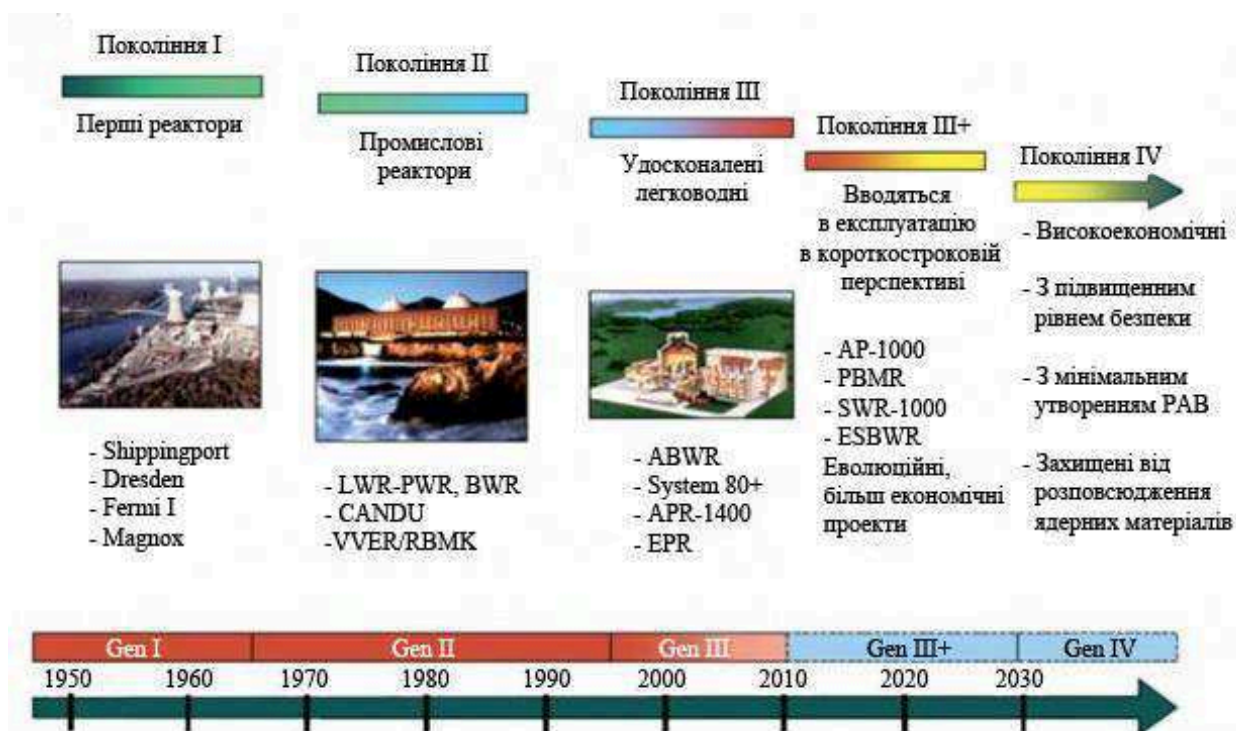


Рис.1.1. Покоління ядерних реакторів

До другого покоління відносяться ядерні реактори, які в даний час знаходяться в промисловій експлуатації. Найбільшого поширення набули вододіючі енергетичні реактори (ВВЕР), що використовують в якості сповільнювача і теплоносія звичайну воду під тиском – їх налічується близько 60% від загальної кількості. Особливістю даної конструкції є наявність двох контурів теплообміну – в первинному контурі вода під великим тиском прокачується через активну зону реактора, а у вторинному утворюється пара, що обертає турбіну [3].

Реактори III покоління введені в експлуатацію переважно в Японії. Основними відмінностями від реакторів попередніх поколінь є збільшений термін служби – до 60 років, і проектний коефіцієнт використання встановленої потужності до 92%. Для

порівняння, максимальні проектні значення КВВП навіть для найбільш модернізованих реакторів ВВЕР II покоління складають 75-80% [3, 5].

Ядерні реактори покоління III+ – найбільш відомими проектами є AP1000 (США), БН-800 (Росія) і АСР1000 (Канада). У порівнянні з реакторами II-го і III-го покоління вони характеризуються зменшенням об'єму та складності конструкції, використанням малозбагаченого палива, підвищеною безпекою і мають ККД вище 40% [3].

До реакторів покоління IV відносять більшість новітніх розробок, які в нинішній час знаходяться на стадіях експериментальних установок або діючих прототипів, з можливим терміном введення в експлуатацію не раніше 2020-2030-х років. В даний час розробляються шість схем: три на швидких нейтронах, одна на теплових, і ще дві, що дозволяють працювати як у швидкому, так і в тепловому спектрі [6]. Особлива увага приділяється високотемпературному газоохолоджувальному реактору (ВТГР), принциповою відмінністю якого є використання в якості теплоносія газоподібного гелію.

1.2. Ядерна безпека

В даний час значення ядерної енергетики в загальному енергетичному балансі висуває, як одну з актуальних завдань, подальше вдосконалення енергетичних ядерних реакторів з підвищеним рівнем їх безпеки. Перш за все, це відноситься до тих реакторів, на основі яких планується розвиток ядерної енергетики в найближчі 15 років. Особливо це стосується найбільш перспективних реакторів III+ і IV поколінь. Дана проблема є складною комплексною задачею, ефективна реалізація якої залежить від цілого ряду взаємопов'язаних факторів. Оскільки головною метою безпеки ядерної енергетичної установки (ЯЕУ) є захист людей та охорона навколишнього середовища від шкідливого впливу іонізуючого випромінювання, то основним фактором, що впливає на рівень безпеки, залишається наявна технічна можливість мінімізації ризику її експлуатації, особливо в аварійних умовах. При

порушенні умов нормальної експлуатації атомні електростанції та інші підприємства та споруди з ЯЕУ становлять підвищену загрозу безпеці життєдіяльності людини і навколишнього середовища. Тому головною проблемою розвитку сучасної атомної енергетики є підвищення і регулювання безпеки експлуатації в умовах, відмінних від нормальних.

Безпека ядерних реакторів тісно пов'язана з поняттям радіаційної безпеки людини – стану захищеності від радіаційного впливу, який забезпечується безпекою ядерних станцій – їх властивістю з певною ймовірністю запобігати аваріям.

Спочатку ядерні реактори відповідно до історично сформованих концепцій їх безпеки також було прийнято поділяти на покоління. Так, на території колишнього СРСР до першого покоління ядерних енергетичних реакторів відносили енергоблоки АЕС, проекти яких виконувалися задовго до 1973 р – введення в дію документа «Загальні правила безпеки» (ЗПБ-73) [7]. У ті роки передбачалося, що надійність обладнання настільки висока, що ні корпуси ВВЕР, ні їхні головні циркуляційні трубопроводи не зможуть втратити щільність, і максимальний розрив першого контуру, якщо відбудеться, то на трубопроводах, спеціально забезпечених обмежувачем витрати діаметром 32 мм. Відповідним чином, виходячи з цієї умови, проектувалися системи безпеки, в тому числі, системи герметичного огороження, щоб радіаційний вплив на персонал і населення не перевищував критеріїв, встановлених санітарними нормами.

У документі ЗПБ-73 сконцентрували вітчизняний і зарубіжний досвід експлуатації реакторів першого покоління. На їх основі було створено друге покоління ВВЕР, які повинні були вже витримати розрив головних циркуляційних трубопроводів з умовними діаметрами 500 і 850 мм для ВВЕР-440 і 1000, відповідно. До другого покоління належить більшість ВВЕР, які нині знаходяться у експлуатації.

Відмінною рисою третього покоління ВВЕР, проекти яких розроблялися після Чорнобильської аварії та введення в дію ЗПБ-88, є те, що їхня концепція глибоко ешелонованої захисту передбачала управління запроектними аваріями. Тобто

ймовірність виникнення важких аварій може бути визначена і потрібне вміння ними управляти.

Розрахунки цієї ймовірності зараз проводяться методами імовірнісного аналізу безпеки (ІАБ) [7]. Даний метод підрозділяється на два рівні - ІАБ-1 і ІАБ-2. ІАБ-1 енергоблоку атомної станції розраховує частоту пошкодження активної зони (ЧПЗ), яка є причиною важких радіаційних аварій, і застосовується безпосередньо до реактора. ІАБ-2, в свою чергу, розраховує ймовірність аварії з викидом радіоактивних речовин у навколишнє середовище, і об'єктом його дослідження є активна зона і контур теплоносія. При оцінці ймовірності пошкодження активної зони за допомогою ІАБ-1, слід зазначити, що його допущення і можливості не дозволяють довіряти значенням, меншим, ніж 10^{-5} (реактор·рік)⁻¹. Це пов'язано з рядом особливостей методів ІАБ, насамперед, з неможливістю експериментального підтвердження розрахункових величин, а також з труднощами кількісної оцінки внеску людського фактора, який складає величину порядку 20 - 60%.

Іншою складністю в кількісній оцінці ядерної безпеки є встановлення зв'язку між ЧПЗ і ймовірністю ядерної аварії, якій за визначенням вимірюється ядерна безпека атомних станцій. В роботі [7] для цього запропоновано використовувати теорію масового обслуговування, яка в якості першого наближення з цілою низкою припущень дає співвідношення:

$$P = 1 - e^{-\lambda\tau},$$

де P – ймовірність ядерної аварії, λ – ЧПЗ, τ – час, рік.

Однак у цій же роботі було відзначено, що суворе математичне рішення задачі про встановлення зв'язку між частотою і ймовірністю ядерної аварії невідомо. Тому дану формулу слід розглядати як модель, що дозволяє лише оцінити тенденції шуканого зв'язку. Ця модель, тим не менш, може бути інтерпретована наступним чином: чим довше час експлуатації об'єкта, тим вище ймовірність аварії на ньому.

Недоліки та обмеження ІАБ за весь час його використання добре вивчені і представлені в роботі [7]. Даний метод оцінює частоту пошкодження активної зони, яка може характеризувати тільки тенденцію зміни ядерної безпеки для конкретної

АЕС, як вона визначена в нормах. Цю частоту можна пов'язати з ймовірністю, згаданою у визначенні ядерної безпеки, лише зробивши ряд серйозних припущень. Важка аварія на АЕС – це одинична подія, після якого об'єкт перестає експлуатуватися, тому теорія ймовірностей не спроможна, та й не претендує на розрахунок ймовірності таких подій. Виникає необхідність пошуку альтернативної можливості моніторингу ймовірності аварії.

Один з можливих способів полягає в тому, щоб технічно знизити ймовірність виникнення аварійної ситуації до мінімуму – шляхом створення реактора принципово нового типу, наприклад, за високотемпературною газоохолоджувальною схемою. Такі реактори володіють властивістю самозахисності, яка полягає у особливому підборі властивостей конструкції реактора і паливних збірок таким чином, що активна зона залишається неушкодженою навіть при повній відмові подачі електроенергії до систем АЕС і виході з ладу активної системи аварійного охолодження. Це дозволяє забезпечити максимальну стійкість до відмов обладнання та помилок персоналу, обмежити радіаційні наслідки найважчих аварій, виключити необхідність евакуації населення. Значне спрощення систем за рахунок використання пасивних систем безпеки, застосування економічних паливних циклів і високі ресурсні характеристики обладнання дають можливість поліпшити й економічні показники АЕС з даними енергетичними реакторами.

1.3. Високотемпературний гелієвий реактор

В даний час у ряді країн ведуться роботи по міжнародному проекту «Generation IV» в рамках програми «Ядерні реактори IV покоління» [9]. Однією з можливих концепцій реакторів четвертого покоління є розробляемий в різних країнах, так званий, високотемпературний гелієвий реактор.

Високотемпературний гелієвий реактор – джерело тепла з унікально високою температурою – близько 1000°C , тому його використання дозволяє значно розширити сферу економічно ефективного застосування ядерної енергії.

Використання гелію в якості теплоносія для ядерних реакторів було вперше запропоновано С.М. Фейнбергом і В.С. Фурсовим в 1947 році, а вже з 1974 р почали розроблятися проекти ВТГР з кульовими і призматичними ТВЕЛами. З 1998р. здійснюється створення модульного високотемпературного гелієвого реактора з газовою турбіною. Останні ж досягнення в технологіях газотурбобудування, створення електромагнітних підшипників, високоефективного теплообмінного обладнання зробили реальною розробку інноваційного проекту гелієвого ВТГР з газовою турбомашиною, що працює за циклом Брайтона (ККД $\approx 50\%$). Ця концепція лягла в основу міжнародного проекту ГТ-МГР (Gas Turbine – Modular Helium Cooled Reactor – GT-MHR – «Газова турбіна – модульний гелієвий реактор» – ГТ-МГР) [9].

Принциповими особливостями ГТ-МГР є:

- 1) висока ефективність виробництва електроенергії, можливість використання високотемпературного тепла для технологічних виробництв або комунального теплопостачання;
- 2) підвищена безпека, обумовлена самозахищеністю, і, як наслідок, неможливість плавлення активної зони при важких аварійних ситуаціях;
- 3) ефективне використання ядерного палива і можливість реалізації різних варіантів паливного циклу (уран, плутоній, торій);
- 4) зниження теплового і радіаційного впливу на навколишнє середовище;
- 5) спрощення конструкції та мінімізація габаритних розмірів установки і практично відсутність активації теплоносія.

Розробки ГТ-МГР подібного типу в даний час ведуться в багатьох країнах – Японії (GHTR-300), Франції (ANTARES), Південній Африці (PBMR), Китаї (HTR-PM), Росії (МГР-600 ГТ, МГР-100ВЕР) . Їх порівняльні характеристики подані в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

Розробки ГТ-МГР в світі

Характеристики	PBMR[10]	GHTR-300[11]	ANTARES[12]	ГТ-МГР[13]	HTR-PM[8]
Теплова потужність, МВт	400	600	600	600	458
Електрична потужність, МВт	165	274	Н.д.	287	195
Призначення	Вироблення ел/енергії	Багато-цільове застосування	Вироблення ел/енергії (в перспективі, водню)	Вироблення ел/енергії	Багато-цільове застосування
Рік введення в експлуатацію	2010 – завантажени й паливом	2018, прототип	Н.д.	2015	2004 – старт розробки
Паливо	уран	уран	уран	уран	уран
Теплоносій	гелій	гелій	азот/гелій	гелій	гелій
Температура гелію на виході з активної зони, °С	750	950	800	850	750

Ядерний реактор даного типу володіє внутрішньо властивою безпекою, тобто чим сильніше нагрів, тим слабше реакція (виходячи з самої фізики процесів в реакторі, аж до зупинки природним шляхом, без будь-якої участі системи управління). Сам реактор розміщується в закритих капсулах під землею (рис. 1.2).

В основі концепції МГР лежить використання активної зони з графітовим сповільнювачем, паливом у вигляді мікросфер з багатошаровими керамічними покриттями і гелієм в якості теплоносія. В активній зоні повністю відсутні металоконструкції. Це дозволяє мати температуру гелію на виході з реактора 850 °С і більше, що забезпечує високу ефективність виробництва електроенергії в прямому

газотурбінному циклі, а також можливість використовувати МГР як джерело промислового високотемпературного тепла.

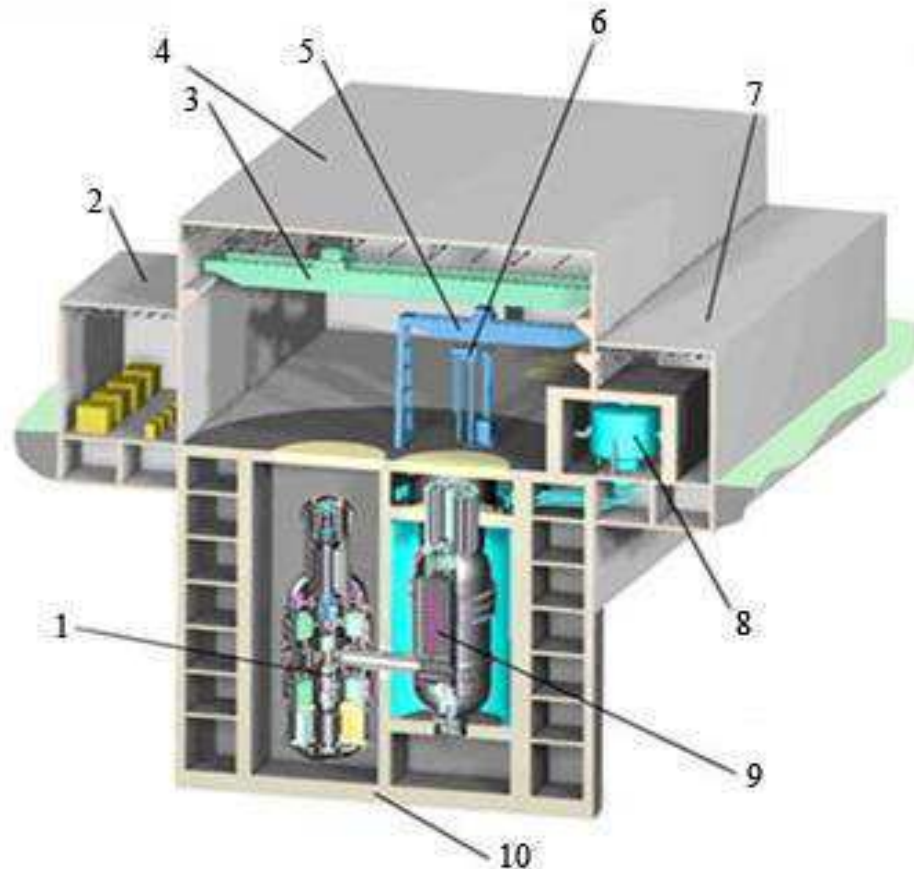


Рис. 1.2. Типова компоновочна схема ГТ-МГР:

1 – блок перетворення енергії; 2 – агрегатна будівля; 3 – центральний зал з краном; 4 – будівля реакторного обладнання та обслуговування;
 5 – позиціонуючий механізм; 6 – перевантажувальна машина;
 7 – допоміжна реакторна будівля; 8 – пасивна система охолодження шахти; 9 – реактор; 10 – шахти реактора;

Розробляються також і реактори меншої потужності, наприклад, проект МГР-100 ГТ, тепловою потужністю 215 МВт, електричної 100 МВт [9].

1.3.1. Реактор

Ядерний реактор установки ГТ-МГР розміщується в заглибленій герметичній захисній конструкції високого тиску, що володіє типовими характеристиками захисних споруд, що використовуються в проектах сучасних легководних реакторів (рис. 1.2). Концептуальна схема модульного гелієвого реактора представлена на рис. 1.3. Головна його частина – активна зона (рис. 1.4) – знаходиться в сталевому корпусі високого тиску, який через сполучний корпус з'єднується з корпусом блоку перетворення енергії.

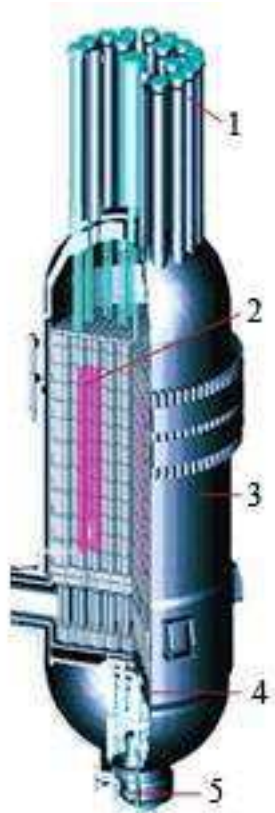


Рис. 1.3. Модульний гелієвий реактор:

1 – привід керуючих стрижнів; 2 – активна зона; 3 – корпус реактора; 4 – теплообмінник; 5 – насос

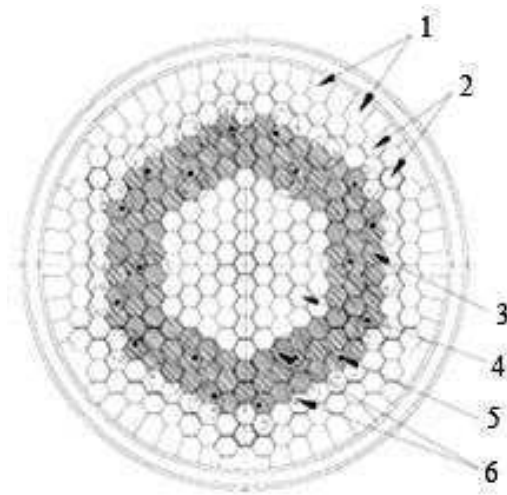


Рис. 1.4. Активна зона гелієвого реактора:

1 – незамінний відбивач; 2 – замінний бічний відбивач; 3 – кладка активної зони; 4 – внутрішній відбивач; 5 – канали під поглинаючі елементи РСО; 6 – поглинаючі стрижні СУЗ

Активна зона реактора кільцевого типу містить гексагональні паливні блоки, що зібрані в паливні колони. Кожен паливний блок має канали для паливних компактів, канали для проходу теплоносія і канали для стрижнів вигоряючого поглинача, розташовані по трикутній решітці. У паливних колонах першого внутрішнього ряду активної зони розташовані канали для стрижнів аварійного захисту. У паливних колонах другого і третього рядів розташовані канали під резервну систему зупинки, що містять маленькі поглинаючі кульки на основі карбіду бору [9].

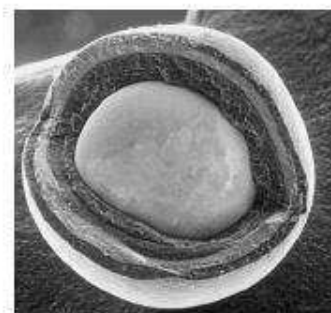
Кільцева кладка активної зони оточена внутрішнім, зовнішнім, нижнім і верхнім замінними відбивачами. Блоки в колонах зовнішнього відбивача мають канали під стрижні компенсації реактивності. Паливні блоки активної зони містять стрижні вигоряючого поглинача на основі окису ербію (Er_2O_3) з природним вмістом ізотопів. Поглинач служить для двох цілей: компенсації запасу реактивності і забезпечення негативного температурного коефіцієнта реактивності [9].

Паливо в ГТ-МГР використовується у вигляді частинок з багат шаровим покриттям – з ядром з оксиду і карбіду урану або оксиду плутонію (рис. 1.5). Окис

палива у вигляді кернів (діаметр ~ 200 мкм) покритий пористим буферним шаром графіту, щільним шаром пірографіту, потім шаром карбиду кремнію і ще одним шаром пірографіту (рис. 1.5). Зовнішній діаметр паливної частинки ~ 600 мкм. Частинки перемішуються з графітовою матрицею і формуються в циліндричні паливні компакти у вигляді стрижня діаметром 12,5 мм висотою 50,0 мм. Вони, в свою чергу, завантажуються в гексагональні призматичні графітові паливні блоки висотою 0,8 м і розміром під ключ 0,36 м [9].



а)



б)

Рис. 1.5. Паливні частинки МГР:

а – схема формування ТВС; б – фотографія паливної кульки

Кульки засипаються в стрижні, з яких формується збірка. Фізичні і геометричні параметри реактора (маса конструкції, умови протікання реакції,

порівняно низька щільність енергії, та ін.) є такими, що при будь-якому розвитку подій, навіть при повній втраті теплоносія запобігається розплавлення паливних кульок.

1.3.2. Блок перетворення енергії

Блок перетворення енергії включає в себе турбомашину, що складається з генератора, газової турбіни (працюючої за замкнутим циклом Брайтона з регенерацією тепла) і двох компресорних секцій, встановлених вертикально на одному валу, підвішеному на магнітних підшипниках. Система перетворення енергії включає три компактних теплообмінника: високоефективний рекуператор, проміжний охолоджувач і попередній охолоджувач (рис. 1.6). При цьому конструкція АЕС значно спрощується за рахунок відсутності проміжних теплоносіїв з фазовим переходом (рідина-пар) і громіздких теплообмінників.

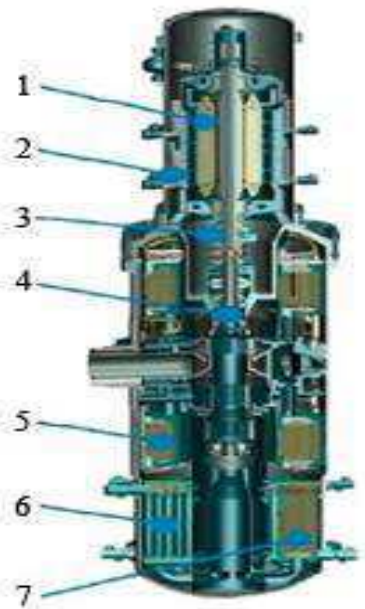


Рис. 1.6. Схема блоку перетворення енергії ГТ-МГР:

- 1 – генератор; 2 – газоохолоджувач; 3 – гнучка муфта;
 4 – турбокомпресор; 5 – рекуператор; 6 – проміжний холодильник;
 7 – попередній холодильник

Конструкція блоку перетворення енергії має такі основні особливості: [9]

- інтегральна компоновка усередині єдиного корпусу;
- вертикально розташована одновальна турбомашини;
- ротор компресора і турбіни з'єднані гнучкою муфтою;
- ротор турбокомпресора встановлений на активних електромагнітних підшипниках;
- використання компактних високоефективних пластинчато-ребристих теплообмінників;
- використання ковзаючих ущільнень статора турбокомпресора;
- гелієве охолодження генератора.

Прямий замкнутий газотурбінний цикл перетворення енергії, по відношенню до інших типів АЕС з паровим циклом, забезпечує значне спрощення і скорочення кількості необхідного обладнання та систем, в тому числі систем безпеки, а також повне виключення зі складу станції паротурбінного контуру (паропроводів, конденсатора, деаератора та ін.). Дане спрощення станції в сукупності з модульністю конструкції ГТ-МГР обумовлюють зниження капітальних витрат на будівництво, експлуатацію та технічне обслуговування, що дає передумови до високої економічної ефективності АЕС з ГТ-МГР.

Як приклад успішного застосування такої конструкції можна взяти недавню розробку фірми Eskom – модульний, охолоджуваний гелієм, реактор з кульовими ТВЕЛами (Pebble Bed Modular Reactor – PBMR) потужністю 114 МВт, [9] аналогічний якому в даний момент працює в ПАР в якості дослідної установки [10]. Активна зона реактора PBMR складається з 440 тис. сферичних графітових елементів діаметром 60 мм. З них 310 тис. містять збагачений гранульований діоксид урану (4-8%) з оболонкою з графіту і карбїду кремнію. Решта 130 тис. елементів – чисто графітові. За термін служби реактора буде здійснюватися 10-15 перевантажень активної зони. ТВЕЛи безперервно виводяться з реактора знизу активної зони. Після автоматизованого вимірювання глибини вигорання вони або повертаються у відповідну область активної зони, або вивантажуються на установку

для зберігання відпрацьованого палива. Зазвичай ТВЕЛІ повертаються в цикл близько 10 разів, що забезпечує високе вигорання матеріалу.

Цей аспект разом з великими технічними труднощами виділення залишкового матеріалу, що ділиться, з відпрацьованих ТВЕЛІв забезпечує хороші можливості запобігання поширенню ядерних матеріалів. Нейтронно-фізичні характеристики системи забезпечують внутрішню притаманну безпеку шляхом автоматичного вимкнення реактора при виникненні аварійних ситуацій. Велика теплоємність активної зони і навколишнього графіту перешкоджає швидкому розігріву при аваріях з втратою теплоносія, крім того, відведення залишкової теплоти може здійснюватися за рахунок поглинання теплового випромінювання матеріалом сталевго корпусу реактора. В цілому конструкція АЕС виконана таким чином, що не залишає практично ніяких шляхів для можливого витоку продуктів радіоактивного розпаду за рахунок капсулювання всіх елементів конструкції. При цьому навіть відмова системи керування не веде до розплавлення палива. В аварійній ситуації ядерна реакція в активній зоні автоматично затухає і реактор повільно остигає за рахунок розсіювання тепла в ґрунт, що оточує станцію. Остання властивість має особливу привабливість при будівництві енергоблоків з реакторами даного типу в районах з нестачею або відсутністю охолоджуючої води.

Висновки та постановка задачі

З аналізу існуючих світових тенденцій в перспективних розробках реакторів четвертого покоління можна зробити висновок, що високотемпературні модульні гелієві реактори малої теплової потужності є найбільш перспективними, як з точки зору безпеки, так і з точки зору ефективності для найближчого майбутнього атомної енергетики завдяки наступним перевагам:

- Можливістю нагріву теплоносія першого контуру до 1000°C, що розширює сферу застосування ядерної енергії для технологічних цілей, включаючи виробництво водню.

- Можливістю комбінованого виробництва електроенергії та комунального тепла.
- Можливість створення параметричного ряду установок електричною потужністю від 10 до 300 МВт для застосування як у великомасштабній, так і в регіональній енергетиці.
 - Низькому тепловому і радіаційному впливу на навколишнє середовище.
 - Використанню існуючих базових технологій.
 - Можливості випалювання високорадіоактивних відходів переробки палива ВВЕР.

Наразі в Україні близько половини електроенергії виробляється на теплових електростанціях з електричною потужністю блоків 200...300 МВт. Практично всі блоки цих станцій відпрацювали проектний ресурс (100 тис. годин) і повинні в найближчі 10...15 років виведенні з експлуатації. Тому на заміну їм створюються електростанції нового покоління, з яких найперспективнішими є модульні ядерні станції на основі високотемпературного гелієвого реактора потужністю 100...300 МВт, які володіють гарними екологічними показниками, за рахунок низьких шкідливих викидів в навколишнє середовище. Модульна ядерна енергетична установка на основі високотемпературного гелієвого реактора в майбутньому могли б замінити працюючі в Україні ВВЕР-440 та ВВЕР-1000. При меншій абсолютній потужності, гелієвий енергоблок володіє меншими розмірами, більшою безпекою і більшою економічністю, що створює перспективу створення не тільки великих атомних станцій, а й невеликих регіональних АЕС, здатних замінити існуючі теплові електростанції.

Дана робота присвячена дослідженню термодинамічного циклу блоку перетворення енергії модульної ядерної енергетичної установки з гелієвим реактором тепловою потужністю 250 МВт в режимі вироблення електроенергії та в комбінованому режимі вироблення електроенергії та комунального теплопостачання. Основною метою роботи є дослідити вплив ККД елементів енергетичної установки на ефективність циклу.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ККД ФУНКЦІОНАЛЬНИХ ЕЛЕМЕНТІВ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЦИКЛУ ГТУ ЯЕУ З ТЕПЛОВОЮ ПОТУЖНІСТЮ РЕАКТОРА 250 МВт

3.1. Аналіз термодинамічного циклу ГТУ

Як вже було зазначено в другому розділі, енергетична установка модульного гелієвого реактора може працювати в двох режимах: в режимі тільки виробництва електроенергії і в комбінованому режимі виробництва електроенергії та комунального теплопостачання за рахунок утилізації скидної теплоти.

При роботі установки в комбінованому режимі скидне тепло відводиться до теплоносія мережевого контуру в мережевих теплообмінниках. У режимі виробництва тільки електроенергії мережевий контур відключений, і скидне тепло відводиться до атмосферного повітря в сухих вентиляторних градирнях.

Необхідна температура мережевої води, що підводиться до споживача (150°C), забезпечується за рахунок зменшення витрати та підвищення тиску в контурі охолоджуючої води БПЕ. Для того, щоб не допустити в комбінованому режимі підвищення температури гелію першого контуру на вході в рекуператор понад допустимих меж (600°C), в конструкції БПЕ передбачене байпасне відгалуження з регульованим перепуском гелію першого контуру, окрім рекуператора в магістралі високого тиску (з виходу компресора високого тиску на вхід рекуператора – рис. 2.1, 2.5).

Алгоритм розрахунку циклу ГТУ при її роботі в комбінованому режимі відрізняється від алгоритму розрахунку циклу в режимі вироблення електроенергії заздалегідь заданими тепловими потужностями теплообмінників, а фактична ступінь регенерації теплоти в циклі розраховується з урахуванням зниження ефективності теплообмінників. Збільшення тиску в контурі охолоджуючої води в комбінованому режимі призводить до необхідності збільшення тиску гелію в магістралі низького

тиску ГТУ. Зменшення витрати в контурі охолоджуючої води призводить до деякого зниження ефективності попереднього і проміжного теплообмінників, а перепуск гелію з виходу компресора високого тиску на вхід рекуператора через байпас призводить до зменшення ефективності регенератора і ступеня регенерації теплоти в циклі. Всі ці фактори призводять до зменшення внутрішнього та електричного ККД циклу і до зниження електричної потужності ГТУ.

Вихідні дані для розрахунку циклу ГТУ модульного гелієвого реактора тепловою потужністю 250 МВт представлені в таблиці 3.1.

У розрахунках були прийняті наступні теплофізичні властивості гелію [17]:

- питома теплоємність при постійному тиску – $C_p = 5195 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$;
- показник адіабати – $k = 1,6667$;

Таблиця 3.1.

Початкові дані

Параметри	Режим вироблення електроенергії	Комбінований режим
Теплова потужність реактора, МВт	250	250
Температура гелію на вході в реактор, °С	560	500
Температура гелію на виході з реактора, °С	850	800
Тиск гелію на вході в реактор, МПа	5,0	5,0
Температура гелію на виході з турбіни, °С	585	595
ККД турбіни	0,93	0,93
ККД компресора низького тиску	0,875	0,875
ККД компресора високого тиску	0,85	0,85
Коефіцієнт ефективності регенератора	0,85	0,8

Продовження табл. 3.1.

Коефіцієнт ефективності попереднього теплообмінника	0,85	0,815
Коефіцієнт ефективності проміжного теплообмінника	0,85	0,815
Відносні втрати тиску в гарячій магістралі регенератора, %	3,0	3,0
Відносні втрати тиску в холодній магістралі регенератора, %	3,0	1,5
Відносні втрати тиску в гарячій магістралі попереднього теплообмінника, %	3,0	3,0
Відносні втрати тиску в гарячій магістралі проміжного теплообмінника, %	3,0	3,0
Відносні втрати тиску в контурі охолодження реактора, %	5,0	5,0
Температурний коефіцієнт проміжного охолодження в компресорі	1,0	1,038
ККД електрогенератора	0,987	0,987
Ступінь регенерації циклу	0,83	0,493

Результати розрахунків циклів для двох розглянутих режимів роботи ГТУ представлені в таблиці 3.2, а розрахункові діаграми циклів показані на рис. 3.1 – 3.3.

Таблиця 3.2

Результати розрахунків циклів для двох розглянутих режимів роботи ГТУ

Параметр	Режим вироблення електроенергії	Комбінований режим
Необхідна витрата гелію, кг/с	165,94	160,41
Сумарний ступінь підвищення тиску в компресорі	2,397	2,018
Ступінь підвищення тиску в КНТ	1,557	1,465
Ступінь підвищення тиску в КВТ	1,539	1,427
Ступінь зниження тиску в турбіні	2,078	1,78
Робота турбіни, кДж	1376,675	1064,975
Робота циклу, кДж	706,62	439,97
Необхідна потужність регенератора, МВт	123,7	123,7
Необхідна потужність попереднього теплообмінника, МВт	132,74	132,74
Необхідна потужність проміжного теплообмінника, МВт	111,18	65,99
Корисна електрична потужність ГТУ, МВт	115,73	69,66
Корисна теплова потужність ГТУ, МВт	–	182,13
Внутрішній ККД циклу, %	46,9	28,2
Електричний ККД циклу, %	46,3	27,7
Коефіцієнт корисної роботи циклу	50,7	40,78

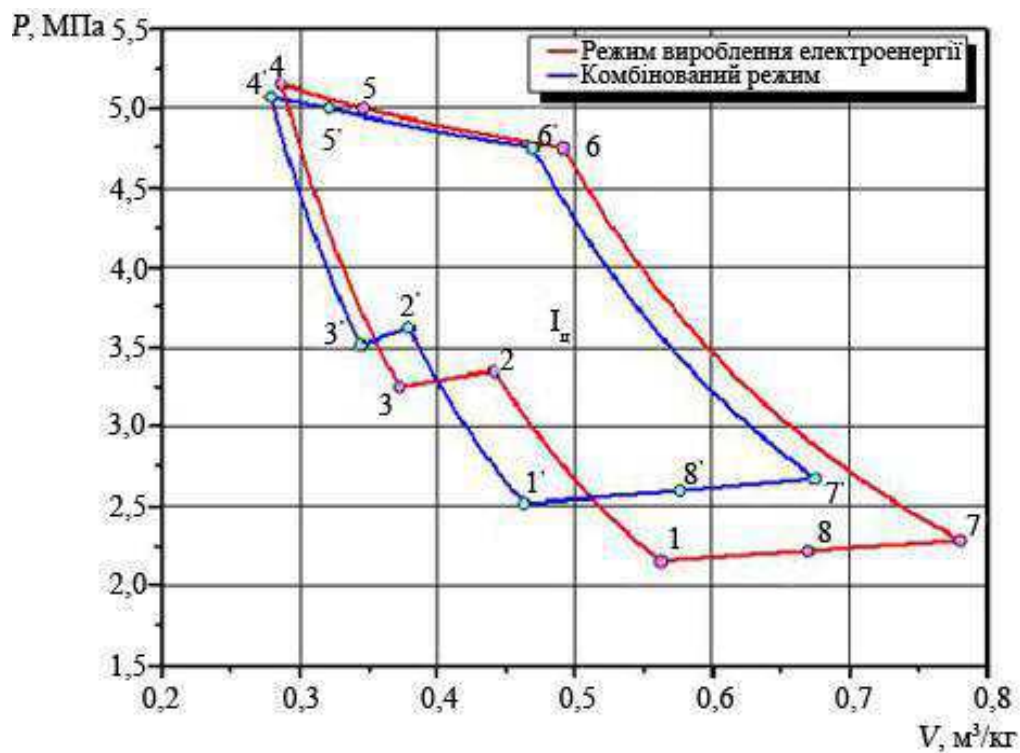


Рис. 3.1 P-V діаграма циклу ГТУ з тепловою потужністю реактора 250 МВт

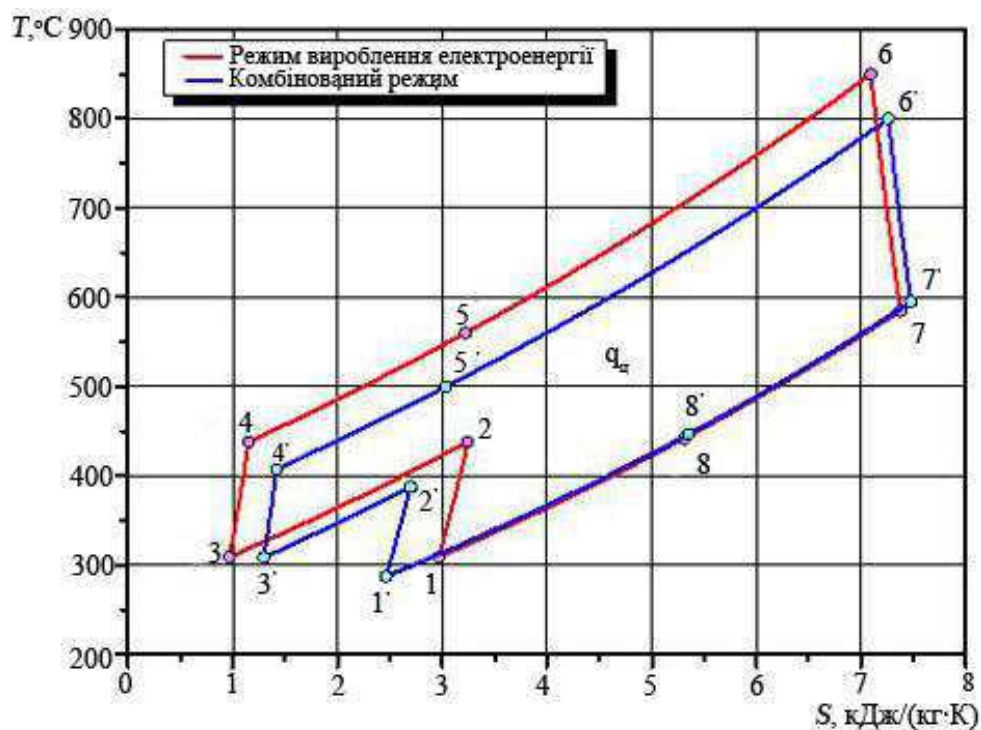


Рис. 3.2 T-S діаграма циклу ГТУ з тепловою потужністю реактора 250 МВт

З отриманих результатів випливає, що при тепловій потужності реактора 250 МВт в режимі вироблення електроенергії корисна електрична потужність установки складає 115,73 МВт, а електричний ККД – 46,3%. Потрібних потужності теплообмінного обладнання БПЕ ГТУ складають: регенератор – 123,7 МВт; попередній теплообмінник – 132,74 МВт; проміжний теплообмінник – 111,18 МВт. У комбінованому режимі корисна електрична потужність складає 69,66 МВт з електричним ККД 27,86%, корисна теплова потужність складає 182,13 МВт, потрібні потужності регенератора, попереднього і проміжного теплообмінників рівні 123,7, 132,74 і 65,99 МВт, відповідно.

3.2. Вплив ККД функціональних елементів ГТУ на ефективність циклу в режимі вироблення електроенергії

На практиці досягнення максимальних (заданих в цьому дослідженні) значень ефективності (ККД) елементів ГТУ і теплообмінного обладнання є технологічно складним і часто економічно витратним завданням. Тому далі розглянуто вплив відхилення ефективності елементів і параметрів циклу від розрахункового (базового) значення на електричний ККД термодинамічного циклу ГТУ ГТ-МГР в базовому режимі вироблення електроенергії.

На рис. 3.4 – 3.7 представлені залежності електричного ККД циклу, коефіцієнту корисної роботи та електричної потужності циклу від ККД компресорів низького і високого тиску. В якості розрахункового значень ККД компресора низького тиску була прийнята величина $\eta_{\text{кнд}} = 0,875$, а компресора високого тиску $\eta_{\text{кнд}} = 0,85$, що відповідає досягнутому рівню ККД в сучасному газотурбобудуванні.

З графіків видно, що ККД та електрична потужність ГТУ майже лінійно збільшуються з ростом ККД компресора низького тиску і для базового режиму при ККД компресора низького тиску 0,875 електричний ККД циклу та електрична потужність складають 46,3% та 116 МВт відповідно.

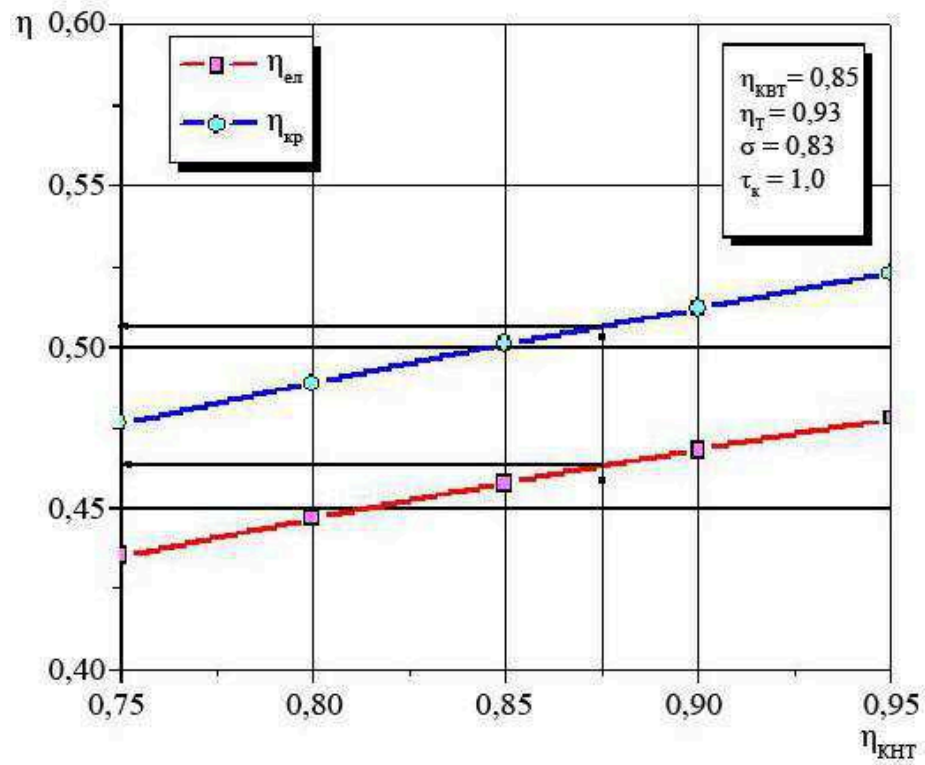


Рис. 3.4 Залежність ККД ГТУ від ККД компресора низького тиску

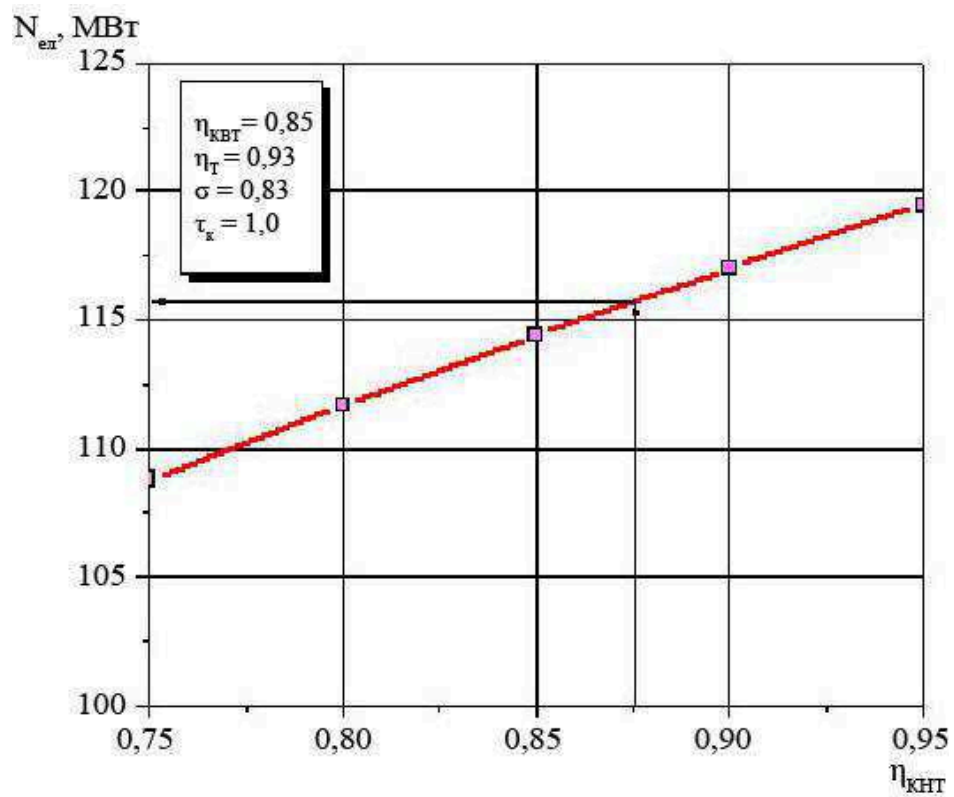


Рис. 3.5 Залежність електричної потужності ГТУ від ККД компресора низького тиску

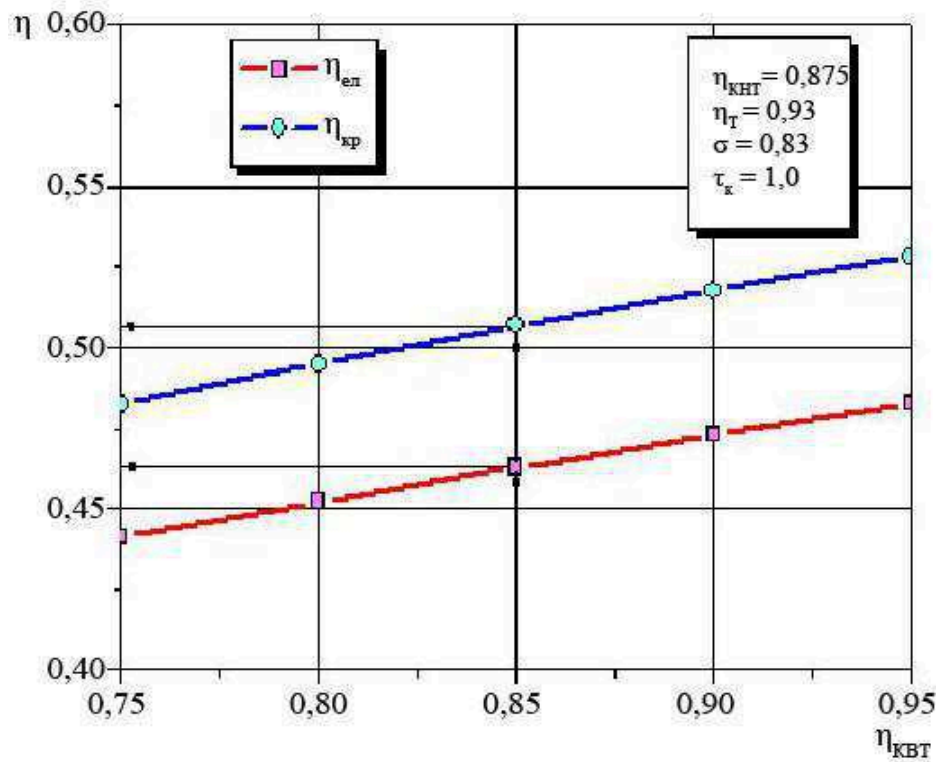


Рис. 3.6 Залежність ККД ГТУ від ККД компресора високого тиску

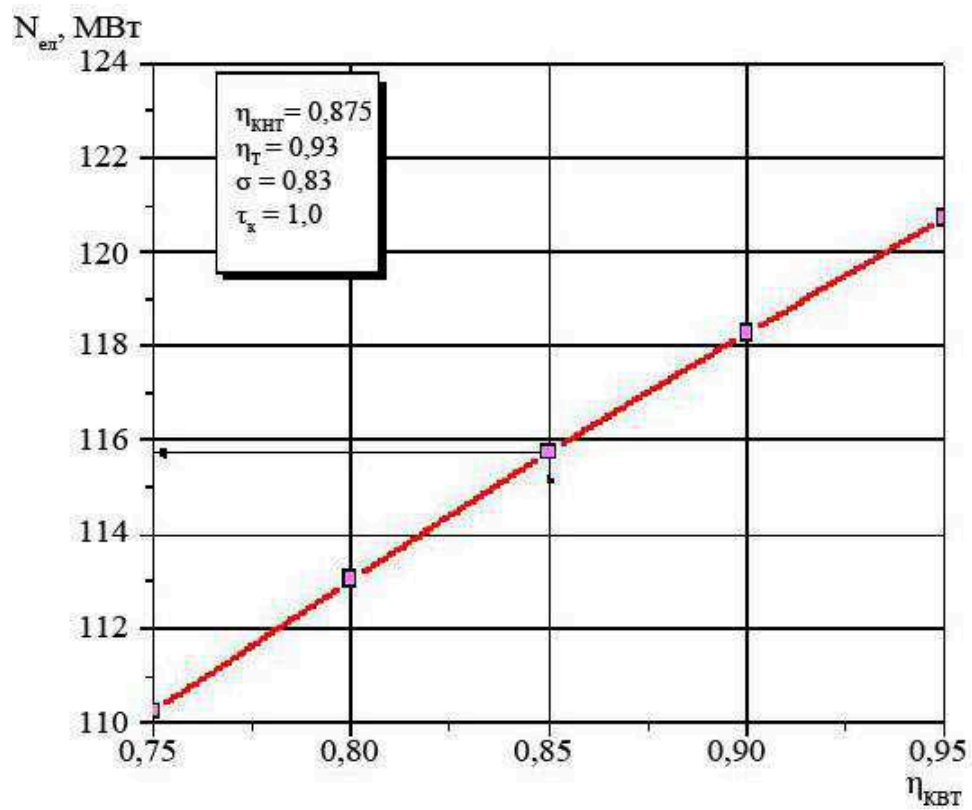


Рис. 3.7 Залежність електричної потужності ГТУ від ККД компресора високого тиску

Якщо ККД компресора низького тиску зменшити до величини середніх показників ефективності компресорів, які на сьогодні використовуються в ГТУ, тобто до значень $\sim 0,8$, то електричний ККД ГТУ знизиться до 45%, а коефіцієнт корисної роботи від 50,7 до 48%. Електрична потужність ГТУ при ККД компресора низького тиску 0,8 знизиться до 111 МВт, що на 4% нижче показників при базовому режимі.

Аналогічний характер з попередніми рисунками 3.4 та 3.5 мають залежності ККД циклу та електричної потужності ГТУ від ККД компресора високого тиску (рис. 3.6, 3.7). Але в даному випадку крива залежності для електричної потужності є більш пологою, що вказує на менш значний вплив ККД КВД, аніж КНД. Для компресора високого тиску зниження ККД від базового значення 0,85 до 0,8 знижує електричний ККД і ККД корисної роботи циклу тільки на 2 і 4%, а електрична потужність установки знижується на 2,5%. Оскільки частина повної роботи турбіни використовується для приводу двухкаскадного компресора ГТУ, то електричний ККД ГТУ в середньому на 10% менше, ніж коефіцієнт корисної роботи циклу. Таким чином, зменшення ККД обох компресорів призведе до зменшення ККД та електричної потужності ГТУ.

Треба зазначити, що на розрахованому режимі роботи ГТУ сумарний ступінь підвищення тиску в компресорі складає $\pi_{\kappa\Sigma} = 2,397$, а оптимальний розподіл ступеня підвищення тиску в каскадах компресора, згідно залежності (3.7) призводить до наступних значень: $\pi_{\kappa\text{нд}} = 1,557$ та $\pi_{\kappa\text{нд}} = 1,539$.

На рис. 3.8, 3.9 представлені залежності електричного ККД циклу, коефіцієнту корисної роботи і електричної потужності циклу від ККД турбіни (всі інші параметри відповідали базовим значенням) для режиму вироблення електроенергії.

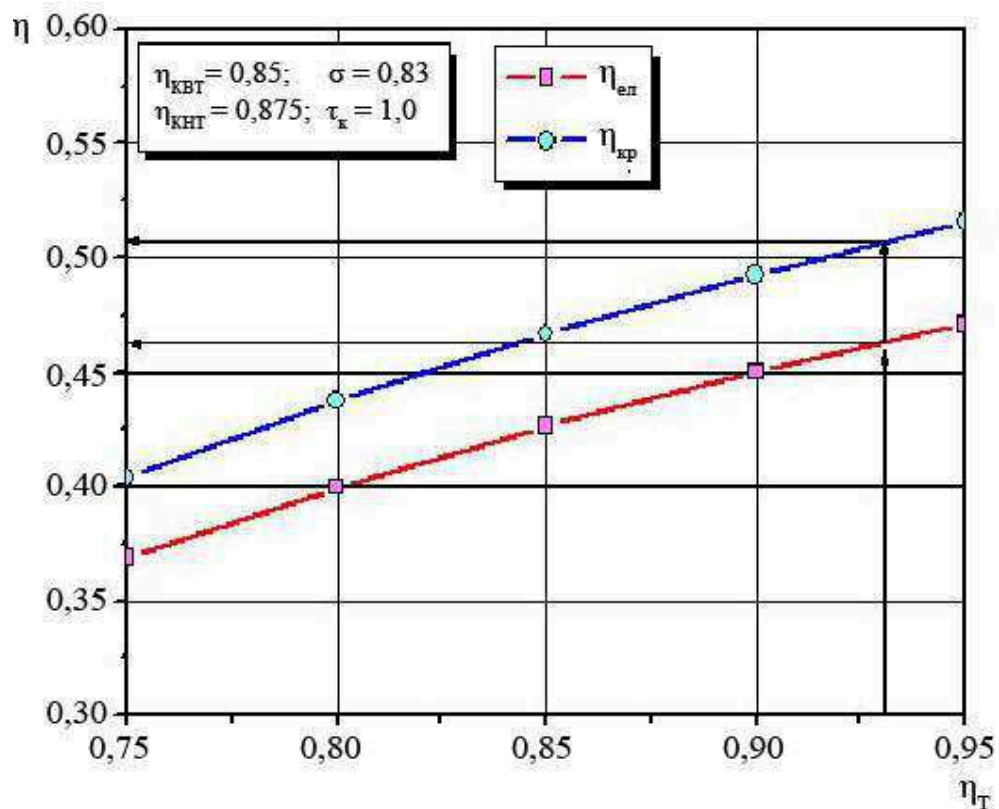


Рис. 3.8 Залежність ККД ГТУ від ККД турбіни

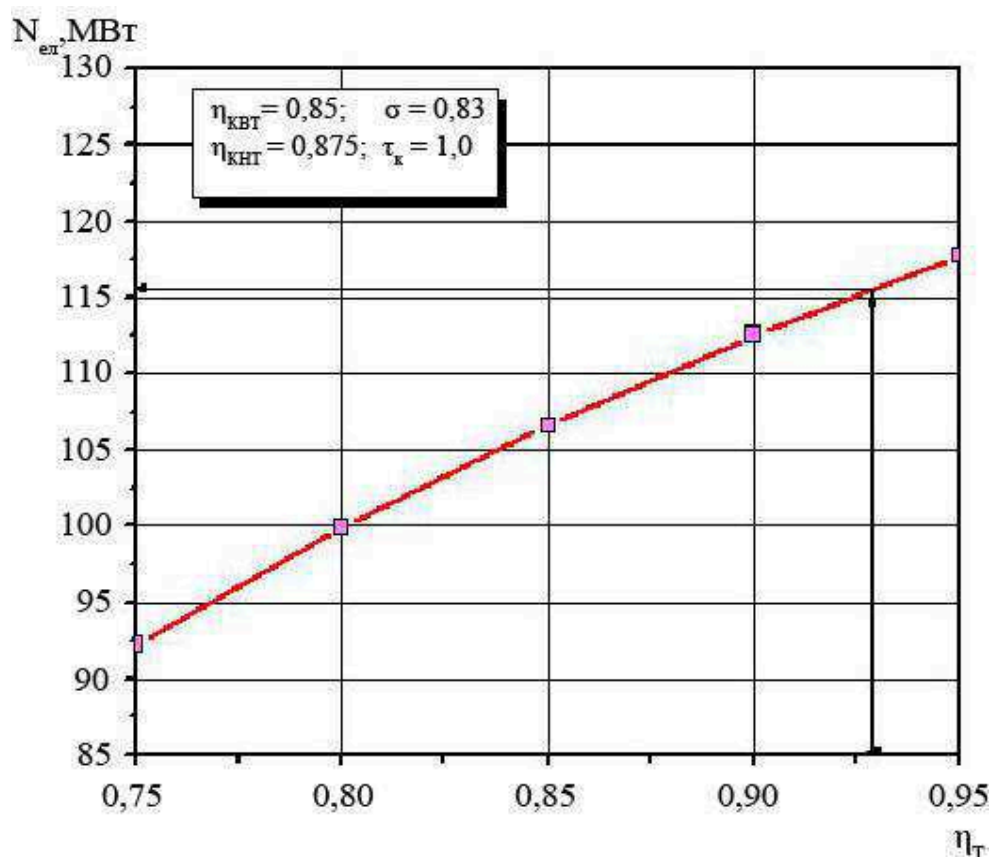


Рис.3.9 Залежність електричної потужності ГТУ від ККД турбіни

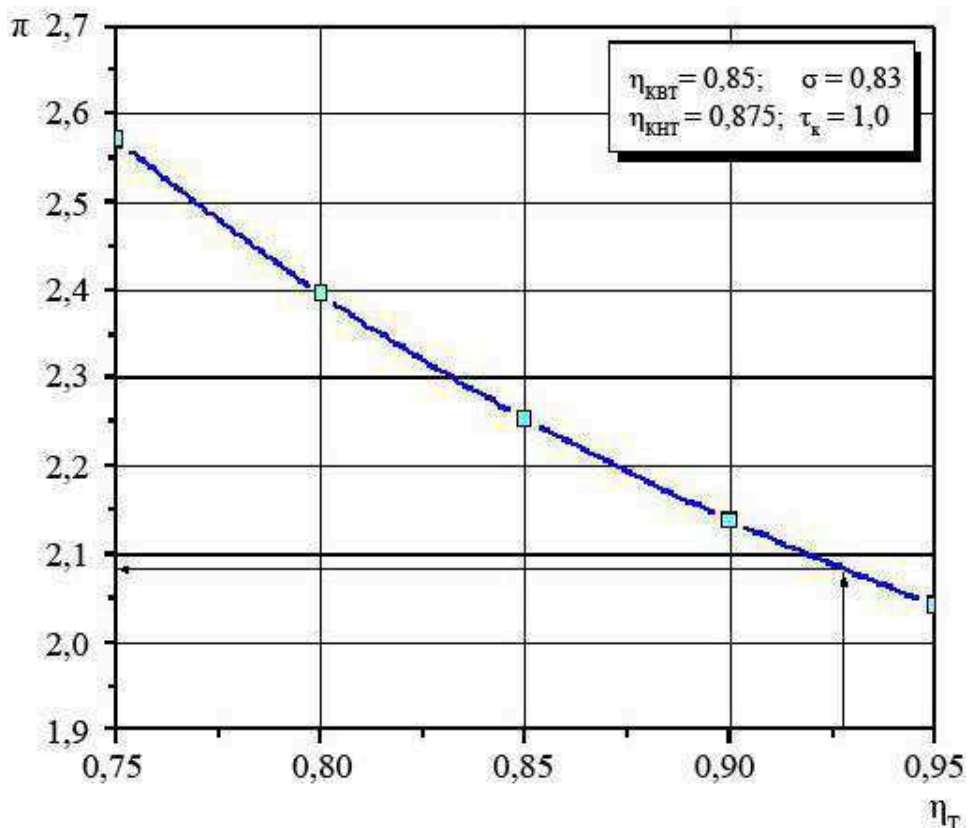


Рис. 3.10 Залежність ступеня зниження тиску в турбіні від ККД турбіни

Базовим значення ККД турбіни було прийнято рівним 0,93 (електричний ККД циклу 46,3%). При зміні ККД турбіни в діапазоні $\eta_T = 0,75 \dots 0,95$ електрична потужність установки зростає на 27%, при цьому ступінь зниження тиску в турбіні зменшується на 26% (рис. 3.10). Це значить, що при зниженні ККД турбіни до звичайних в техніці 0,8 отримаємо 40% ККД і 100 МВт, що автоматично зведе нашу установку на рівень модернізованих реакторів ВВЕР покоління III.

Як зазначалося вище, для підвищення показників ефективності ГТУ в циклі передбачено проміжне охолодження робочого тіла в компресорі (процес 2-3, рис. 2.2), а також підігрів робочого тіла за компресором за рахунок теплоти відпрацьованого гелію (процес 4-5, рис. 2.2) в регенераторі.

На рис. 3.11 і 3.12 представлені залежності ступеня регенерації теплоти на ККД циклу та електричної потужності ГТУ. Розрахунки проводилися при значенні температурного коефіцієнта проміжного охолодження в компресорі $\tau_k = 1,0$.

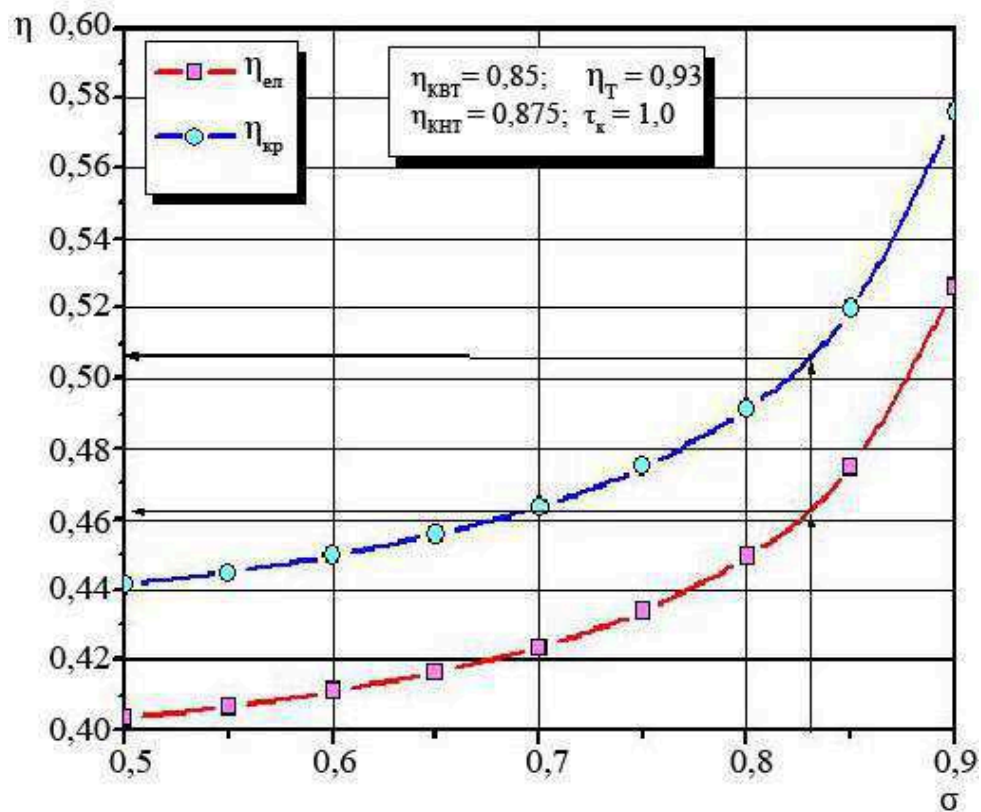


Рис. 3.11 Залежність ККД ГТУ від ступеню регенерації теплої в циклі

З рисунків видно, що зменшення ступеня регенерації теплої від базового значення 0,83 до 0,7 призводить до зниження електричної потужності приблизно на 9%, а до значення 0,5 – на 13%. Подальше збільшення ступеня регенерації від 0,85 призводить до значного зростання потрібної площі поверхні і маси теплообміну в регенераторі. Таким чином, базове значення ступеня регенерації $\sigma = 0,83$ є достатньо обґрунтованим для отримання високих значень ККД установки.

Застосування регенерації теплої в циклі дозволяє підвищити термічну ефективність ГТУ, проте в реальних циклах ГТУ ступінь регенерації має гранично досяжне значення, залежне від рівня гідравлічних втрат в елементах ГТУ і теплової ефективності регенератора теплої. Доцільна величина ступеня регенерації залежить від параметрів робочого тіла і визначається за мінімальними приведеними витратами. Як правило, для реальних ГТУ значення ступеня регенерації знаходиться в діапазоні $0,7 < \sigma < 0,85$.

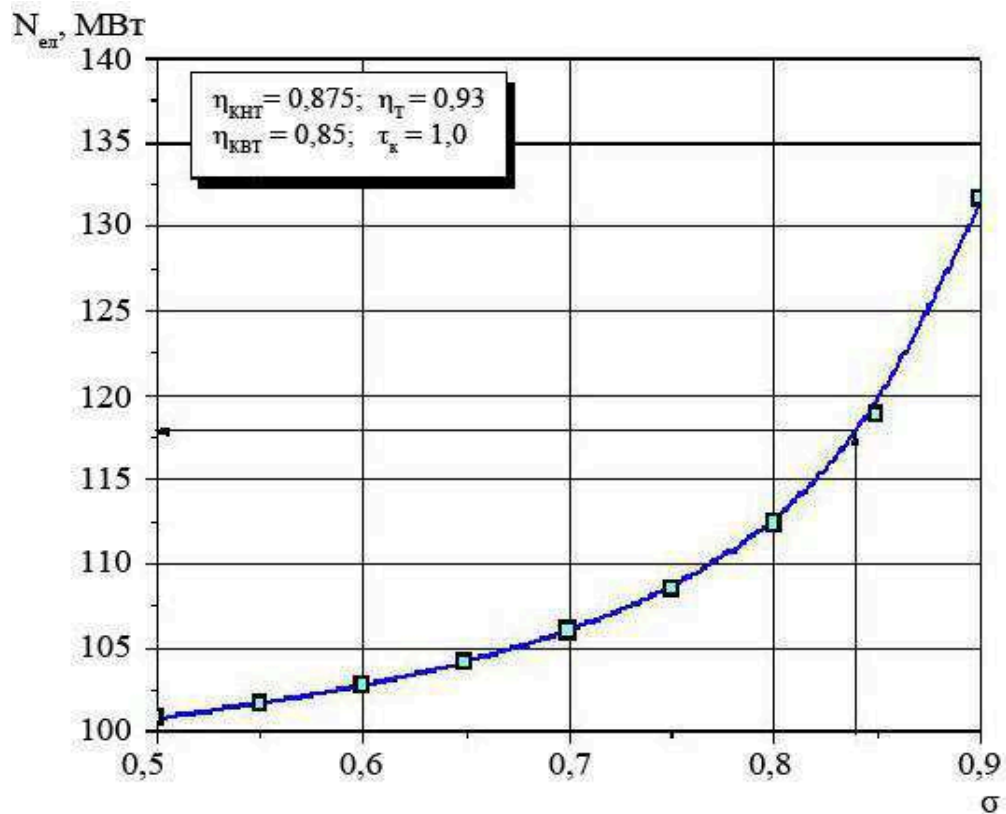


Рис. 3.12 Залежність електричної потужності ГТУ від ступеню регенерації теплої в циклі

На рис. 3.13, 3.14 представлені залежності ККД та електричної потужності ГТУ від температурного коефіцієнта проміжного охолодження в компресорі ($\sigma = 0,83$).

З графіків видно, що при зміні τ_k від 0,95 до 1,1 електрична потужність і ККД ГТУ зменшуються майже в два рази. З представлених даних випливає, що для досягнення високого значення ККД циклу (46,3%) температурний коефіцієнт проміжного охолодження в компресорі повинен відповідати значенню 1,0.

На рис. 3.15, 3.16 представлені залежності електричного ККД та електричної потужності ГТУ від відносних втрат тиску в гарячій та холодній магістралях регенератора теплої.

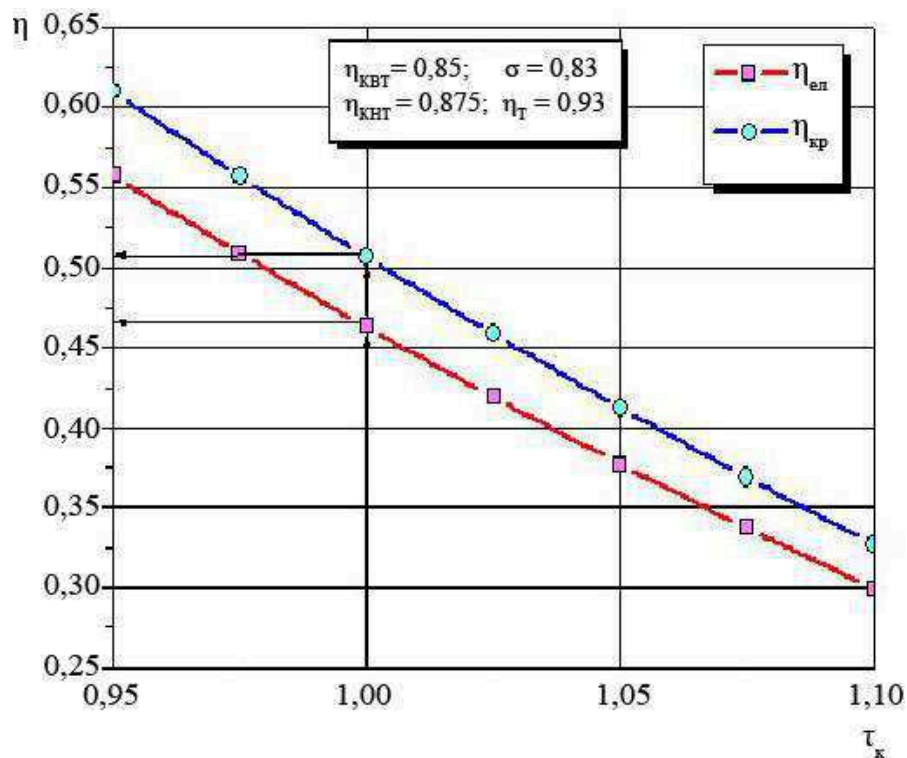


Рис. 3.13 Залежність ККД ГТУ від температурного коефіцієнту проміжного охолодження в компресорі.

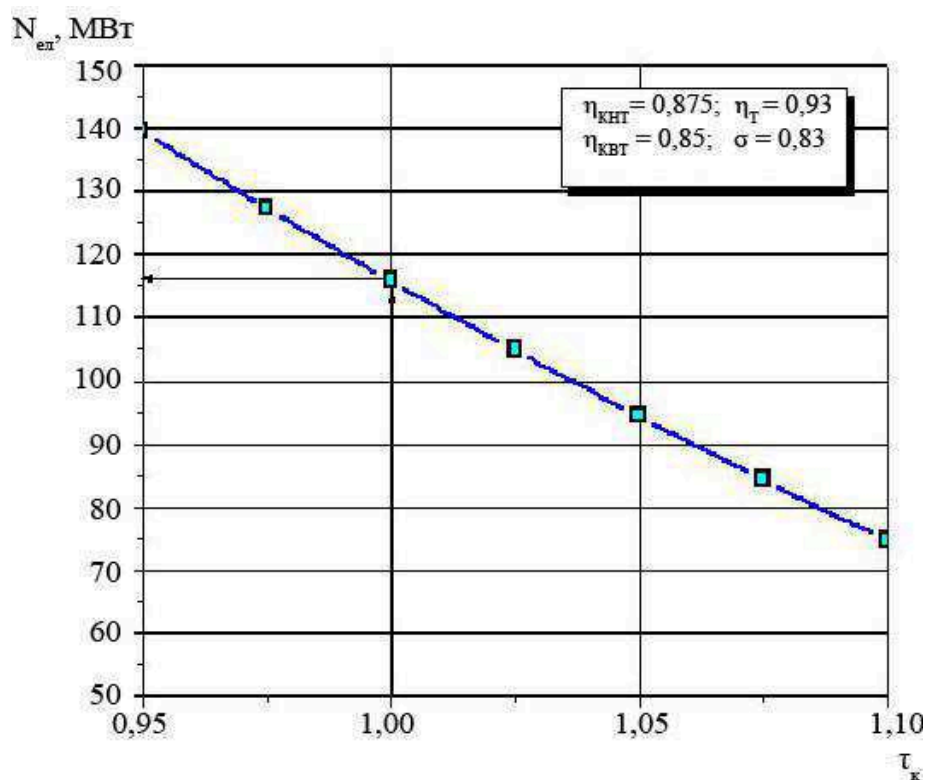


Рис. 3.14 Залежність електричної потужності ГТУ від температурного коефіцієнту проміжного охолодження в компресорі.

Дані залежності дозволяють визначити електричний ККД та електричну потужність ГТУ при заданих значеннях відносних втрат тиску в гарячій та холодній магістралях рекуператора. Як видно з рисунка 3.16, при збільшенні відносних втрат тиску в гарячій магістралі регенератора від 3,0 до 5,0% електричний ККД і електрична потужність знижуються на 2,0%. При збільшенні відносних втрат тиску в холодній магістралі від базового значення 3,0% до 5,0% електричний ККД і потужність при фіксованому значенні $\xi_{\text{рег}}^{\Gamma} = 3,0\%$ знижується від 46,4% до 45,3%, і від 115,7 до 113,2 МВт відповідно.

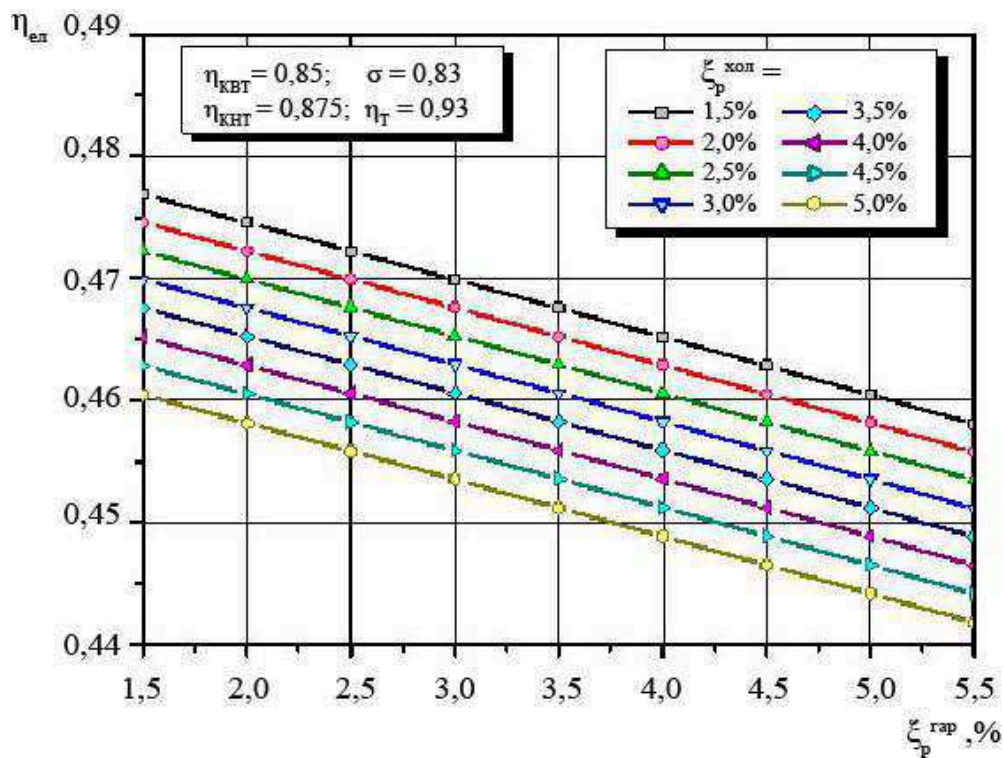


Рис. 3.15 Залежність електричного ККД ГТУ від відносних втрат тиску в гарячій та холодній магістралях регенератора

Рівень втрат тиску в гарячих магістралях попереднього і проміжного теплообмінників також впливає на ефективність і потужність ГТУ. На рис. 3.17 представлені залежності електричного ККД та електричної потужності ГТУ від відносних втрат тиску в попередньому і проміжному теплообмінниках.

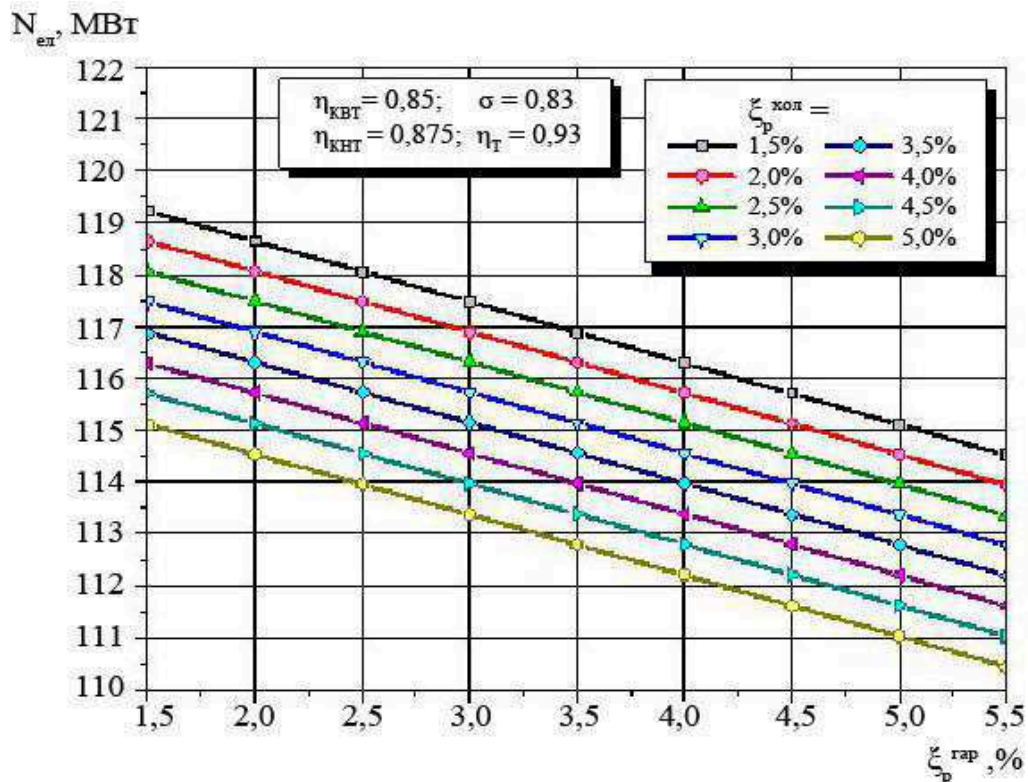


Рис. 3.16 Залежність електричної потужності ГТУ від відносних втрат тиску в гарячій та холодній магістралях регенератора

З графіку видно, що збільшення відносних втрат тиску від базового значення 3,0% до 5,0% в гарячих магістралях попереднього і проміжного теплообмінників призводить до зниження електричного ККД і потужності установки приблизно на 2,0%. В якості базових значень відносних втрат у магістралях теплообмінників прийняті значення 3,0%, що відповідає досягнутому рівню втрат в сучасних компактних теплообмінниках [14].

Таким чином, при збільшенні відносних гідравлічних втрат в теплообмінному обладнанні блоку перетворення енергії хоча б 1,0% відбувається зниження електричного ККД циклу до 1,0%, а електричної потужності до 1,6 ... 2,0%.

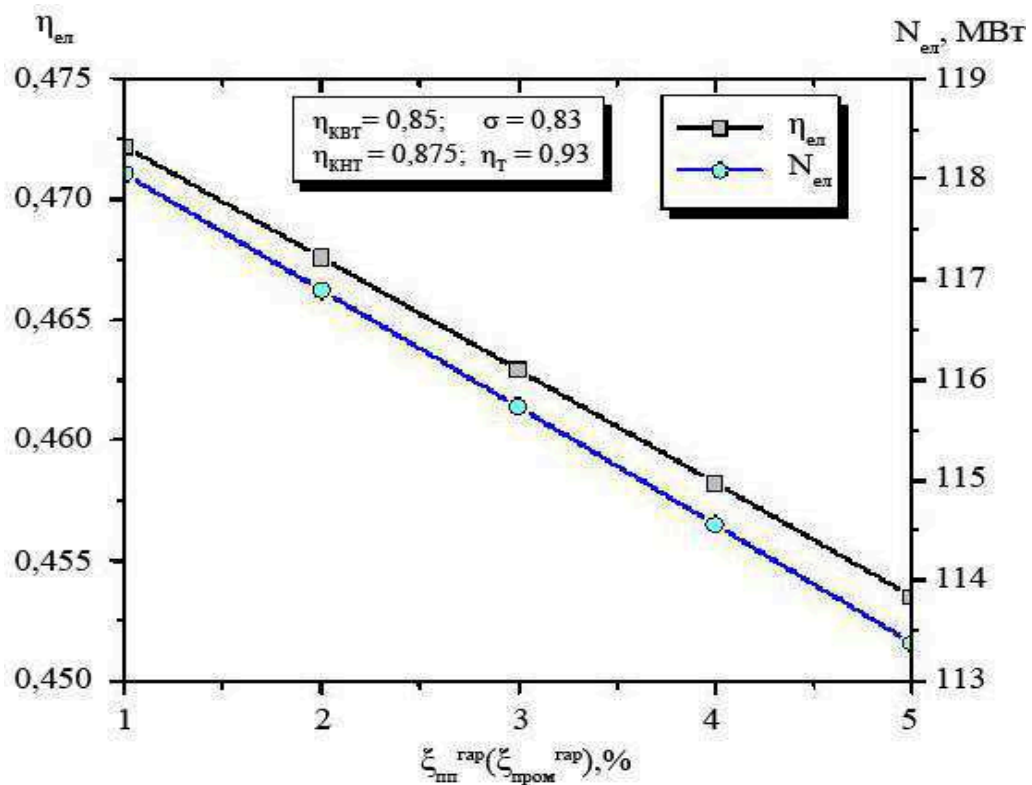


Рис. 3.17 Залежності електричного ККД та електричної потужності ГТУ від відносних втрат тиску в гарячій магістралі попереднього та проміжного теплообмінників

Висновки до розділу

1. Проведено розрахунки для складного термодинамічного циклу БПЕ ГТУ високотемпературного гелієвого реактора четвертого покоління з тепловою потужністю 250 МВт при його роботі в базовому режимі вироблення електроенергії.
2. Визначено, що в режимі вироблення електроенергії корисна електрична потужність установки складає 115,73 МВт з електричним ККД 46,3%. У комбінованому режимі електрична потужність складає 69,66 МВт з електричним ККД 27,86%. При цьому корисна теплова потужність установки для використання скидної теплоти для комунального теплопостачання складає 182,13 МВт.
3. В межах зміни ККД компресорів низького та високого тисків, турбіни, ступеня регенерації та температурного коефіцієнта проміжного охолодження виконано дослідження впливу на ККД та електричну потужність всієї установки.

4. Розглянуто вплив відносних втрат тиску в регенераторі, проміжному та попередньому теплообмінниках в гарячій та холодній магістралях на ефективність циклу ГТУ.

ВИСНОВКИ

Дана дипломна робота посвячена дослідженню термодинамічного циклу ядерної енергетичної установки з тепловою потужністю ядерного реактора 250 МВт з гелієвою турбіною в режимі вироблення електроенергії та в комбінованому режимі – з виробленням електричної та теплової енергії. При проведених дослідженнях отримані наступні результати:

1. На основі розробленої математичної моделі складного циклу ГТУ для ГТ-МГР з регенерацією теплоти та проміжним охолодженням гелію в компресорі проведено тестування з використанням наявних в літературі для реакторної установки МГР-100ГТ.

2. Виконані розрахунки параметрів циклу ГТУ з тепловою потужністю ядерного реактора 250 МВт для двох режимів її роботи: режиму вироблення електроенергії та комбінованого режиму.

3. Показано, що в режимі вироблення електроенергії корисна електрична потужність установки складає 115,73 МВт з електричним ККД 46,3%. У комбінованому режимі електрична потужність складає 69,66 МВт з електричним ККД 27,86%. При цьому корисна теплова потужність установки для використання в комунальному теплопостачанні складає 182,13 МВт.

4. Для базового режиму вироблення електроенергії основний вплив на ККД установки має температурний коефіцієнт проміжного охолодження. При збільшенні температурного коефіцієнта проміжного охолодження до значення 1,1, тобто зменшенні глибини охолодження на 10%, потужність установки падає майже на 35%. А при зниженні його до 0,95 теоретично розрахована електрична потужність має досягти значення в 140 МВт, що на 20% вище обчислених у роботі результатів.

5. Збільшення ККД турбіни від 0,75 – 0,95 показала, що електрична потужність установки при цьому зростає на 27%. При технічно досяжному значенні в 0,8, електрична потужність складе 100 МВт при ККД ГТУ близько 40%.

6. Зменшення ступеня регенерації теплоти від заданого значення 0,83 до 0,7 призводить до зниження електричної потужності на 9%, а до 0,5 – на 13%.

Збільшення ж вище 0,85 призводить до значного зростання потрібної площі поверхні і маси теплообміну в регенераторі, Таким чином, розрахункове значення ступеня регенерації $\sigma = 0,83$ є достатньо обґрунтованим для отримання високих значень ККД (46%).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бородин А.О. Роль ядерной энергетики в современном мире. Безопасность и стоимость / Бородин А.О., Ананьева А.Г. // Юнидо. – Москва, 2011. – №4. – С.59-63
2. The Power Reactor Information System (PRIS) – The Database on Nuclear Power Reactors
3. Белозеров Д.П. Современные проблемы ядерной энергетики: совершенствованные реакторы III и III+ поколений / Белозеров Д.П., Давыдов Л.Н. // Вісник Харківського Університету. – Харків, 2007. – №777 – С.3-23.
4. Колпаков Г.Н. Конструкции ТВЭЛов, каналов и активных зон энергетических реакторов: учебное пособие / Колпаков Г.Н., Селиваникова О.В. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 118 с.
5. по материалам офіційного сайту компанії РосАтом http://www.rosatom.ru/aboutcorporation/activity/energy_complex/electricitygeneration/
6. Technology Roadmap Update for Generation IV Nuclear Energy Systems / The Generation IV International Forum. – 2014 - С.8-53
7. Гордон Б.Г. Эволюция безопасности АЭС / Гордон Б.Г. // Электрические станции. – Москва, НТФ «Энергопрогресс», 2011. – № 12. – С. 6-11.
8. Х. Юанху HTGR продвигается в Китае / Х. Юанху // Атомная техника за рубежом. – 2006. – №12. – С. 27-30.
9. Бекман И.Н. Ядерная индустрия: курс лекций. / Бекман И.Н. – Москва: изд-во МГУ. – 2005. – 867 с.
10. Матзнер Д. Прогресс программы RBMR / Д. Матзнер, Э. Уоллис. // Атомная техника за рубежом. – 2006. – №10. – С. 17-21.
11. Achievement of Reactor-Outlet Coolant Temperature of 950°C in HTTR / [S. Fujukawa et al.] // Journal of Nuclear Science and Technology. – 2004. – Vol. 41, № 12. – P. 1245-1254.

12. по материалам офіційного сайту компанії РосАтом
<http://www.areva.com/mediatheque/liblocal/docs/activites/reacteurs-services/reacteurs/pdf-plaq-antares-va.pdf>
13. Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор – энергоисточник для промышленного производства водорода / [Митенков Ф.М., Кодочигов Н.Г., Васяев А.В., Головкин В.Ф., Пономарев-Степной Н.Н. и др.] // Атомная энергия. – 2004. – т.97. – в. 6. – С. 432-446.
14. Манушин М.А. Теория и проектирование газотурбинных комбинированных установок / Манушин М.А., Михальцев В.Е., Чернобровкин А.П. – М.:Машиностроение, 1977 – 441с.
15. Уваров В.В. Газовые турбины и газотурбинные установки / Уваров В.В. – М.:Высшая школа, 1970 – 320с.
16. Стационарные газотурбинные установки / [Арсеньев Л.В., Тырышкин В.Г., Богова И.А. и др.]; под ред. Арсеньева Л.В. и Тырышкина В.Г. – Л.: Машиностроение, Ленингр. издание, 1989 – 543с.
17. Helge Petersen The Properties of Helium: Density, Specific Heats, Viscosity, and Thermal Conductivity at Pressures from 1 to 100 bar and from Room Temperature to about 1800 K / Helge Petersen – Danish Atomic Energy Commission Research Establishment Rise Engineering Department Section of Experimental Technology, Report №224, September 1970
18. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Варгафтик Н.Б. – М.: Наука, Главн. Ред. Физ.-мат. Литературы, 1972 – 720с.
19. Арсеньев Л.В. Газотурбинные установки: конструкция и расчет: справочное пособие / Арсеньев Л.В., Тырышкин В.Г.; под ред. Л.В. Арсеньева и В.Г. Тырышкина – Л.: Машиностроение, 1978 – 232с.
20. Harten A. Uniformly high order accurate non-oscillatory schemes / A. Harten, S. Oscher // SIAM Journal of Numerical Analysis – 1987, 24, №2. – P.279-309.
21. The use of High-Modular Helium Reactor for heating energy-intensive production / [Столяревский А.Я., Кодочигов Н.Г., Васяев А.В. и др.]// Новости теплоснабжения. – 2011.– №2. – С. 39-43