

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Інститут (факультет ) \_\_\_\_\_ ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого \_\_\_\_\_

Кафедра \_\_\_\_\_ Електропостачання і енергоменеджменту \_\_\_\_\_

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Сергій БЛАЖЕНКО \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ Сергій БАЛЮТА \_\_\_\_\_

(підпис)

(прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_

(підпис)

(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ лютого 2023 р.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ лютого 2023 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

**НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності \_\_\_\_\_ 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» \_\_\_\_\_

(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми \_\_\_\_\_ «Електротехнічні системи електроспоживання» \_\_\_\_\_

на тему: «Системи електрозабезпечення електротехнічних комплексів з використанням вторинних енергоресурсів» \_\_\_\_\_

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЗЕЛ-2-5М

\_\_\_\_\_ Гончаров Михайло Миколайович \_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

Керівник Балюта Сергій Миколайович \_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_ Володимир БОНДАР \_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Я як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач \_\_\_\_\_

(підпис)

Київ – 2023 р.

# НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально - науковий інженерно - технічний інститут ім. акад. І. С. Гулого

Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»  
(назва)

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач

кафедри ЕПЕМ

/Сергій БАЛЮТА/

“ 11 ” листопада 2022 року

## З А В Д А Н Н Я

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Гончаров Михайло Миколайович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Системи електрозабезпечення електротехнічних комплексів з використанням вторинних енергоресурсів

керівник роботи Балюта Сергій Миколайович., д.т.н., проф.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ 11 ” листопада 2022 року № 810-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 02 лютого 2023 року

3. Вихідні дані до роботи матеріали переддипломної практики

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Сучасні проблеми електропостачання об'єктів з використанням вторинних енергоресурсів. 2. Обґрунтування структури електротехнічного комплексу з автономним джерелом при використанні тригенераційного режиму. 3. Підвищення якості електроенергії і реалізація безперебійного живлення споживачів електротехнічних комплексів.

5. Перелік графічного матеріалу

Графічно-презентаційна частина в середовищі PowerPoint – 30 слайдів.



## АНОТАЦІЯ

Гончаров М. М. Системи електрозабезпечення електротехнічних комплексів з використанням вторинних енергоресурсів. Спец . 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка , ОП Електротехнічні системи електроспоживання, НУХТ, Київ 2023.

Кваліфікаційна робота: 62 с.; 17 рис.; 4 табл.; 43 джерела.

Метою кваліфікаційної роботи є дослідження систем енергозабезпечення електротехнічних комплексів з використанням розподілених джерел генерації електричної енергії та вторинних енергоресурсів, розробка заходів забезпечення якості електричної енергії.

Досліджений тригенераційний режим електрозабезпечення електротехнічного комплексу з АБХМ. Розроблена математична модель системи автоматичного управління витратою охолоджувальної рідини.

Дослідження проводилися з використанням пакету MATLAB.

Розроблені заходи забезпечення якості електричної енергії в системі електротехнічного комплексу з використанням активного фільтру. Запропоновано метод підвищення надійності електропостачання електротехнічного комплексу з використанням тиристорного АВР.

Ключові слова: когенерація, тригенерація, розподілена генерація, надійність електропостачання, якість електричної енергії.

## ANNOTATION

Honcharov M. M. Power supply systems for electrical engineering complexes using secondary energy resources. Specialty. 141 Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics, OP Electrotechnical systems of power consumption, NUFT, Kyiv 2023.

Qualification work: 62 p.; 17 figs.; 4 tables; 43 sources.

The purpose of the qualification work is to study the power supply systems of electrical engineering complexes using distributed sources of electricity generation and secondary energy resources, to develop measures to ensure the quality of electricity.

The tri-generation mode of power supply of an electrical complex with ABHP was investigated. A mathematical model of the automatic control system for cooling fluid flow was developed.

The research was carried out using the MATLAB package.

Measures to ensure the quality of electrical energy in the system of the electrical complex using an active filter have been developed. A method for improving the reliability of power supply of the electrical complex using a thyristor automatic transfer switch is proposed.

Keywords: cogeneration, trigeneration, distributed generation, power supply reliability, power quality.

## ANMERKUNG

Honcharov M. M. Stromversorgungssysteme für elektrotechnische Komplexe unter Verwendung sekundärer Energiequellen. Fachgebiet. 141 Elektrische Energietechnik, Elektrotechnik und Elektromechanik, OP Elektrotechnische Systeme des Stromverbrauchs, NUFT, Kyiv 2023.

Qualifikationsarbeit: 62 S.; 17 Abb.; 4 Tabellen; 43 Quellen.

Ziel der Qualifizierungsarbeit ist es, die Stromversorgungssysteme von elektrotechnischen Komplexen mit verteilten Stromerzeugungsquellen und sekundären Energieressourcen zu untersuchen und Maßnahmen zur Sicherung der Stromqualität zu entwickeln.

Untersucht wurde der Trigenerationsmodus der Stromversorgung eines elektrotechnischen Komplexes mit ABHP. Es wurde ein mathematisches Modell des automatischen Steuerungssystems für den Kühlmittelfluss entwickelt.

Die Untersuchung wurde mit dem MATLAB-Paket durchgeführt.

Es wurden Maßnahmen zur Sicherung der Qualität der elektrischen Energie im System des Elektrokomples unter Verwendung eines aktiven Filters entwickelt. Es wird eine Methode zur Verbesserung der Zuverlässigkeit der Stromversorgung des elektrischen Komplexes unter Verwendung eines automatischen Thyristor-Umschalters vorgeschlagen.

Schlüsselwörter: Kraft-Wärme-Kopplung, Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, verteilte Erzeugung, Zuverlässigkeit der Stromversorgung, Netzqualität.

Übersetzt mit [www.DeepL.com/Translator](http://www.DeepL.com/Translator) (kostenlose Version)

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 СУЧАСНІ ПРОБЛЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ОБ'ЄКТІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ВТОРИННИХ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ.....	11
1.1 Характеристика об'єктів електропостачання нафтогазових підприємств.....	11
1.2. Джерела електропостачання об'єктів НГП із когенераційним режимом.....	13
1.3. Вимоги та можливості забезпечення надійності та безперебійного електропостачання електроустановок НГП .....	26
1.4. Висновки за розділом 1.....	27
2. ОБГРУНТУВАННЯ СТРУКТУРИ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО КОМПЛЕКСУ З АВТОНОМНИМ ДЖЕРЕЛОМ ПРИ ВИКОРИСТАННІ ТРИГЕНЕРАЦІЙНОГО РЕЖИМУ	28
2.1. Тригенераційний режим .....	28
2.2. Тригенераційний електротехнічний комплекс із застосуванням АБХМ.....	34
2.3. Розробка математичної моделі системи автоматичного управління витратою охолоджувальної рідини.....	41
2.4 Техніко-економічне обґрунтування.....	51
2.5. Висновки за розділом 2.....	52
3. ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ І РЕАЛІЗАЦІЯ БЕЗПЕРЕБІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ .....	53
3.1. Використання активного фільтра у структурі електротехнічного комплексу .....	53
3.2. Використання тиристорного автоматичного введення резерву у структурі електротехнічного комплексу .....	59
3.3. Висновки по розділу 3.....	65
ВИСНОВКИ.....	66
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	68

## ВСТУП

### Актуальність теми дослідження та ступінь її розробленості

При розвитку сучасних промислових підприємств виникає необхідність збільшення вимог до систем електропостачання та електротехнічних комплексів [1]. У зв'язку з цим одним з ефективних способів підвищення ефективності і надійності є використання розподіленої генерації ЕЕ (РГ), що характеризується більшою гнучкістю та надійністю. Різноманітність методів здійснення РГ обумовлює популярність її використання у різних галузях промисловості [2,], які зазвичай мають власні ресурси первинних енергоносіїв. Найбільш популярними джерелами РГ, які стрімко розвиваються, це джерела на базі газотурбінних (ГТУ) і паротурбінних (ПТУ) через доступність газової сировини. Однак, при проектуванні систем енергозабезпечення з використанням РГ виникають завдання щодо підвищення енергоефективності використання енергії первинного енергоносія [3]. Ефективність використання палива у електротехнічних комплексах оцінюється коефіцієнтом використання палива (КВП). У класичних системах енергозабезпечення КВП електротехнічних комплексів дорівнює електричному коефіцієнту корисної дії (ККД) і при номінальному режимі роботи установки не перевищує 40%, а при виникненні складних умов експлуатації, у тому числі підвищення температури та вологості повітря, показник КВП знижується до 30% [4]. При використанні тригенераційного режиму досягають виключення зниження ККД. При цьому використовується близько 5% теплової енергії вихлопних газів. Частина цієї енергії можна реалізувати в бінарному циклі, для підвищення до 60% електричного використання енергії первинного енергоносія і у вигляді корисного використання теплової енергії або енергії холоду в технологічних процесах чи системах забезпечення, що може дозволити підвищити КВП до 90 – 95 % [5]. При різноманітні режимів роботи систем постачання постає завдання створення методології порівняння та оцінки різних режимів. Крім енергоефективності більшість підприємств важливим є критерій надійності систем електропостачання [6]. Власні об'єкти РГ також можуть бути виконані у різних режимах роботи:

- ізольований із повним забезпеченням власних навантажень;
- паралельна робота з електроенергетичною системою з видаванням або без видавання надлишкової потужності у мережу для підвищення показників надійності та економічності процесу електропостачання;
- комбінований режим, у якому у разі виникнення аварійних ситуацій система електропостачання здатна переходити на ізольований режим роботи.

При цьому важливим завданням є аналіз та врахування систем РГ для зниження ризиків розвитку порушень стійкості та виникнення каскадних аварійних ситуацій та забезпечення необхідної або необхідної надійності, живучості, безпеки та економічності електропостачання. Подібний аналіз здійснюється шляхом оцінки наявних методів та режимів роботи систем електропостачання, з урахуванням наявних ресурсів та необхідних вимог щодо надійності, моделювання систем електропостачання, модельної оцінки надійності [7] та енергоефективності системи електропостачання. Проблемою підвищення ефективності електротехнічних комплексів займалися Кириленко О.В., Журахівський А. В., Лежнюк П.Д. Зорін В.В., Шидловський А.К..

В роботі Кириленко О.В. [8] проведена оцінка надійності систем електропостачання з розподіленою генерацією. В роботі [9] Лежнюка П.Д. розглядаються питання впливу РГ на надійність роботи електричних мереж, а в роботі [10] представлено вирішення питання підвищення енергоефективності локальних електричних систем за рахунок сумісного використання різнотипних розосереджених джерел енергії.

В роботі Сінчука О.М. і Бойка С.М. [11] представлені особливості використання відновлюваних енергоресурсів гірничорудних підприємств,

В роботах Малярєнка В.А. [12, 13, 14] розглянута підвищення ефективності електротехнічних комплексів шляхом використання когенераційних установ, проте не висвітлено метод роботи даного комплексу в тригенераційному режимі, із застосуванням енергії вихлопу для охолодження повітря на воді в компресорній очищувальній пристрій (КВОУ) ГТУ .

Таким чином роботи актуальними є питання підвищення енергоефективності електропостачання електротехнічних комплексів з

використанням енергії вторинних енергоресурсів шляхом реалізації тригенераційного режиму для підтримки номінальної та зниження встановленої потужності турбогенераторів при варіації параметрів навколишнього середовища та створення структур електропостачання електротехнічних комплексів, що дозволяють покращити такі параметри надійності як коефіцієнт середнє напрацювання на відмову, ймовірність безвідмовної роботи, час відновлення системи, а також забезпечити якісне та безперебійне живлення відповідальних споживачів.

### **Мета і завдання дослідження**

Метою дослідження є розробка методів підвищення енергетичної ефективності, надійності та забезпечення безперебійності електропостачання електротехнічних комплексів при обмеженні до 40 % встановленої потужності джерел від розрахункової.

Основні завдання досліджень:

1. Аналіз методів підвищення енергоефективності автономних електротехнічних комплексів (на прикладі нафтогазових підприємств) із використанням вторинних енергоресурсів.

2. Обґрунтування структури електротехнічного комплексу з автономним джерелом під час використання тригенераційного режиму, що дозволяє турбогенератору функціонувати в номінальному режимі незалежно від температури навколишнього повітря та висоти над рівнем моря.

3. Розробка структури автономного електротехнічного комплексу ( на прикладі нафтогазових підприємств), що забезпечує секціонування джерел електроенергії, підвищення якості електроенергії, надійність електропостачання і дозволяє реалізувати безперебійне живлення споживачів.

4. Техніко-економічне обґрунтування ефективності використання енергії первинного енергоносія у газотурбінних електростанціях при тригенераційному режимі роботи.

# ГЛАВА 1. СУЧАСНІ ПРОБЛЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ОБ'ЄКТІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ВТОРИННИХ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ

## 1.1 Характеристика об'єктів електропостачання нафтогазових підприємств

Виробничі процеси нафтогазових підприємств (НГП) здійснюються за високого споживання електричної енергії - енергетична складова досягає 0,5-0,6 від загальних витрат підприємств. При видобутку нафти 50-200 тис. бар/добу потужність агрегатів може становити 13-50 МВт. Споживачі електроенергії технологічних установок НГП здебільшого відносяться до першої та другої категорії за надійністю електропостачання, встановлена потужність електроприймачів знаходиться в межах від сотень кВт до десятків МВт, напруга на воді - 6 (10) кВ. Для оптимізації технологічних процесів та енергозбереження широко впроваджуються перетворювачі частоти, що ускладнює завдання забезпечення якості електроенергії відповідно до ГОСТ 13109-97 [15].

Підвищення енергоефективності компресорних станцій, як найскладнішого елемента ГТС - актуальна проблема у газовій галузі, оскільки компресування газу є найбільш енергоємним теплоенергетичним процесом у магістральному транспорті газу, що споживає до 20 % природного ресурсу, у тому числі при використанні його в ролі палива для генерації електричної енергії [15]. Надійність функціонування та транспортування газу з мінімальними енергетичними витратами – головні критерії якісного функціонування системи газопостачання України. Підвищення енергоефективності електротехнічних комплексів НГП досягається шляхом використання вторинних енергоресурсів для генерації електроенергії автономними електростанціями в режимах бінарного циклу, тригенерації, а також удосконалення технологічних та електротехнічних об'єктів підприємств НГП.

Найсучасніші теплоелектричні установки мають ККД, що не перевищує 42%, коефіцієнт використання потенціалу первинного енергоносія при такій роботі становить 0,4. Ефективність використання енергії первинного

енергоносія можуть бути підвищені за рахунок когенерації. Коефіцієнт використання енергії палива в бінарних системах та когенераційних режимах досягає 0,7, проте при доступних на сьогоднішній день технологіях цей коефіцієнт можна підвищити аж до 0,9 [17,18], об'єднавши завдання підвищення ККД турбогенератора та підвищення потужності електрообладнання шляхом охолодження робочої машини у тригенераційному режимі, що дозволить створити енергоефективні енергонезалежні автономні електростанції у складі електротехнічних комплексів нафтогазових підприємств. Технологічні установки видобутку нафти мають високу чутливість до якості електроенергії. Провали напруги на 0,15 секунд можуть призвести до зупинки УЕЦН і порушення технологічних процесів, відновлення яких вимагатиме 0,5 години і більше, що призведе до значних економічних збитків [16]. Здійснення секціонування ділянок електричних мереж із застосуванням швидкодіючого автоматичного введення резерву сприяє зниженню безструмової паузи при порушенні роботи систем електропостачання. Відсутність методології застосування місткових структур з використанням засобів силової електроніки та автоматики перешкоджають підвищенню надійності технологічних процесів та зниженню збитків, що супроводжують порушення електропостачання об'єктів нафтогазових підприємств. Вибір топології електротехнічних комплексів з різними рівнями напруги та з багато зв'язковими системами електропостачання повинен проводитися за умов забезпечення безперебійності електропостачання споживачів [16] та мінімізації структурної надмірності шляхом зниження впливу вкладів елементів на показники надійності [20]. З урахуванням вищезгаданих факторів обґрунтування топології системи електропостачання з багаторівневим секціонуванням та застосуванням засобів силової електроніки та автоматики для підвищення надійності електропостачання об'єктів нафтогазових підприємств є актуальним.

## 1.2 Джерела електропостачання об'єктів НГП із когенераційним режимом

Серед автономних джерел електропостачання застосовуються 2 типи електроагрегатів електроустановок найбільшого поширення набули два види енергоагрегатів: газотурбінні установки (ГТУ) та газопоршневі агрегати (ГПА). Як запасне джерело енергії широко використовуються дизель-генераторні установки (ДГУ). Перевагами ГПА є: тривалий термін роботи без серйозних ремонтних робіт, стійкість до пуско-зупинних процесів по відношенню до ресурсу основного агрегату, гнучкість прийняття навантаження за високої оперативності виходу в номінальний режим роботи, здатності функціонування при порівняно низьких значеннях тиску газу. Основною відмінністю ГТУ є діапазон потужностей від десятків кВт до десятків МВА, у ГПА до 1000 кВт. Аналізуючи переваги ГТУ можна відзначити значне вироблення теплової енергії, відсутність детонаційних явищ, забезпечення низького рівня викидів шкідливих речовин - у 15-25 разів менше, ніж у газопоршневих установок, а також ГТУ мають широкий діапазон робочих режимів і можливість одноразового прийому навантаження до 100%. [21]. Однією з важливих переваг газотурбінних установок є можливість використання потенціалу встановленої потужності в діапазоні від 0 до 100% з великою циклічністю, залежно від графіків електричних навантажень (годинні, добові та сезонні перепади), на відміну від газопоршневих, з постійним навантаженням не менше 50% від наявної потужності установки. Застосування ГТУ або ГПА визначається залежно від поставленого завдання. ГТУ варто застосовувати при динамічному навантаженні в когенераційних та тригенераційних системах, де крім електричної використовується і тепла енергія установки. ГПА - у традиційних схемах електропостачання з генерацією виключно електричної енергії за наявності стабільного тривалого навантаження. Вплив параметрів повітря та навколишнього середовища на вихідну потужність ГТУ можна поділити на значні та незначні. До незначного впливу параметрів відносяться вміст вологи і тиск, до значно впливають - температура. За даними Гідрометцентру України, розкид температур доходить до 55°C (від -20°C -

+35°C). ГТУ здатні працювати у множинних режимах, які відрізняються великою кількістю теплової енергії, що виділяється, тому для отримання найбільшої ефективності використання енергії первинного енергоносія в роботі розглядалися два основні режими роботи електротехнічних комплексів на базі ГТУ:

- когенераційний режим енергопостачання;
- тригенераційний режим енергопостачання.

Також існує традиційний режим, однак за традиційного режиму роботи коефіцієнт використання природного палива прирівнює до ККД електроустановки, відповідно він не перевищує значення 40%. При когенераційному та тригенераційному режимах роботи даний показник здатний досягати 90%. Внаслідок низьких показників ефективності електротехнічні комплекси з традиційним режимом роботи доопрацьовуються та перетворюються на режим когенерації за наявності споживачів теплової та холодильної потужностей [21].

Когенераційний режим роботи ТЕС (рисунок 1.1) здійснюється шляхом використання для вилучення через котел-утилізатор теплової енергії вихлопних газів, отриманих в процесі генерації електричної енергії за допомогою електротехнічної установки, що працює на паливі.

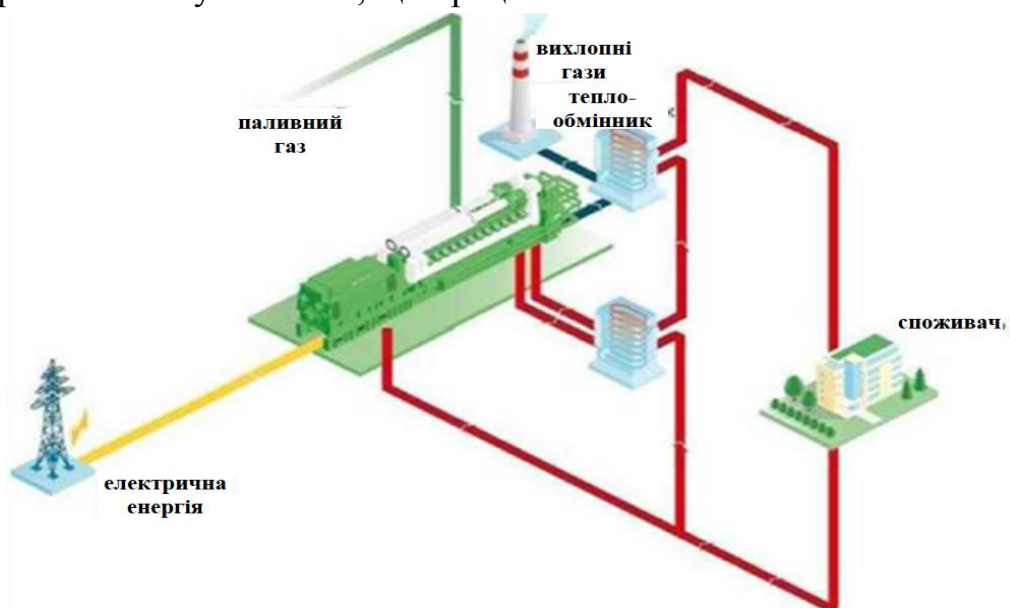


Рисунок 1.1 - Електротехнічний комплекс із когенераційним режимом роботи

Ця модернізація ТЕС до ТЕЦ супроводжується великими технологічними змінами, оскільки, крім будівництва самого котла-утилізатора, слід забезпечити його ефективною системою очищення. Гази на виході містять велику кількість хімічних речовин та пилу, що створює необхідність очищення газів до попадання в котел – утилізатор. Найчастіше очищення проводиться завдяки циклонам і електричним фільтрам, проте, як правило, такого очищення буває недостатньо для повного виключення пилу та інших речовин з газу, що очищається. При осіданні на поверхні нагріву пилу зменшується ефективність тепловіддачі, а при найменшому протіканні вологи пил стає зволеним, починаючи надавати ще більший негативний ефект на тепловіддачу, а це в свою чергу тягне за собою нерівномірне нагрівання і перекіс змішувиків [22]. Також слід спроектувати систему автоматичного регулювання температури води на виході з теплообмінника, оскільки навіть за мінімальних значень температури  $^{\circ}\text{C}$  тепла енергія споживатиметься не повністю. Теплова потужність когенерації може бути визначена за формулою (1.1) [23]:

$$Q_{kg} = P_{PE} \cdot (1 - \xi_{EL}) \cdot \xi_{TV} \quad (1.1)$$

де  $P_{PE}$  - потужність потенційної енергії первинного енергоносія;

$\xi_{EL}$  - електричний ККД електротехнічного комплексу;

$\xi_{TV}$  - коефіцієнт технічного використання установки, що виключає втрати на вузлах електротехнічного комплексу та теплової енергії, що йде з вихлопними газами після знімання енергії в котельній установці.

Залежно від електроустановок, задіяних у процесі когенерації та конструктивних особливостей електротехнічного комплексу, тепла потужність когенерації може бути в діапазоні від 1 до 2-х кратного значення електричної потужності електротехнічного комплексу. Середнє значення можна прийняти рівним півторакратного значення. Такий потенціал теплової потужності здатний забезпечити виконання завдання з опалення та забезпечення ГВП прилеглих до електротехнічного комплексу житлових комплексів. Як приклад житловий багатоповерховий будинок класом енергоефективності «С» має значення споживання теплової енергії на опалення

90 кВтгод/м<sup>2</sup> рік та 50 кВтгод/м<sup>2</sup> рік на ГВП при споживанні електричної енергії 100 кВт год/м<sup>2</sup> рік. Таким чином, отримуємо, що при створенні на базі ТЕС, що забезпечує електричною енергією житловий комплекс, когенераційного режиму, отриманий електротехнічний комплекс здатний забезпечити споживачів необхідною тепловою потужністю, що дозволить відмовитися від створення котелень під ці потреби. Крім житлових будівель споживачами теплової потужності найчастіше виступають виробничі об'єкти: будівлі та споруди. До найбільших споживачів теплової потужності відносяться: нафтопереробні комплекси, у робочому циклі яких найчастіше стоїть завдання сепарації нафти від парафінів та інших домішок, виконання якої полягає у високотемпературному нагріванні нафтопродуктів для спрощення процесу поділу; шахтний видобуток у північних регіонах, при фільтрації повітря в якому необхідно також нагрівати його для забезпечення безпечної для життя та здоров'я робочих температури робочого середовища.

Залежно від масштабів виробництва споживання теплової енергії одного об'єкта виробництва може досягати 2 ГВт-год на рік у першому випадку та 1,5 ГВт год на рік у другому випадку. Для забезпечення подібних споживачів необхідним обсягом теплової енергії найчастіше створюють опалювальні комплекси на базі газокотлових установках, в яких умовний енергетичний потенціал енергії первинного енергоносія повною мірою, за винятком втрат, використовується як джерело корисної теплової енергії. Подібні виробничі об'єкти є переважно споживачами електричної енергії автономних електротехнічних комплексів, які, своєю чергою, зазвичай побудовані з урахуванням ГТУ чи ГПА. Подібні комплекси є найбільш ефективними для впровадження системи когенерації для генерації теплової енергії та забезпечення двома видами енергії виробничих та прилеглих житлових об'єктів [23].

Показано, що в режимі когенерації коефіцієнт використання палива за одночасної генерації електричної та теплової енергії може досягати 90%. Однак подібний показник досягається, як правило, у зимові періоди роботи виробництв, у літні періоди використання теплової енергії значно знижується,

проте можливе виникнення необхідності у постачанні енергією холоду. У разі доцільно застосування тригенераційних режимів роботи електротехнічних комплексів.

### **1.2.1 Технічні характеристики електротехнічного комплексу з бінарним циклом**

В основі тригенераційної системи з бінарним циклом стоять ГТУ, як допоміжний генератор ПТУ. Для виявлення технічних характеристик комбінованої системи необхідно визначити потужності ГТУ та ПТУ. Електричний ККД комбінованої установки можна визначити за формулою (1.2):

$$\chi = \frac{P_E^{GTU} + P_E^{PTU}}{Q_z^{GTU}} \quad (1.2)$$

де  $Q_z^{GTU}$  - теплота згоряння палива, що спалюється в камері згоряння ГТУ, Вт. [76, 92];

$P_E^{GTU}$  - потужність ГТУ, Вт;  $P_E^{PTU}$  - потужність ПТУ, Вт.

При спільній роботі ГТУ та ПТУ в єдиному електротехнічному комплексі з бінарним циклом важливою умовою є відповідність потужності даних електроустановок. За наявності значення потужності ГТУ використовуємо таке рівняння для розрахунку потужності ПТУ (1.3) [24]:

$$P_E^{PTU} = Q_{PG} \cdot \xi_{TU} \cdot \xi_M \cdot \xi_{EG} \quad (1.3)$$

де  $Q_{PG}$  - теплова потужність, що подається на вхід ПТУ, МВт;

$\xi_{TU}$  - ККД паротурбінної установки;

$\xi_M, \xi_{EG}$  - коефіцієнти, що враховують механічні та електричні втрати в електрогенераторі.

Теплова потужність, використання якої можливе ПТУ для генерації електричної енергії, обумовлюється потенційною тепловою енергією первинного енергоносія (природного газу) з урахуванням витрати на електричний ККД ГТУ та генерацію енергії холоду АБХМ, що визначається за формулою (1.4):

$$Q_{PG} = P_{EL}^{GTU} \left( \frac{1}{\xi_{EL}^{GTU}} - 1 \right) - Q_{abhm} \quad (1.4)$$

де  $P_{EL}^{GTU}$  – номінальна потужність ГТУ, МВт;  $\xi_{EL}^{GTU}$  - електричний ККД ГТУ;

$Q_{abhm}$  - теплова потужність, що подається на вхід холодильної абсорбційної машини.

Отримана система енергопостачання з режимом тригенерації згідно з дослідженнями інших учених [22] здійснює роботу при розрахунковому енергетичному балансі, структурно представленому на рис. 1.2.

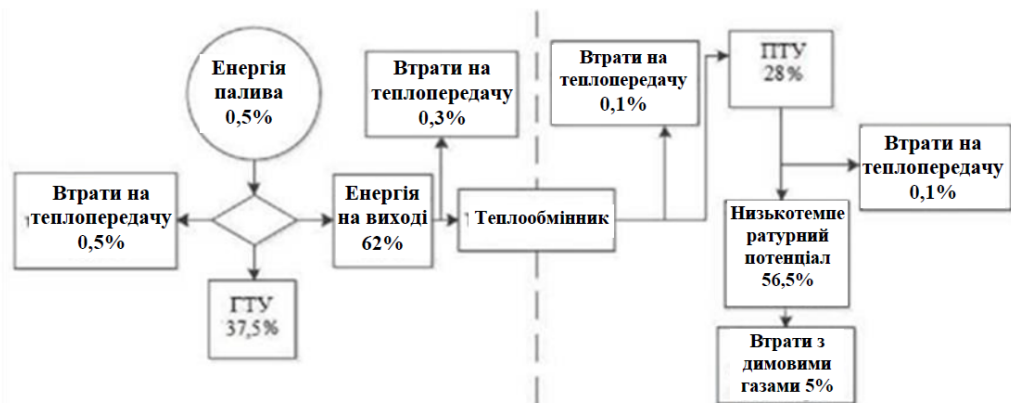


Рис. 1.2- Структура балансу енергії первинного енергоносія електротехнічного комплексу з режимом когенерації та бінарним циклом

Як видно з рис.1.2 тепловий баланс когенераційного режиму з бінарним циклом складається з двох умовних контурів процесів перетворення потенційної теплової енергії первинного енергоносія в електричну та корисну теплову енергію:

- перший контур обумовлює процес перетворення енергії палива на електричну за допомогою функціонування ГТУ;

- другий контур обумовлює розподіл енергії відпрацьованих газів турбогенератора між генерацією додаткової електричної потужності шляхом використання ПТУ та використання теплової енергії для опалювальних та технологічних процесів у вигляді низькотемпературного потенціалу теплових відходів.

На схемі також показані основні втрати, що обумовлюються відведенням тепла вузлів теплопередачі в ОС та мінімізованими при застосуванні представленої структури викидами вихлопних газів ГТУ. Другий контур схеми показує енергетичний баланс за умови повного значення або значення 100% енергії вихлопних газів на виході з газотурбінної установки, для більш детального опису теплової частини когенераційного режиму.

Відповідно до представленої структури формула 1.4 має такий вигляд:

(1.5) [22]:

$$q_1 = Q_{\text{газ}} \cdot \lambda_{\text{газ}} \quad (1.5)$$

де  $q_1$  – тепловий потенціал первинного енергоносія;  $Q_{\text{газ}}$  – витрата теплоносія;

$\lambda_{\text{газ}}$  – ентальпія теплоносія.

Електрична потужність першого контуру:

$$P_{\text{GTU}} = q_1 \cdot \xi_{\text{GTU}} \quad (1.6)$$

де  $P_{\text{GTU}}$  – електрична потужність ГТУ;  $\xi_{\text{GTU}}$  – електричний ККД ГТУ.

Енергія відпрацьованих газів ГТУ :

$$q_2 = q_1 - P_{\text{GTU}} \quad (1.7)$$

де  $q_2$  – теплова енергія відпрацьованих газів ГТУ;  $P_{\text{GTU}}$  – електрична потужність ГТУ.

Електрична потужність ПТУ (1.8):

$$P_{\text{PTU}} = q_2 \cdot \xi_{\text{PG}} \cdot \xi_{\text{PG}} \quad (1.8)$$

де  $P_{\text{PTU}}$  – електрична потужність на виході ГТУ;  $\xi_{\text{PG}}$  – коефіцієнт відношення теплової потужності на виході з ГТУ до повної потужності первинного енергоносія;

$\xi_{PG}$  - ККД ГТУ.

Відведення теплоти в довкілля:

$$q_3 = q_2 - P_{PTU} \quad (1.9)$$

де  $q_3$  - потужність теплоти, відведеної в навколишнє середовище;

$q_2$  - потужність теплоти вихлопних газів на виході з ГТУ;

$P_{PTU}$  - електрична потужність ПТУ (визначається (1.8)).

Виходить, що під час роботи у бінарному циклі можемо мати до 40% електричної енергії додатково. До того ж низькотемпературну енергію, що залишилася, можна відправити в теплообмінник для підвищення загального показника ККД. В результаті реалізації системи існує можливість підвищення електро-генерації ГТЕС, що у разі нестачі електроенергії в регіоні відіграватиме дуже важливу роль. До того ж при використанні ПТУ зменшується кількість продуктів згоряння первинного енергоносія, що викидаються в атмосферу, що сприятливо позначиться на становищі стану екологічного стану навколишнього середовища. Зазначені фактори підтверджують актуальність використання систем когенерації в автономних паливних електростанціях.

### **1.2.2 Узгодження роботи основного та допоміжного генераторів на загальну шину**

Когенераційна установка з бінарним циклом для електропостачання об'єктів нафтогазових підприємств включає дві генераторні установки: основну (ОЕУ) та допоміжну електроустановку (ДЕУ), де за ОЕУ приймається газотурбінова установка, а як ДЕУ - паротурбінна установка. Ефективна робота ДЕУ забезпечується завдяки додатковому контуру з проміжним низькокиплячим робочим середовищем, що дозволяє регулювати рівень параметрів робочого тіла приводу парової турбіни.

Залежно від графіків теплових та електричних навантажень тепло вихлопних газів може використовуватися і в теплообміннику для нагрівання теплоносія, що використовується для найбільш ефективної роботи ДЕУ, постачання вузлів опалення або системи охолодження ОЕУ [25,26].

Розглянемо можливості реалізації режиму максимального відбору потужності при паралельній роботі ОЕУ та ДЕУ, при якому забезпечуються повнота використання енергії первинного енергоносія до 90 %, якість електричної енергії відповідно до вимог ГОСТ та кількість генерованої електроенергії залежить від сезонності та параметрів графіків навантажень споживачів [26]. При роботі на загальну мережу в режимі когенерації виникає необхідність здійснення паралельної роботи джерел з умовно нерегульованою потужністю, що виробляється, при якій досягається максимальна передача електричної енергії з частотою 50 Гц на навантаження. Через відмінність частот струмів, що генеруються, і величин вихідних напруг, потрібно забезпечити перетворення параметрів електроенергії, що генерується кожною установкою, для її ефективної передачі до навантаження. Функціональна схема електротехнічної частини когенераційної установки з бінарним циклом наведено рис.1.3.

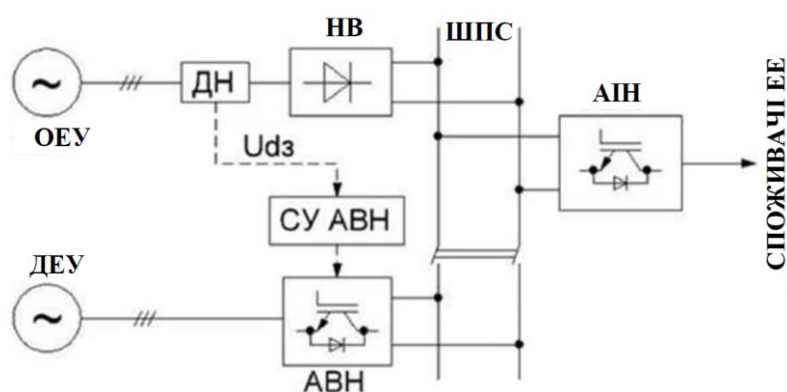


Рис. 1.3- Функціональна схема електротехнічної частини когенераційної установки

ОЕУ живить шини постійного струму (ШПС) через некерований випрямляч (НВ). Для узгодження напруги на виході ДЕУ з напругою ШПС використовується активний підвищувальний перетворювач за схемою активного випрямляча напруги (АВН). Від ШПС отримує живлення

автономний інвертор напруги (АІН), від якого здійснюється електропостачання споживачів напругою 220 з частотою 50 Гц.

Напруга на виході трифазного АВН визначається в залежності від параметрів джерела напруги і коефіцієнта модуляції  $m$  [27]:

$$U_d = \frac{\frac{3}{4} m U_1 \frac{R_\varphi}{R_D^2 + X^2} (R \cos \varphi_m - X \sin \varphi_m)}{1 + \frac{3}{4} m^2 \frac{R_\varphi R_D}{R_D^2 + X^2}} \quad (1.10)$$

де  $U_1$ - фазна напруга мережі;  $R_\varphi$ - активний опір, еквівалентний потужності навантаження, Ом;  $R_D$ ,  $X$  - активний та реактивний опори вхідного дроселя відповідно, Ом;  $\varphi_m$  - фаза напруги модуляції по відношенню до напруги мережі, рад.

Коефіцієнт модуляції вибирається системою управління таким чином, щоб забезпечити рівність напруг на виході НВ та АВН та виключити протікання зрівняльних струмів, забезпечуючи ефективну передачу енергії до навантаження.

Напруга на виході НВ з урахуванням комутаційних втрат визначається виразом [27]:

$$U_{d1} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} U_1 - \frac{3X_1}{\pi} I_{d1} \quad (1.11)$$

де  $X_1$ – індуктивність комутаційного контуру, Ом;  $I_{d1}$ - вихідний струм НВ, А.

У разі відхилень швидкості обертання ОЕУ або коливань навантаження величина напруги на виході НВ буде змінюватися, АВН скоригує свою вихідну напругу, використовуючи задану величину, що дорівнює  $U_{d1}$ .

Для оцінки ефективності роботи установки з бінарним циклом розроблено комп'ютерну модель у середовищі Matlab Simulink (рисунок 1.4.). Блоки Main Generator і Auxilary Generator імітують ОЕУ і ДЕУ [28], в ході

моделювання напруга на ОЕУ змінювалася в межах 153-173 В. Опір комутаційного контуру між ОЕУ і силовим НВ моделюється блоком Line1, блок (Line2 + Inductor) також враховує дроселі АВН. Система управління (СУ) АВН з корекцією коефіцієнта потужності та плаваючим завданням по напрузі реалізована за векторним алгоритмом у блоці Control System. Блок  $U_d$  обчислює  $U_{zd}$ , спираючись на вираз (1.11). Для перевірки ефективності передачі електроенергії в навантаження використовувалося активно-індуктивне навантаження Load у ланці постійного струму. У ході моделювання силові ключі розглядалися як ідеальні елементи (без втрат активної потужності на їхньому внутрішньому опорі), а вихідна напруга обох генераторів приймалася симетричною. В якості основної електрогенеруючої установки прийнятий мікрогазотурбінний електроагрегат Capstone C600, що застосовується на нафтогазових підприємствах, що являє собою синхронний генератор на постійних магнітах, ДЕУ - паротурбінний електроагрегат Calnetix WHG125. Основні параметри представлених вище ОЕУ та ВЕУ наведено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Основні характеристики генераторних установок

Основна електрогенеруюча установка	
Максимальна корисна електрична потужність	600 кВт
Максимальне діюче значення напруги, що генерується	173 В
Частота струму, що виробляється	1000 Гц
Швидкість обертання турбіни, об/хв.	60000
Допоміжна електрогенеруюча установка	
Максимальна корисна електрична потужність	125 кВт
Максимальне значення генерованої напруги	77 В
Частота струму, що виробляється	450 Гц

ДЕУ включається у випадку невідповідності електроенергії генерованої ОЕУ поточним показниками графіка електричних навантажень. При цьому аналізований електротехнічний комплекс надалі працює в режимі максимальної генерованої електричної потужності.

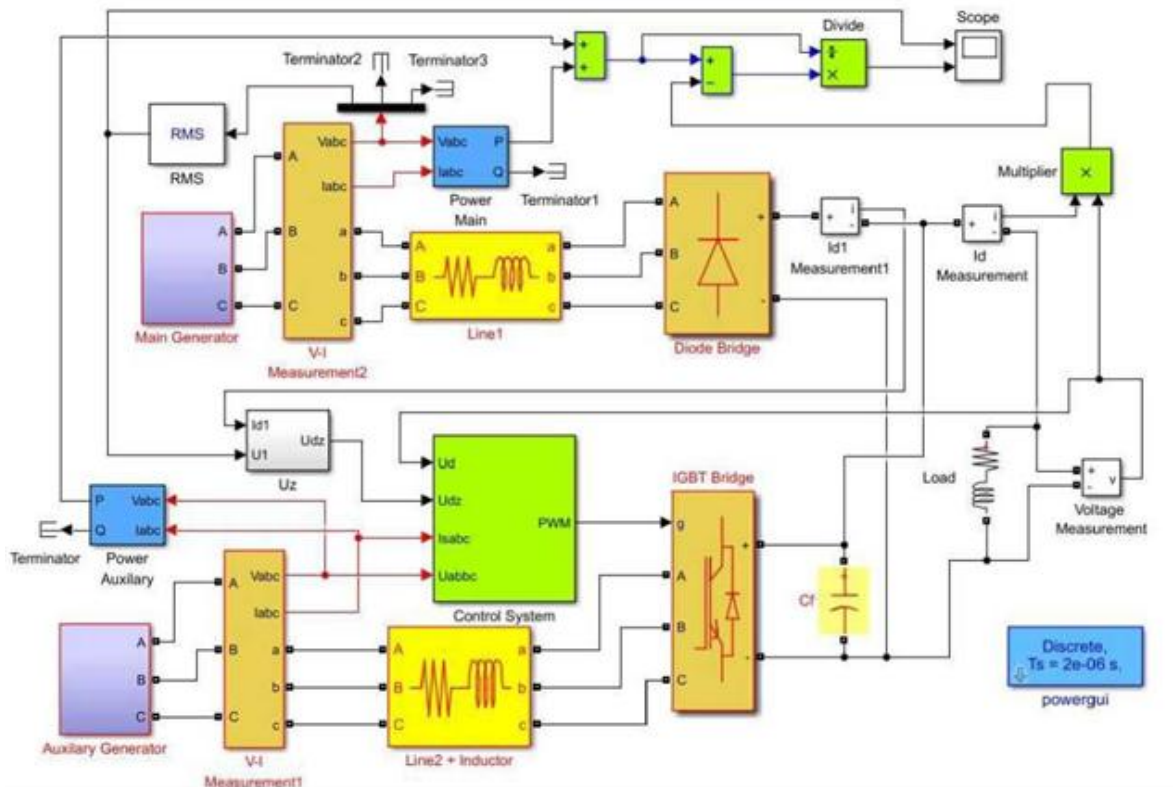


Рис. 1.4- Модель когенераційного електротехнічного комплексу у середовищі Matlab/ Simulink

На вхід блоку Scope надходить величина відносних втрат  $\gamma$  корисної потужності когенераційного комплексу, викликаних роботою ЕРС ОЕУ і ДЕУ на внутрішній опір один одного (1.12):

$$\gamma = 1 - \frac{P_L}{P_{OEU} + P_{DEU}} \quad (1.12)$$

де  $P_{OEU}$  і  $P_{DEU}$  - корисна (активна) потужність, що генерується ОЕУ та ДЕУ відповідно, кВт;

$P_L$  - активна потужність, що споживається навантаженням, кВт.

З наведених на рис. 1.5 графіків видно, що це величина збільшується під час коливань вихідної напруги ОЕУ, що обумовлено інерційністю СУ АВН. Однак, навіть під час перехідних процесів з урахуванням втрат у сполучних струмопроводах та елементах перетворювача ефективність системи становить не менше 98%.

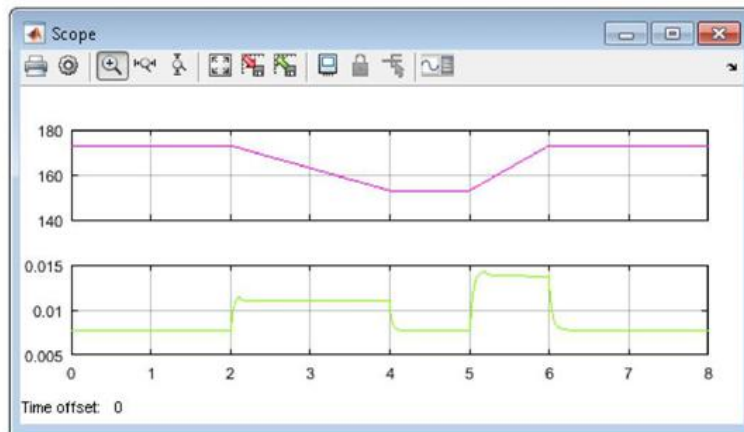


Рис. 1.5- Напруга на виході ОЕУ в когенераційному комплексі при зміні вихідної активної потужності

Перевірка обґрунтованості результатів моделювання паралельної роботи ОЕУ та ДЕУ проводилася у промислових умовах з використанням активних перетворювачів, реалізованих на IGBT типу SK 15 GB 063 компанії Semikron.

В результаті досліджень виявлено, що використання активного підвищувального випрямляча для балансування випрямлених напруг електрогенеруючих установок, дозволить максимально ефективно використовувати потенціал первинного енергоносія [22]. Таким чином, електротехнічний когенераційний комплекс з бінарним циклом дозволяє здійснювати ефективне живлення навантаження при зниженнях напруги ОЕУ в межах до 12 % від номінальної та забезпечує високу якість електроенергії відповідно до вимог ДСТУ:ІЕС 61000-4-30-2010. Здійснення бінарного циклу відбувається за допомогою впровадження додаткового генеруючого обладнання та складних технічних модернізацій для забезпечення роботи різномірних генераторів на загальне енергетичне навантаження, що негативно впливає на доцільність його застосування. Для підвищення енергоефективності ЕТК пропонується використання енергії вторинних енергоресурсів для режиму тригенерації з охолодженням повітря на вході турбогенератора.

### **1.3 Вимоги та можливості забезпечення надійності та безперебійного електропостачання електроустановок НГП**

Об'єкти газотранспортних систем є споживачами першої категорії, що зумовлює необхідність забезпечення їх електропостачання від двох незалежних взаємно-резервованих джерел, здійснення, при необхідності, кожним з них повного забезпечення споживачів електричної енергії, навіть з урахуванням запуску двигунів та інших стрибків навантаження [26].

Компресорні станції мають високу енергоємність, потужність електроприводних споживачів газоперекачувальних агрегатів (ГПРА) досягає десятки МВт, що вимагають безперебійного електропостачання [22]. Важливими споживачами електричної енергії є допоміжні технологічні системи. Часті і навіть короточасні перерви живлення цих систем можуть вплинути на функціонування газоперекачувального об'єкта. Крім надійності, представлені об'єкти чутливі до зниження параметрів якості електроенергії [13]. Для підтримки безаварійного режиму роботи компресорних станцій необхідно забезпечення належного рівня параметрів надійності.

Сучасні способи підвищення надійності електропостачання та якості електроенергії орієнтовані на частоту відмов генераторів електропостачання об'єктів газотранспортних систем на рівні 2-3 на рік. Проте виробничі випробування показали, що значення даного параметра можуть перевищувати 10 разів на рік. Передача електроенергії повітряно-кабельними лініями зумовлює ймовірність виникнення провалів напруги в результаті виникнення коротких замикань, грозових пошкоджень і т.д. Це може призвести до зупинок агрегатів навантаження, спричинити лавинне падіння напруги та повне припинення технологічних процесів, якщо підприємство не має запасного джерела живлення, що відповідає вимогам першої категорії надійності електропостачання, а також обладнання швидкодіючого введення резерву та апаратів компенсації провалів або спотворень напруги.

Однією з найважливіших причин порушення надійності електропостачання газотранспортних систем є технічний стан мереж та трансформаторних підстанцій, частка тих, хто потребує ремонту, досягає 70%. Надійність електропостачання компресорної станції може зумовлювати надійність всього виробничого об'єкта і є одним із найважливіших його параметрів, оскільки низькі показники надійності можуть виключити практичну значимість інших показників, таких як продуктивність, ефективність, економічність тощо. Таким чином, реорганізація структур електропостачання за більш сучасними топологіями із застосуванням електричних та електронних апаратів, що дозволяють знизити вплив аварійних режимів роботи та підвищити якість електроенергії, є актуальним науково-технічним завданням.

#### **1.4 Висновки до глави 1**

1. Показана актуальність та проведено аналіз способів підвищення енергоефективності електропостачання автономних електротехнічних комплексів об'єктів нафтогазового виробництва у частині, що відповідає газотранспортним системам.

2. Проведена оцінка застосування когенераційного з бінарним циклом режиму роботи автономної системи електропостачання для використання енергії вторинних енергоресурсів показала, що для такої системи електричний ККД підвищується до 65-70%, а коефіцієнт використання палива до 90-95%.

3. Представлена система паралельної роботи генераторів газової та парової турбін на загального споживача. Аналіз режимів вказаної системи електропостачання з когенераційним режимом та бінарним циклом показав недоцільність її практичного застосування.

4. Показана актуальність підвищення надійності систем електропостачання автономних електротехнічних комплексів газотранспортних систем об'єктів нафтогазового виробництва.

## ГЛАВА 2. ОБГРУНТУВАННЯ СТРУКТУРИ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО КОМПЛЕКСУ З АВТОНОМНИМ ДЖЕРЕЛОМ ПРИ ВИКОРИСТАННЯ ТРИГЕНЕРАЦІЙНОГО РЕЖИМУ

### 2.1 Тригенераційний режим

У електротехнічному комплексі, що аналізується, і найважливішим аналізованим споживачем енергії холоду є ГТУ. Відповідно до технічних характеристик роботи ГТУ ККД установки може змінюватись в залежності від температури повітря навколишнього середовища (НС) у межах 40 % (рисунок 2.1.). При зниженні температури НС нижче 15 ° С потужність ГТУ підвищується до 20% вище номінальної, при зростанні від 15 до 40 ° С знижується на 25-28 % [23], а при висоті розміщення до 1200 м знижується додатково до 15 %, що зумовлює необхідність підвищення встановленої потужності енергосистеми до 40%.

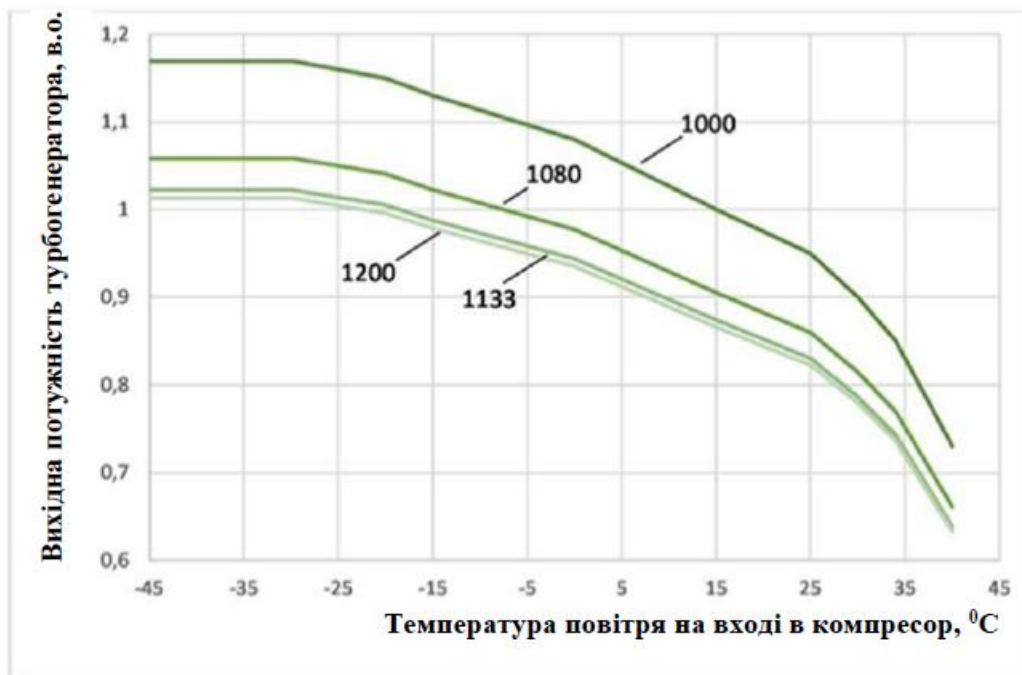


Рис.2.1 - Графік залежності показників вихідної потужності та питомої витрати тепла ГТУ від температури навколишнього середовища

Крім зниження потужності зі збільшенням температури НС збільшується питома витрата палива до 8%. Основними методами охолодження повітря на вході до компресора ГТУ є [23]:

- застосування систем випаровування холодоагенту;
- застосування систем розприскування дрібнодисперсної демінералізованої води;
- застосування повітроохолоджувачів закритого типу із здійсненням процесу кипінням холодоагенту та подальшим випаровуванням. Причому останній варіант реалізується шляхом використання парокompресійних холодильних машин, що працюють на енергії парового теплоносія, або абсорбційних холодильних машин, що використовують енергію пари, вихлопних газів, природного газу або гарячої води.

На рис. 2.2 представлено структуру охолодження повітря на вході турбогенератора шляхом використання випарної системи.

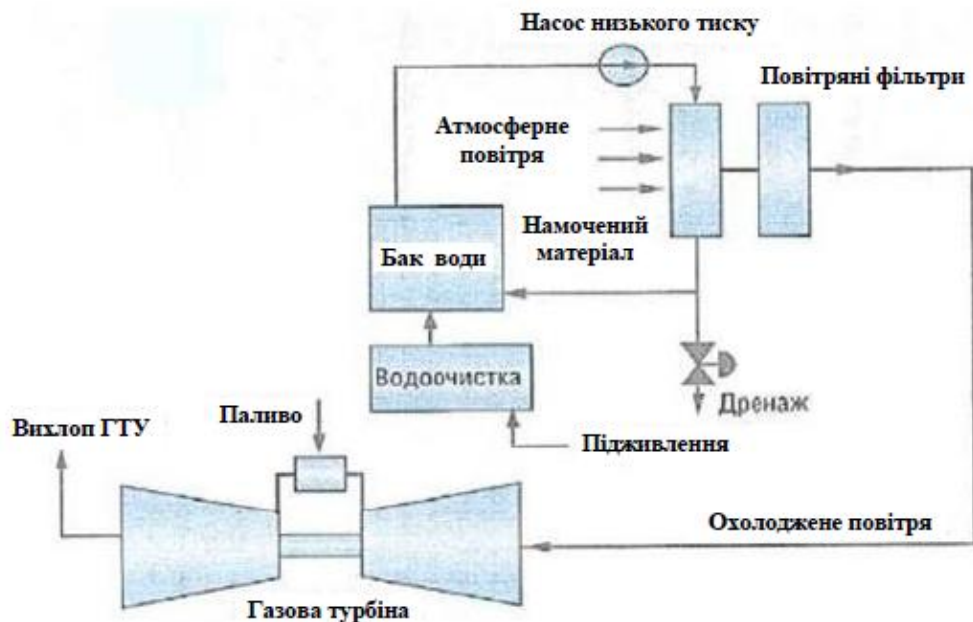


Рис. 2.2 – Система охолодження повітря на вході турбогенератора шляхом використання випарної системи.

Генерація енергії холоду за допомогою даної системи полягає у застосуванні прихованої теплоти випаровування рідини. При переході з рідкого стану в газоподібний холодоагент втрачає досить велику кількість енергії, яке поповнюється за рахунок використання енергії, представленій у вигляді позитивного значення температури, а відповідно наявності теплової енергії води, що охолоджується, яка проходить через трубний

простір теплообмінника - випарника. Ефективність даного методу можна визначити різницею між температурами «сухого» та «мокрого» термометрів, відповідно, чим вище ця різниця, тим вища ефективність. Також необхідно враховувати тиск у випарнику, оскільки чим нижчий тиск, тим нижча температура кипіння холодоагенту, відповідно тим нижчою може бути температура охолодженої води на виході.

На рис. 2.3 зображено структурну схему роботи системи охолодження демінералізованою водою.

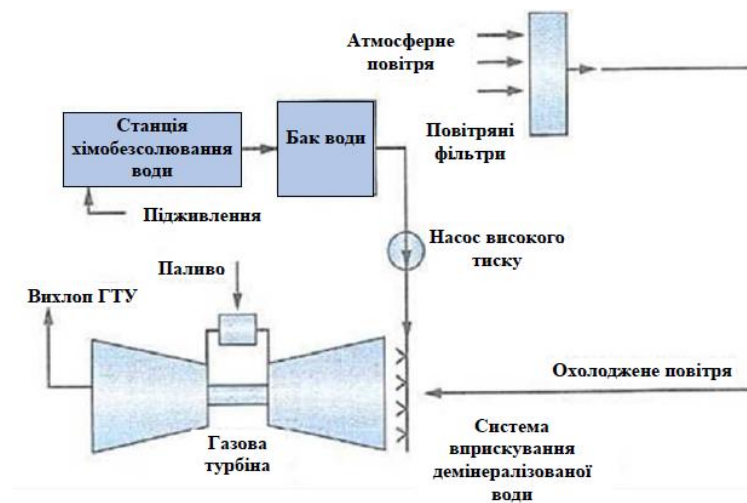


Рис. 2.3 - Система охолодження повітря на вході турбогенератора шляхом використання демінералізованої води

У зазначеній системі охолодження повітря навколишнього середовища перед входом до ГТУ відбувається за рахунок розпилення дрібнодисперсної демінералізованої води для найбільш ефективного процесу випаровування з наступним зніманням тепла для переходу в новий агрегатний стан. Подібні системи розміщуються безпосередньо під компресорною очищувальною установкою газової турбіни. Основним недоліком застосування даної системи при охолодженні повітря, що подається на вхід КВОУ є фактор підвищення його відносної вологості до 90%, що знижує ефективність процесу горіння паливно-повітряної суміші в камері згоряння ГТУ і спричиняє зниження потужності турбогенератора.

Третій варіант охолодження описаний на прикладі бромисто-літєвих АБХМ з використанням в якості теплової енергії вихлопних газів та водяної

пари. Принцип роботи схожий з випарним охолодженням: при випаровуванні холодоагент забирає тепло охолоджуючого повітря води, яка охолоджується надходить у водно-повітряний теплообмінник, де, протікаючи по трубному простору ТА звільняє повітря від частини теплової енергії і повертається в АБХМ, де знову нагрівається. Технічні характеристики АБХМ на вихлопних газах (рис. 2.4):

- Потужність: 175 - 8800 кВт;
- температура охолодженої води: до  $1^{\circ}\text{З} - 5^{\circ}\text{С}$  з розчином гліколю;
- температура вихлопних газів:  $275 - 600^{\circ}\text{С}$ ;
- коефіцієнт охолодження: 1,40 - 1,45.

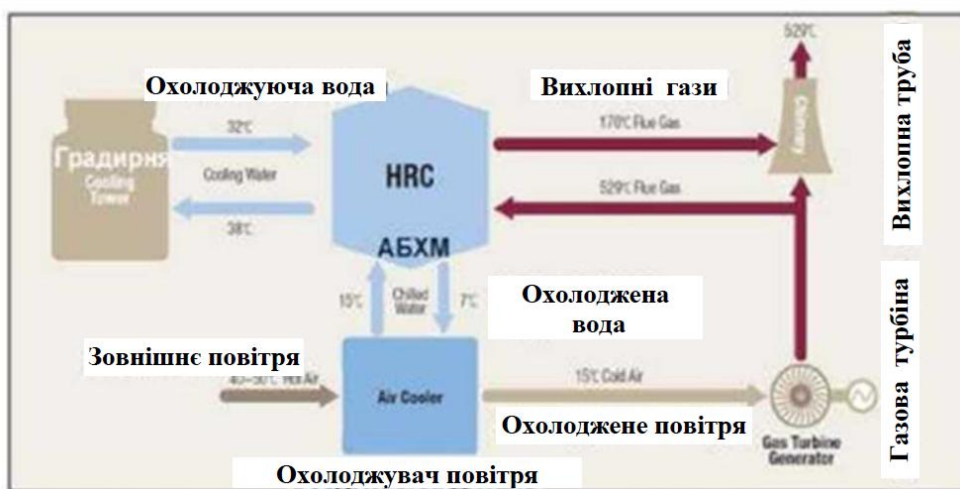


Рис 2.4 – Система охолодження повітря на вході турбогенератора шляхом використання АБХМ на вихлопних газах

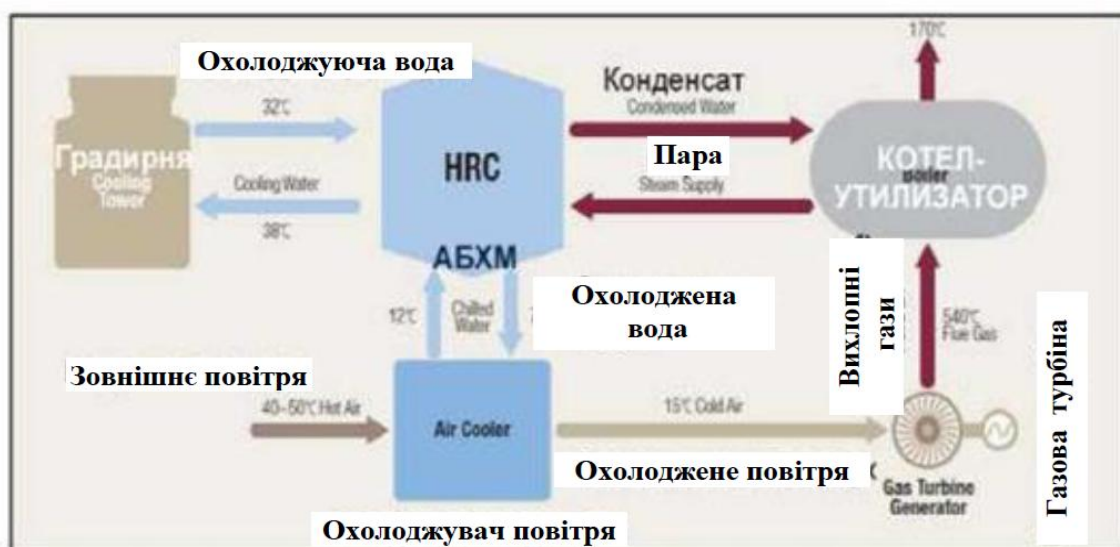


Рис. 2.5 – Система охолодження повітря на вході турбогенератора шляхом використання АБХМ на парі

Технічні характеристики АБХМ на парі (рис. 2.5):

- потужність: 422 - 8800 кВт;
- температура охолодженої води з розчином гліколю: 1°C до -5°C;
- коефіцієнт охолодження: 1,40 - 1,45.

На відміну від способу простого охолодження випарної системи з використанням абсорбційних холодильних машин не обмежуються температурою «мокрого» термометра. Це можна відстежити за психометричною діаграмою (рис. 2.6) на якій зображено процес охолодження повітря в поверхневому охолоджувачі повітря з застосуванням АБХМ [29].

Ефективність АБХМ обумовлюється коефіцієнтом охолодження, що визначається за формулою (2.1) [30]:

$$\delta_{ref} = \frac{Q_0}{Q_k} \quad (2.1)$$

де  $Q_0$  - енергія холоду АБХМ або обсяг теплової енергії, що поглинається охолоджувальною рідиною з об'єкта охолодження, Дж;

$Q_k$  - теплова енергія, що подається на вхід чиллера, Дж.

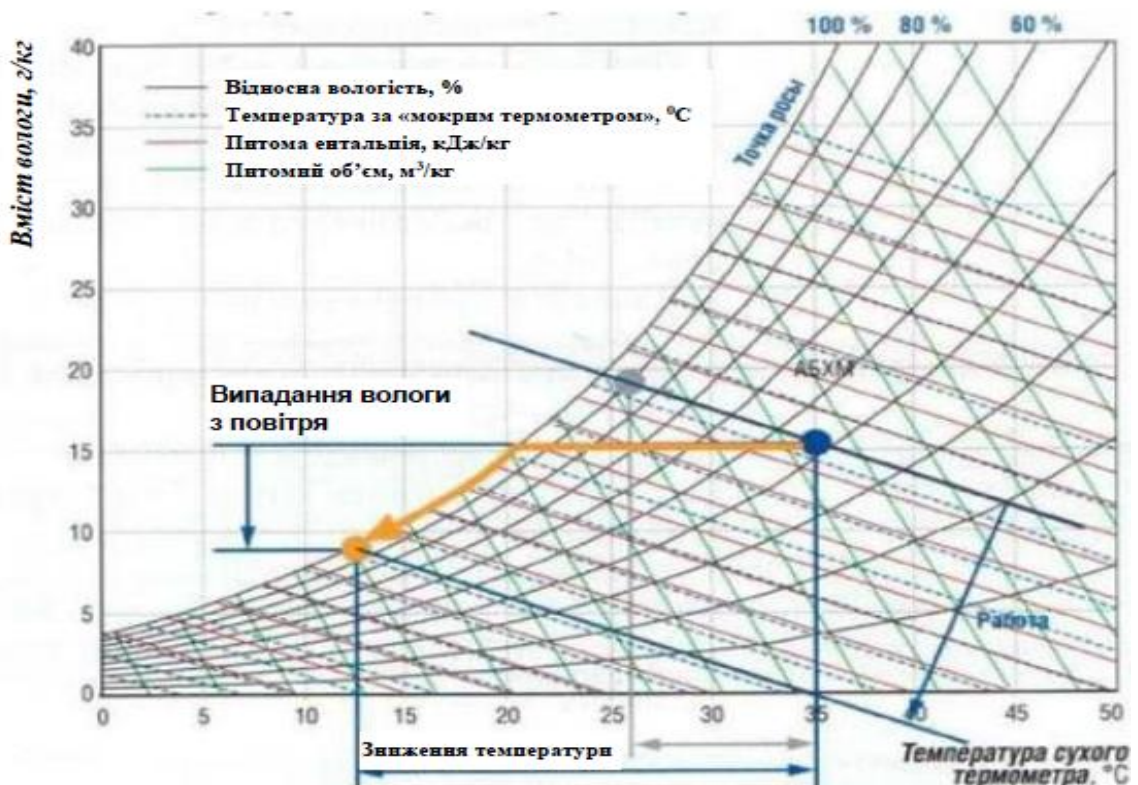


Рис. 2.6 - Процес охолодження повітря в поверхневому охолоджувачі повітря при застосуванні водоохолоджуючих холодильних машин

Холодильна потужність АБХМ, необхідна для ефективного охолодження робочого тіла (повітря) ГТУ, розраховується за формулою (2.2) [22]:

$$Q_{ref} = L_{cp} \cdot (i_h - i_f) \quad (2.2)$$

де

$L_{cp}$  - витрата проміжного теплоносія;  $i_h$  - ентальпія холодоносія, нагрітого в теплообмінному апараті при передачі теплової енергії повітря;  $i_f$  - ентальпія холодоносія на виході з АБХМ.

Переваги цієї системи:

- охолодження турбогенератора із застосуванням процесу випаровування рідини без обмеження температурою мокрого термометра;
- виключення виникнення корозійного ефекту внаслідок підвищення вологості повітря на вхід ГТУ;
- відносно невелика потужність електропостачання СН.

До недоліків цієї системи належать:

- висока вартість реалізації;
- підвищується навантаження компресора ГТУ через додатковий опір повітря патрубками теплообмінного апарату.

Таким чином, проаналізувавши різні способи охолодження газотурбінних установок у складі електротехнічного комплексу можна зробити висновок, що найбільш сучасним, ефективним і відповідним поставленим завданням є метод охолодження за допомогою установки АБХМ.

Для найбільш ефективного підбору системи охолодження для тригенерації необхідно скласти докладне техніко-економічне обґрунтування з урахуванням погодних умов та електричних навантажень ГТУ [22].

## 2.2 Тригенераційний електротехнічний комплекс із застосуванням АБХМ

Застосування режиму тригенерації в системах електропостачання об'єктів нафтогазового виробництва дозволяє досягти коефіцієнта використання енергії первинного енергоносія до 90 - 95 %, при можливості реалізації теплової енергії шляхом використання вторинних енергоресурсів у вигляді відпрацьованих газів газотурбінної установки для генерації енергії холоду за допомогою АБХМ і подачі її на вхід турбогенератора у вигляді охолодженого повітря довкілля [31] (рис. 2.7, 2.8).

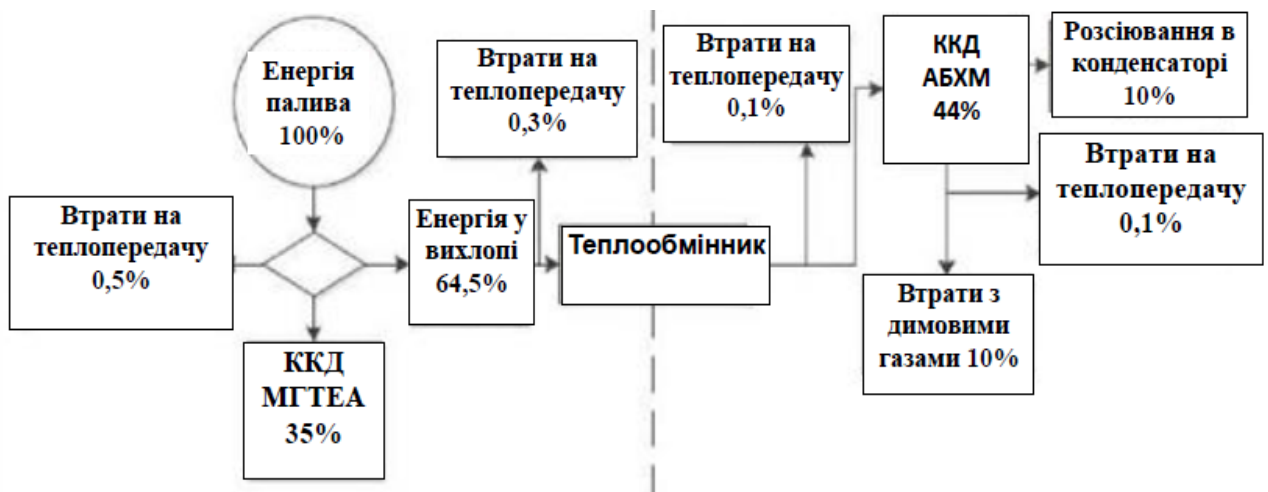


Рис. 2.7 - Схема енергетичного балансу тригенераційного енергетичного комплексу

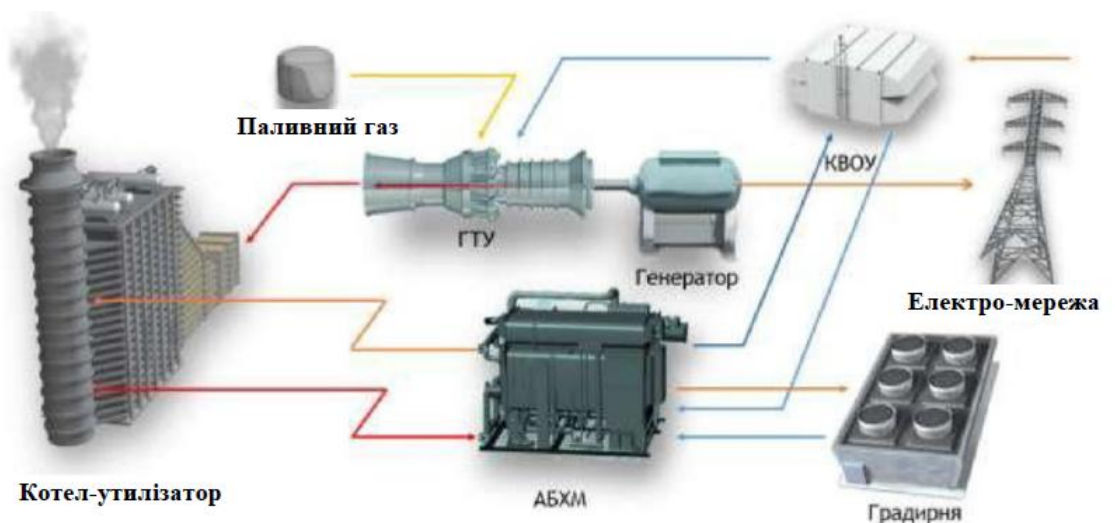


Рис. 2.8 - Тригенераційна система енергопостачання

При розрахунку відсотка споживаної енергії теплової потужності вихлопних газів для генерації енергії холоду, необхідної для охолодження ГТУ від загального обсягу теплової енергії вихлопних газів, отриманої на виході утилізатора котла, потрібно скористатися формулою (2.3) [32]:

$$N = L_{cep} \cdot (i_0 - i_H) \quad (2.3)$$

де

$L_{cep}$  - масова витрата повітря кг/с, яку необхідно охолодити;

$i_0$  - ентальпія охолодженого повітря;  $i_H$  - ентальпія повітря навколишнього середовища (номінального).

Масова витрата повітря, яку необхідно охолодити для зручності розрахунку, приймемо рівним середній витраті повітря на вході в ГТУ з потужністю 100 МВт, яка за номінальних умов дорівнює 700000 м/год, звідси

$$L_{cep} = L_0 \cdot \gamma_L = \frac{70 \cdot 10^3}{3600} \cdot 1,225 = 233,3 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (2.4):$$

де

$L_0$  - об'ємна витрата повітря на вході до ГТУ;  $\gamma_L$  - густина повітря на вході в ГТУ.

Ентальпія  $i$  вологого повітря навколишнього середовища розраховується за формулою (2.5):

$$i = C_{TL} \cdot t + (\mu + C_D t) \frac{d}{\gamma_V}, \quad (2.5)$$

де  $C_{TL}$  – теплоємність сухого повітря 1,005 кДж/(кг • °С);

$t$  - температура досліджуваного повітря;  $\mu$  - питома теплота пароутворення 2500 кДж/(кг • °С);  $C_D$  - теплоємність водяної пари 1,8 кДж/(кг • °С);

$d$  - вміст вологи;  $\gamma_V$  - густина води в повітрі 1000 кг/м .

Рівень вологості повітря визначається масовим обсягом водяної пари. Вологовміст  $d$ , г/кг характеризується масою водяної пари входить до складу

одного кілограма сухої частини вологого повітря і розраховується наступним чином (2.6):

$$d = \frac{P_p}{P_{TL}} = 0,622 \frac{P_p}{M - P_p}, \frac{g}{kg} \quad (2.6)$$

$$M = P_p + P_{TL}$$

де

$M$  - барометричний тиск,

$P_{TL}$  - парціальний тиск сухого повітря ;

$P_p$  - парціальний тиск водяної пари [22].

Вологовміст повітря має чіткі значення за різних температур і характеризується показником відносної вологості повітря  $\mathcal{G}$ , який визначається за формулою (2.7):

$$\mathcal{G} = \frac{P_p}{P_{np}} \cdot 100\% \quad (2.7)$$

де  $P_p$  - парціальний тиск водяної пари в ненасиченому вологому повітрі;

$P_{np}$  - парціальний тиск водяної пари в насиченому вологому повітрі при відповідних показниках температури та барометричного тиску.

При  $\mathcal{G} = 100\%$  повітрі називають насиченим вологим повітрям, так як він повністю насичений водяними парами, які також вважаються насиченими.

При  $\mathcal{G} < 100\%$ , повітря називають ненасиченим вологим повітрям, так як у його складі, крім сухого повітря, містяться водяні пари в перегрітому стані.

При  $\mathcal{G} = 100\%$  тиск водяної пари обумовлюється виключно його температурою, що є табличними даними, отриманими в результаті загальновідомих експериментів.

Тиск насиченої водяної пари при температурах повітря понад  $0^\circ\text{C}$  визначається за формулою (2.8):

$$P_{np} = (11,52 + 1,62 \cdot t)^2 + 479 \quad (2.8)$$

За даними Укргідрометцентру за літній період 2019 року максимальне значення відносної вологості повітря  $M$  при досягненні пікових температур у

південних регіонах країни не перевищує позначки в 20%, таким чином це значення прийнято при подальших дослідженнях, звідси вологість повітря  $d$  можна визначити, як (2.9):

$$d = 622 \frac{\vartheta \cdot p_{np}}{M - \vartheta \cdot p_{np}}, \quad (2.9)$$

при

$$t = 40^{\circ}\text{C}$$

$$p_{np} = (11,52 + 1,62 \cdot 40)^2 + 479 = 6303,74$$

$$d = 622 \frac{\vartheta \cdot p_{np}}{M - \vartheta \cdot p_{np}} = \frac{0,2 \cdot 6303,74}{101000 - 0,2 \cdot 6303,7} = 7,8 \text{ г/кг}$$

Звідси ентальпія вологого номінального повітря (2.5):

$$\begin{aligned} i_{nom} &= C_{TL} \cdot t + (\mu + C_D t) \frac{d}{\gamma_V} = \\ &= 1,005 \cdot 40 + (2500 + 1,8 \cdot 40) \frac{7,8}{1000} = 60,4 \end{aligned}$$

Ентальпія необхідного повітря розраховується з урахуванням температури повітря  $15^{\circ}\text{C}$  та абсолютної вологості, що дорівнює відповідному значенню номінального повітря (2.5):

$$\begin{aligned} i_o &= C_{TL} \cdot t + (\mu + C_D t) \frac{d}{\gamma_V} = \\ &= 1,005 \cdot 15 + (2500 + 1,8 \cdot 15) \frac{7,8}{1000} = 34,8 \end{aligned}$$

Звідси теплова потужність холодильної машини (2.3):

$$N = L_{cep} \cdot (i_o - i_H) = 233,3 \cdot (60,4 - 34,8) = 5975,8 \text{ кВт}$$

Таким чином, отримуємо енергію холоду, необхідну для охолодження повітря на вході ГТУ до  $15^{\circ}\text{C}$  при температурі  $40^{\circ}\text{C}$ , що відповідає 6% від електричної потужності установки та менше 4% від теплової потужності вихлопних газів на виході з котла-утилізатора.

За розрахунками, залишковий потенціал енергії первинного енергоносія дозволяє за необхідності застосовувати АБХМ більшої потужності для

забезпечення енергією холоду виробничих процесів або замкнутих вузлів забезпечення життєвих та робочих умов людей. У пікові температури система здатна підвищити ефективність використання енергії первинного енергоносія до 95%. Температура повітря навколишнього середовища може змінюватись більш ніж на 20% протягом одного дня.

Для підтримки ефективної роботи тригенераційної системи потрібне оперативне регулювання процесами теплообміну. Підтримувати постійну температуру повітря на вхід до ГТУ прийнято за рахунок регулювання витрати води, що охолоджує, в теплообмінний апарат (ТА) КВОУ. Устрій та принцип роботи абсорбційних холодильних машин, розглянемо на прикладі принципової схеми двоступінчастої АБХМ на вихлопних газах (рис. 2.9).

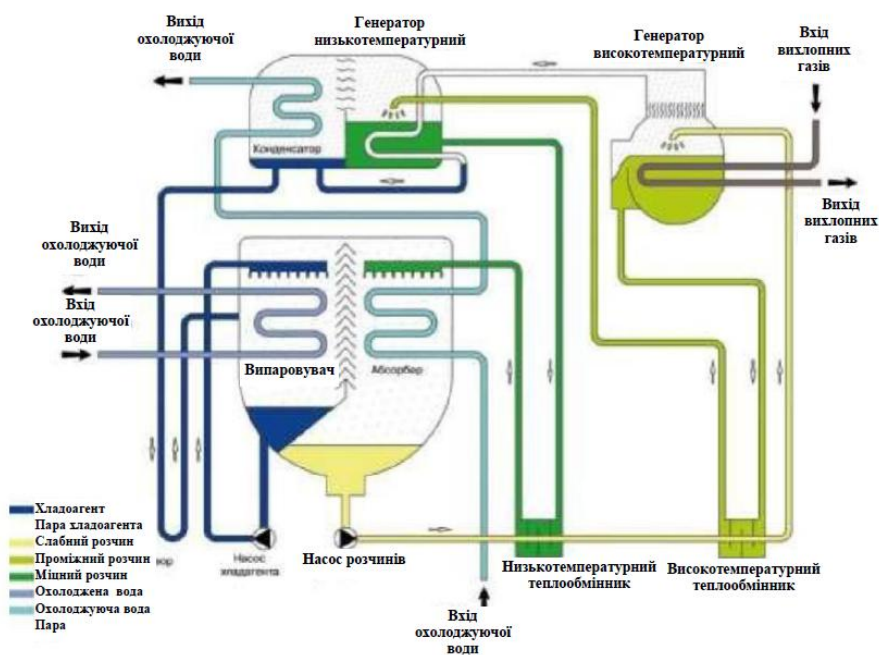


Рис. 2.9 – Структурна схема двоступінчастої АБХМ на вихлопних газах

Вода, яку необхідно охолодити, надходить у трубний простір випарника. Охолодження відбувається при випаровуванні холодоагенту під тиском 0,8 кПа, який подається зверху завдяки насосу холодоагенту. Пари холодоагенту надходять в абсорбер, де змішуються з теплим розчином броміду літію (LiBr), який охолоджується водою, що проходить через трубний простір абсорбера.

Під дією насоса розведений розчин LiBr надходить спочатку в низькотемпературний теплообмінник, потім у високотемпературний, де нагрівається за рахунок енергії концентрованого розчину LiBr, після чого відбувається його подача у відсік генератора, висока температура якого отримана шляхом використання енергії вихлопних газів ГТУ, де нагрівається до температури кипіння холодоагенту і повністю випаровує його. Після високотемпературного генератора концентрований розчин LiBr надходить у високотемпературний теплообмінник, де охолоджується за рахунок розбавленого розчину LiBr. Наступним ступенем теплообміну для вже охолодженого концентрованого розчину LiBr стає низькотемпературний генератор, в якому розчин знову нагріває і змушує виділити частинки хладагента, що залишилися і виділилася з нього у високотемпературному генераторі і проходить даний ступінь теплообміну в трубному просторі низькотемпературного генератора холодоагенту. Після цього знову нагрітий концентрат розчину LiBr надходить у низькотемпературний теплообмінник, де охолоджується розведеним розчином LiBr, а потім повертається на початок циклу - камеру абсорбції. Пари холодоагенту в рідкому стані через охолодження і конденсацію в трубному просторі низькотемпературного генератора надходять в конденсатор, де змішуються з парами холодоагенту, що знаходяться в процесі конденсації за рахунок використання охолоджуючої рідини після чого рідкий холодоагент повертається в випарник, де випаровується. Для забезпечення споживачів необхідної енергії холоду в машині передбачена система регулювання потужністю шляхом зміни витрати теплообмінних рідин: бромисто-літієвого розчину, холодоагенту та охолоджувальної води.

Дані процеси регулювання здійснюються з єдиної панелі управління оператора, що знаходиться безпосередньо на чилері і структурно представлені на рис. 2.10.

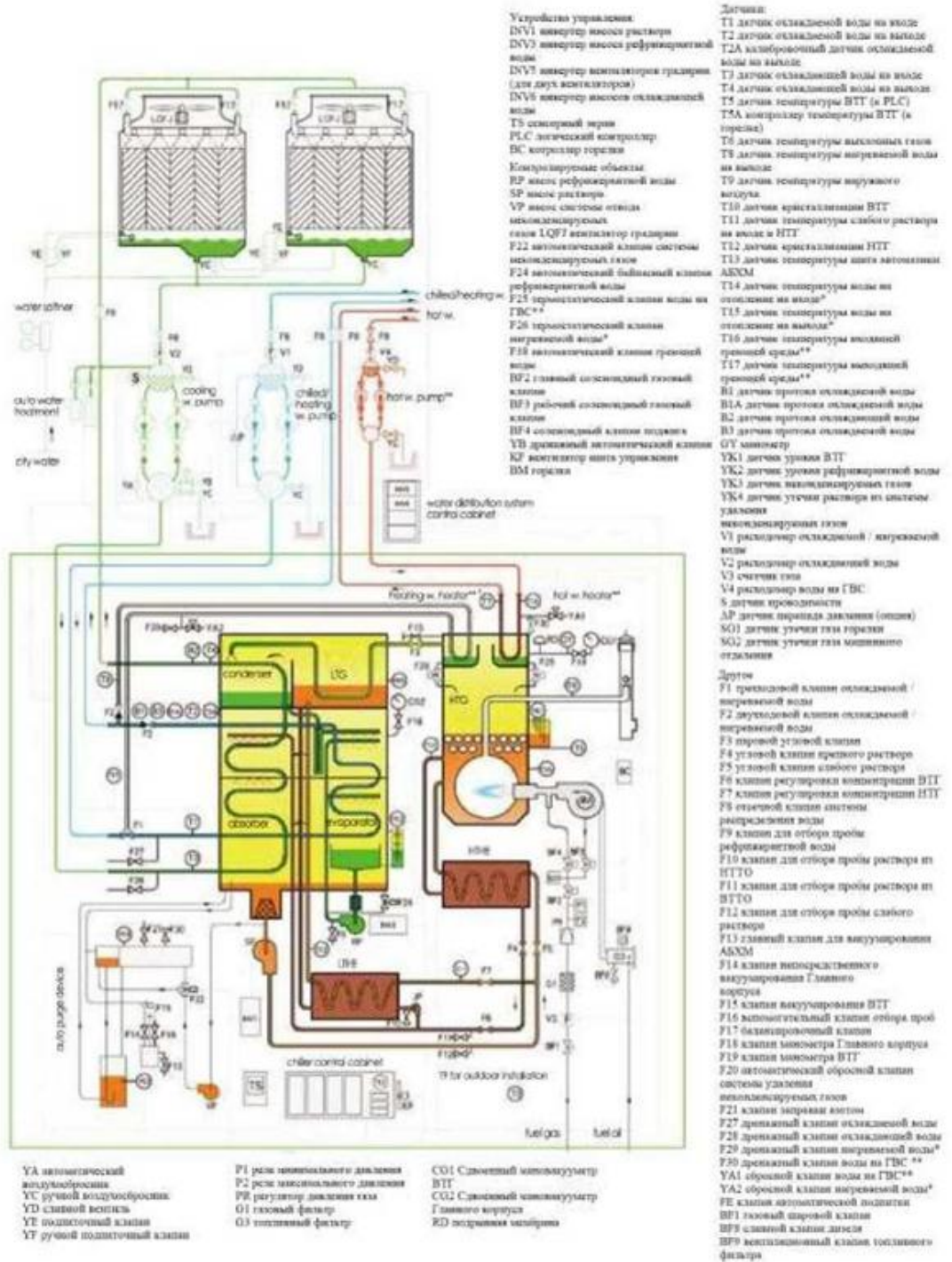


Рис. 2.10 - Структурна схема АБХМ

Автоматизоване керування, засноване на безпосередній участі оператора, має низку недоліків, основними серед яких є низький показник оперативності та наявність людського фактора, що зумовлює зниження ефективності процесу забезпечення необхідного обсягу енергії холоду в умовах зміни навантаження. При досягненні номінальної потужності роботи АБХМ температура води, що охолоджується, на виході знижується до 7 °С, що відповідає найбільш

ефективному охолодженню при пікових значеннях температури повітря навколишнього середовища, далі вода надходить у водно-повітряний поперечний теплообмінник, де охолоджує повітря, що надходить на компресор турбогенератора. Однак температура навколишнього середовища не постійна, що зумовлює необхідність відповідного регулювання витрати та температури рідини, що охолоджує, для отримання номінальної температури повітря на вхід у ГТУ.

Враховуючи складність процесів регулювання температури на виході АБХМ найбільш ефективним методом зміни енергії холоду, що подає на теплообмінник вузла охолодження ГТУ, є регулювання витрати охолоджуючої рідини при зміні частоти обертання двигуна насоса подає її на вхід теплообмінного апарату, встановленого в КВОУ для забезпечення ГТУ.

### 2.3 Розробка математичної моделі системи автоматичного управління витратою охолоджувальної рідини

Для побудови алгоритму регулювання витрати рідини необхідно провести розрахунок перехідних процесів у теплообмінному апараті (ТА) охолоджуючого повітря [33]. Зміна температури теплоносіїв поверхнею ТА для провідника наведено рис. 2.11

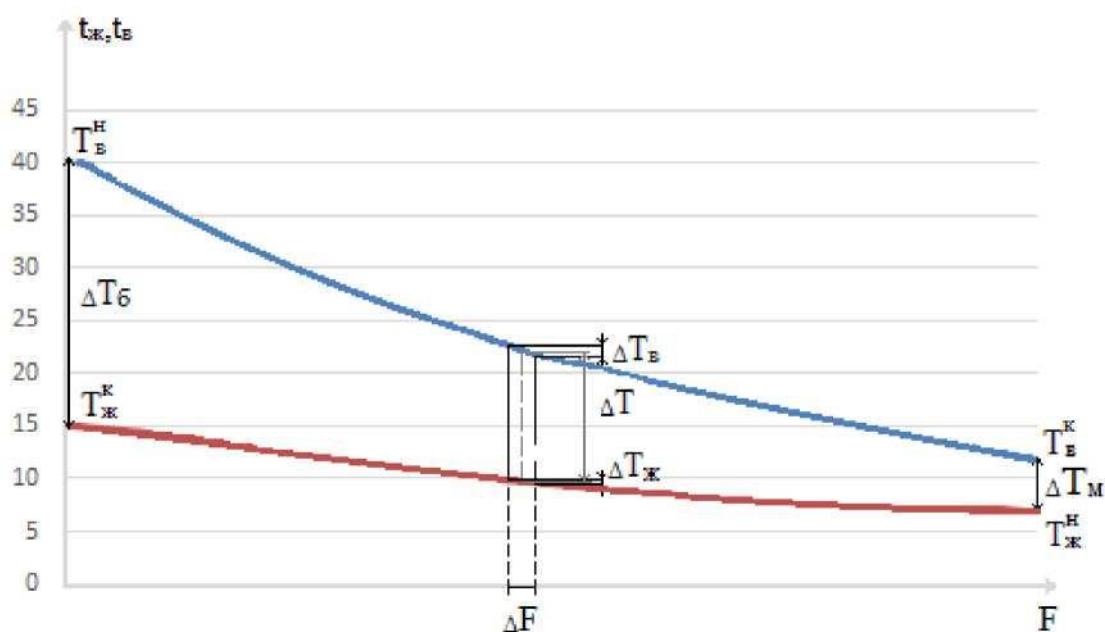


Рис. 2.11 - Графік зміни температури теплоносіїв поверхнею ТА

Для такого ТА вираз визначення середнього по поверхні температурного напору  $\Delta T_{cp}$  :

$$\Delta T_{cp} = \frac{\Delta T_b - \Delta T_M}{\ln \frac{\Delta T_b}{\Delta T_M}} \quad (2.6)$$

При розрахунку середнього температурного напору для апаратів з перехресним струмом  $\Delta T_{np}$  спочатку визначають  $\Delta T_{cp}$  за формулою (2.6), а потім вичленюють допоміжні величини P та R :

$$P = \frac{T_G^K - T_G^N}{T_B^N - T_G^N} \quad (2.7)$$

$$R = \frac{T_B^N - T_B^K}{T_G^K - T_G^N} \quad (2.8)$$

І далі за графіками (рис. 2.12) визначають поправку:

$$E_{\Delta t} = f(P, R) \quad (2.9)$$

При цьому обчислюється  $\Delta T_{np}$  - середній температурний напір для апаратів з протиплинним потоком:

$$\Delta T_{nep} = \Delta T_{np} \cdot E_{\Delta t} \quad (2.10)$$

де.

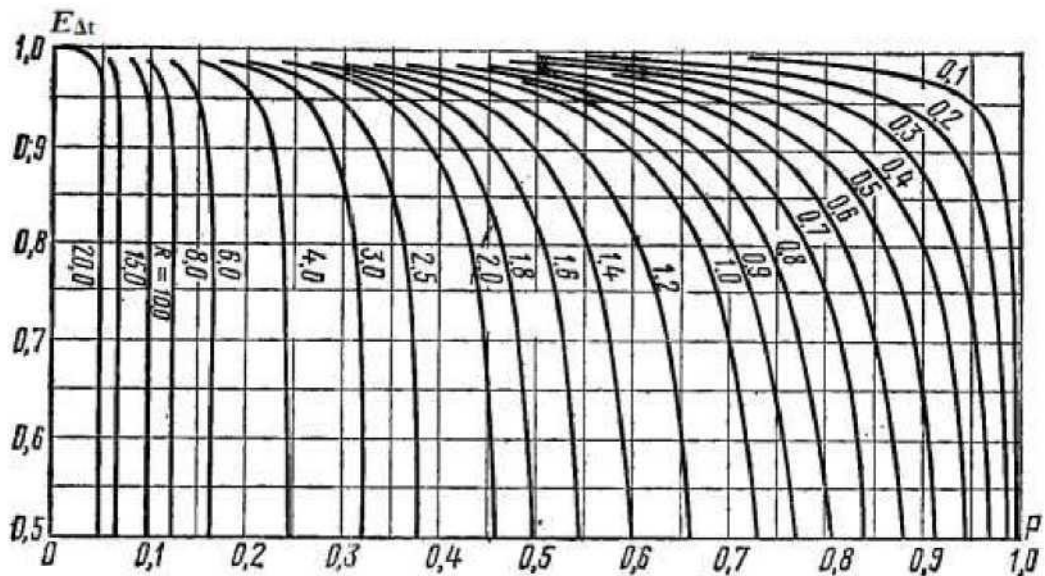


Рис. 2.12 - Графіки обчислення поправок

Оцінимо  $E_{\Delta t}$  :

$$P = \frac{T_G^K - T_G^N}{T_B^N - T_G^N} = \frac{12 - 7}{27 - 7} = \frac{5}{20} = 0,25;$$

$$R = \frac{T_B^N - T_B^K}{T_G^K - T_G^N} = \frac{27 - 15}{12 - 7} = \frac{12}{5} = 2,4;$$

$$E_{\Delta t} = 0,97 \approx 1$$

Таким чином, можна використовувати вирази для рекуперативних ТА з протитечією (рисунок 2.13):

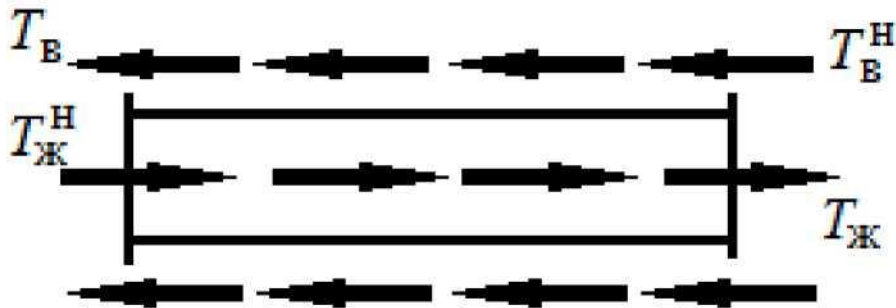


Рисунок 2.13 - Схема рекуперативного теплообмінника

Процеси теплообміну, що протікають у теплообмінному апараті, описуються системою нелінійних рівнянь (2.11) [34]:

$$\left. \begin{aligned} G_b \rho_b C_b (T_b - T_b^N) + m_b C_b \frac{dT_b}{dt} + \alpha_b F_{np} (T_b - T_{mp}) &= 0; \\ m_{mp} C_{mp} \frac{dT_{mp}}{dt} - \alpha_g F_{bn} (T_g - T_{mp}) + \alpha_b F_{np} (T_{mp} - T_b) &= 0; \\ G_g \rho_g C_g (T_g - T_g^N) &= \alpha_g F_{bn} (T_{mp} - T_g). \end{aligned} \right\} \quad (2.11)$$

де  $G_b; G_g$  - об'ємні витрати повітря та рідини;  $\rho_b \rho_g$  - густина повітря та рідини;  $C_b C_g$  - питомі теплоємності повітря та рідини;

$T_b; T_g$  - середні значення температур повітря та рідини на виході теплообмінного апарату;  $T_b^N; T_g^N$  - середні значення температур повітря та рідини на вході теплообмінного апарату (рис. 2.13);

$T_{mp}$  - середня температура патрубку теплообмінного апарату;

$m_b - m_{mp}$  маси повітря та патрубка;  $\alpha_b$  - коефіцієнт тепловіддачі від повітря до стінки патрубка теплообмінного апарату;  $\alpha_g$  - коефіцієнт тепловіддачі від стінки патрубка теплообмінного апарату охолоджуючої рідини;  $F_{bn} F_{mp}$  - внутрішня та зовнішня площі теплообміну.

Дана система рівнянь являє собою сукупність закону збереження потужності теплових потоків теплоносіїв та баланс тепла між підведеним та відведеним від патрубка теплообмінного апарату.

Витрата охолоджуючої рідини  $G_g$  є вхідним керуючим впливом, що регулює вплив надає зворотний зв'язок від температури повітря на вході в ГТУ, прийняте рівним температурі повітря на виході теплообмінного апарату  $T_b$ . До параметрів збурення варто віднести показники зміни температур повітря і рідини на вході теплообмінника  $T_b^N; T_g^N$  та об'ємної витрати повітря. Подана система рівнянь є нелінійною, що обумовлюється добутком змінних  $G_b T_b, C_g$  і  $T_g$ , наявністю нелінійних функцій швидкості руху повітря та рідини у вигляді коефіцієнтів тепловіддачі  $\alpha_b$  і  $\alpha_g$  які є функціями  $G_b$  і  $G_g$ . Для лінеаризації системи рівнянь допускаємо сталість витрати повітря  $G_b$ , і коефіцієнтів тепловіддачі при  $T_{g0}; T_{G0}^N$  і  $G_{g0}$ .

Застосуємо розкладання до ряду Тейлора і обмежимося першими членами ряду розкладання. Отримуємо лінеаризовану систему рівнянь :

$$\left. \begin{aligned} (G_b \rho_b C_b + \alpha_b F_{np}) \Delta T_b - G_b \rho_b C_b \Delta T_b^N + m_b C_b \frac{d\Delta T_b}{dt} - \alpha_b F_{np} \Delta T_{mp} &= 0; \\ m_{mp} C_{mp} \frac{d\Delta T_{mp}}{dt} - \alpha_b F_{np} \Delta T_b + \alpha_b F_{np} \Delta T_{mp} + \alpha_g F_{bn} \Delta T_{mp} - \alpha_g F_{bn} \Delta T_g &= 0; \\ \rho_g C_g (T_g - T_{g0}^N) \Delta G_g + (G_{g0} \rho_g C_g + \alpha_g F_{bn}) \Delta T_g - G_{g0} \rho_g C_g \Delta T_g^N &= \alpha_g F_{bn} \Delta T_{mp}. \end{aligned} \right\}$$

(2.12).

Лінеаризована структурна схема процесу теплообміну як об'єкта управління представлена на (рис. 2.14):

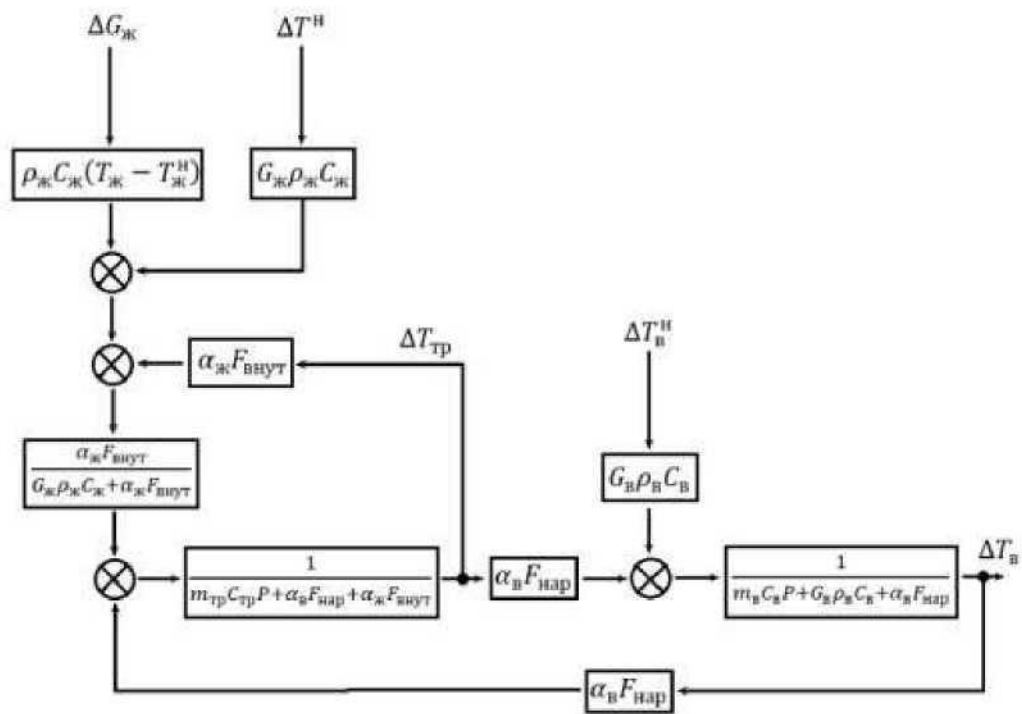


Рисунок 2.14 - Схема об'єкта управління процесами теплообміну

Використовуючи пряме перетворення Лапласа і приймаючи, що  $\Delta T_G^N = 0; \Delta T_b^N = 0$ , отримаємо передатну функцію об'єкта керування в операторній формі щодо керувального впливу  $G_g$

$$W_k(p) = \frac{T_b(p)}{G_g(p)} = \frac{K_B}{b_0 p^2 + b_1 p + 1} \quad (2.13)$$

де:

$$K_B = \frac{A \cdot (T_{g0} - T_{g0}^N)}{B \cdot C - D^2 \alpha_g^2 F_{np}^2}; \quad (2.14)$$

де

$$A = \frac{\alpha_b F_{np} \alpha_g F_{bn} \rho_g C_g}{G_{g0} \rho_g C_g + \alpha_g F_{bn}}; B = B_1 + B_2 = G_b \rho_b C_b + \alpha_b F_{bn};$$

$$C = \alpha_b F_{np} + \alpha_g F_{bn} - \frac{\alpha_g^2 F_{bn}^2}{G_{g0} \rho_g C_g + \alpha_g F_{bn}}; D = \alpha_g F_{np}$$

$$b_0 = \frac{m_b C_b m_{np} C_{np}}{B \cdot C - \alpha_g^2 F_{np}^2} \quad (2.15)$$

$$b_1 = \frac{m_b c_m \cdot C + m_{np} C_{np} \cdot (B_1 + B_2)}{(B_1 + B_2) \cdot C - D^2 \alpha_g^2 F_{np}^2} \quad (2.16)$$

Таким чином, представимо передатну функцію у вигляді динамічної ланки другого порядку

$$W_k(p) = \frac{T_b(p)}{G_g(p)} = \frac{K_B}{(pT_1 + 1) \cdot (pT_2 + 1)} \quad (2.17)$$

де:

$$T_1 = \frac{2b_0}{b_1 + \sqrt{b_1^2 - 4b_0}} \quad (2.18)$$

$$T_2 = \frac{2b_0}{b_1 - \sqrt{b_1^2 - 4b_0}} \quad (2.19)$$

Передатну функцію відносно збурювального діяння  $\Delta T_B^N$  знайдемо, приймаючи  $\Delta T_G^N = 0$ ;  $\Delta G_G = 0$  і використовуючи (2.14), :

$$W_z(p) = \frac{T_b(p)}{T_b^N(p)} = \frac{K_P(c_0 p + 1)}{b_0 p^2 + b_1 p + 1} \quad (2.20)$$

де:

$$K_B = \frac{B_1 \cdot C}{(B_1 + B_2) \cdot C - D^2 \alpha_g^2 F_{np}^2}; \quad (2.21)$$

$$c_0 = \frac{C_{mp} \cdot m_{mp}}{C} \quad (2.22)$$

Однак температура повітря на виході змінюється через час в залежності від температури та витрати охолоджуючої рідини, тому у формулу (2.21) введемо ланку запізнення зі сталою часу

$$\varepsilon = \frac{L}{v_0}; \quad (2.23)$$

де  $v_0$  - середня швидкість руху повітря,  $L$  - довжина патрубку теплообмінника.

При цьому в момент  $\varepsilon$  зміна повітря  $T$  на вході становитиме:

$$\Delta T_B(\varepsilon) = K_p \left( 1 + Z_1 e^{-\frac{\varepsilon}{T_1}} + Z_2 e^{-\frac{\varepsilon}{T_2}} \right) \Delta T_B^N \quad (2.24)$$

де:

$$Z_1 = \frac{c_0 - T_1}{T_1 - T_2}; \quad (2.25)$$

$$Z_2 = \frac{T_1 - c_0}{T_1 - T_2}. \quad (2.26)$$

Визначимо похідну  $\frac{\Delta T_B(\varepsilon)}{dt}$  :

$$\frac{\Delta T_B(\varepsilon)}{dt} = -K_p \left( \frac{Z_1}{T_1} e^{-\frac{\varepsilon}{T_1}} + \frac{Z_2}{T_2} e^{-\frac{\varepsilon}{T_2}} \right) \Delta T_B^N \quad (2.27)$$

Передатна функція контуру керування за збуренням з урахуванням ланки запізнення має вигляд: :

$$W_z(p) = \frac{T_b(p)}{T_b^N(p)} = \frac{\frac{b_0 \Delta T_B(\varepsilon)}{\Delta T_B^N} p^2 + \left( \frac{b_1 \Delta T_B(\varepsilon)}{\Delta T_B^N} p + \frac{b_0 \Delta T_B(\varepsilon)}{\Delta T_B^N} \right) p + K_p}{b_0 p^2 + b_1 p + 1} \quad (2.28)$$

Для реалізації процесу регулювання витрати охолоджуючої рідини обрано ПІ закон регулювання з метою забезпечення підтримки точних значень вихідних параметрів, необхідного за високих показників залежності ККД ГТУ від температури навколишнього середовища.

Через плавну зміну температури та вологості повітря навколишнього середовища, використання диференціального закону регулювання виключається за недоцільністю.

За даними рівняннями в середовищі Matlab/ Simulink побудована імітаційна модель обраного ТА (рис. 2.15), з використанням системи автоматичного регулювання (САР) витрати охолоджуючої рідини для забезпечення підтримки номінальної температури повітря на вході в ГТУ при змінних параметрах навколишнього середовища, реалізованої з застосування - інтегрального регулятора (ПІ-регулятора) [35].

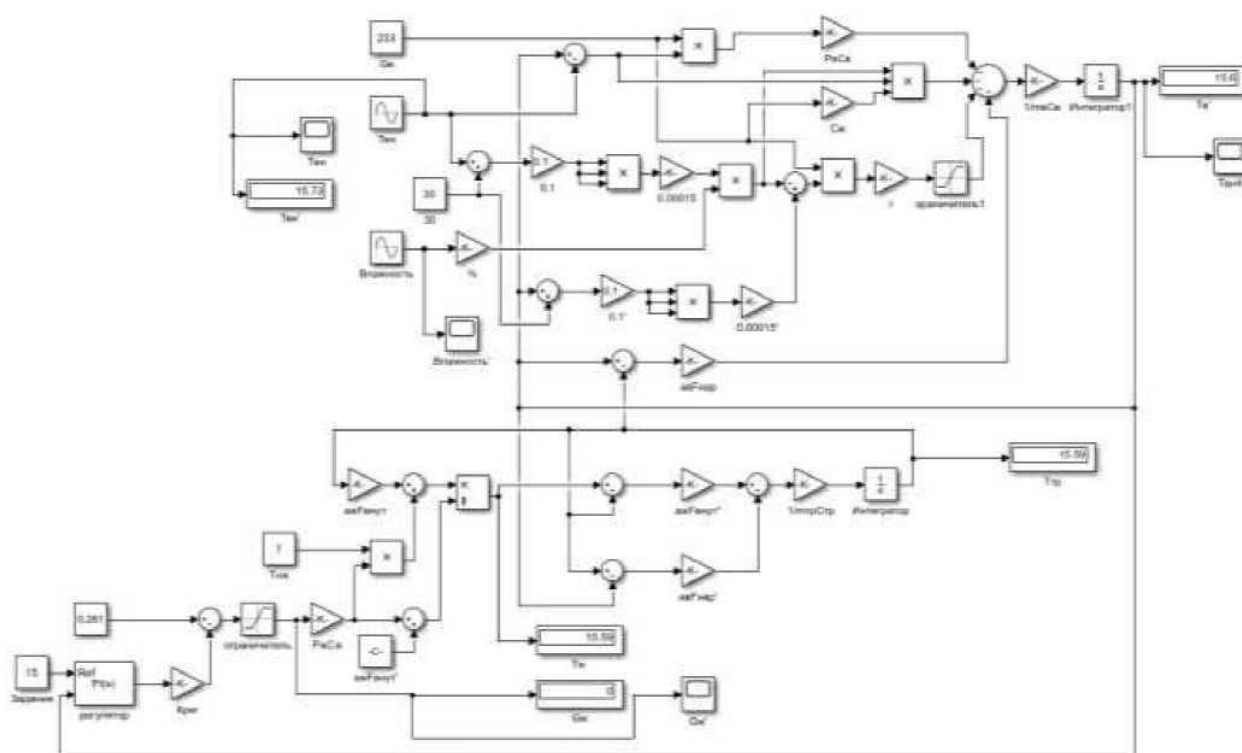


Рис. 2.15 - Модель САР витратою охолоджувальної рідини АБХМ

Принцип роботи схеми полягає у завданні змінного значення температури повітря навколишнього середовища в діапазоні від 10°C до 40°C (рисунок 2.16) при зміні відносної вологості в діапазоні від 0 до 100% (рис. 2.17), температура охолоджуючої рідини приймається постійною та рівною 7 °С, що обумовлюється максимальною потужністю роботи використовуваної АБХМ, витрата обмежується значенням 0,261 м/с, при якому повітря на вході турбогенератора охолоджується до номінального при пікових значеннях вхідної величини.

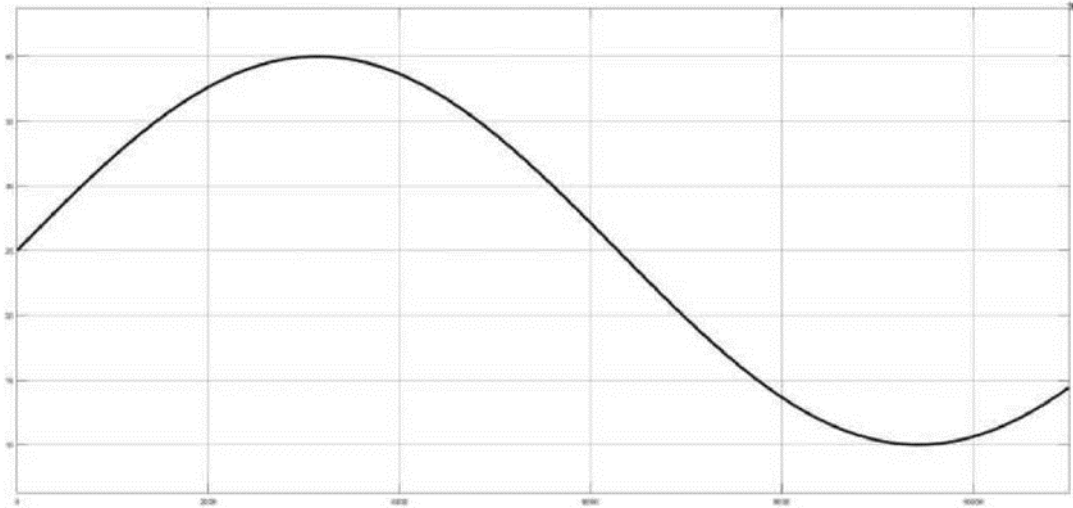


Рисунок 2.16 - Залежність температури повітря навколишнього середовища (C°) від часу (с)

Завдяки автоматичному регулюванню витрати охолоджуючої рідини (рисунок 2.18), при заданих змінах температури навколишнього середовища середовища має значення температури повітря на виході з ТА, що не перевищує 0,5 °C (рисунок 2.19):

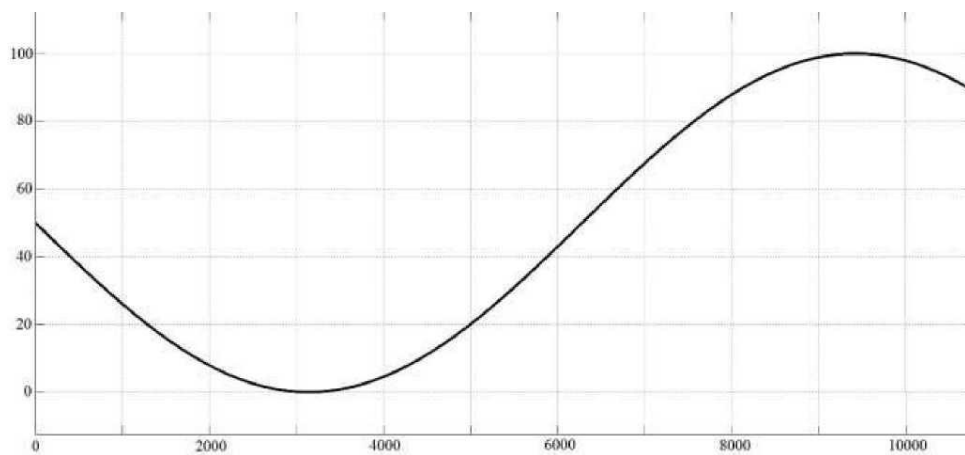


Рис. 2.17 - Залежність вологості повітря довкілля (%) від часу (с)

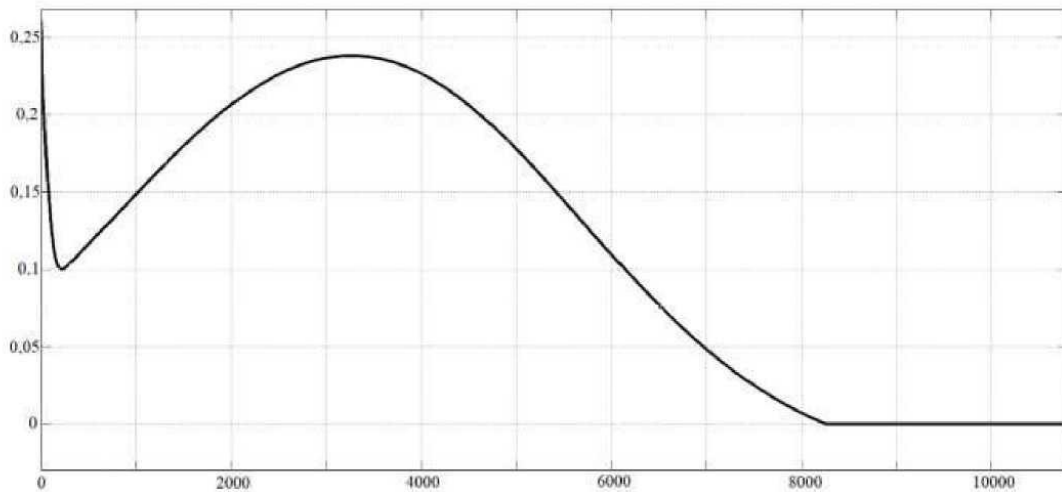


Рис. 2.18 - Залежність зміни витрати охолоджувальної води (м/с) від часу (с)

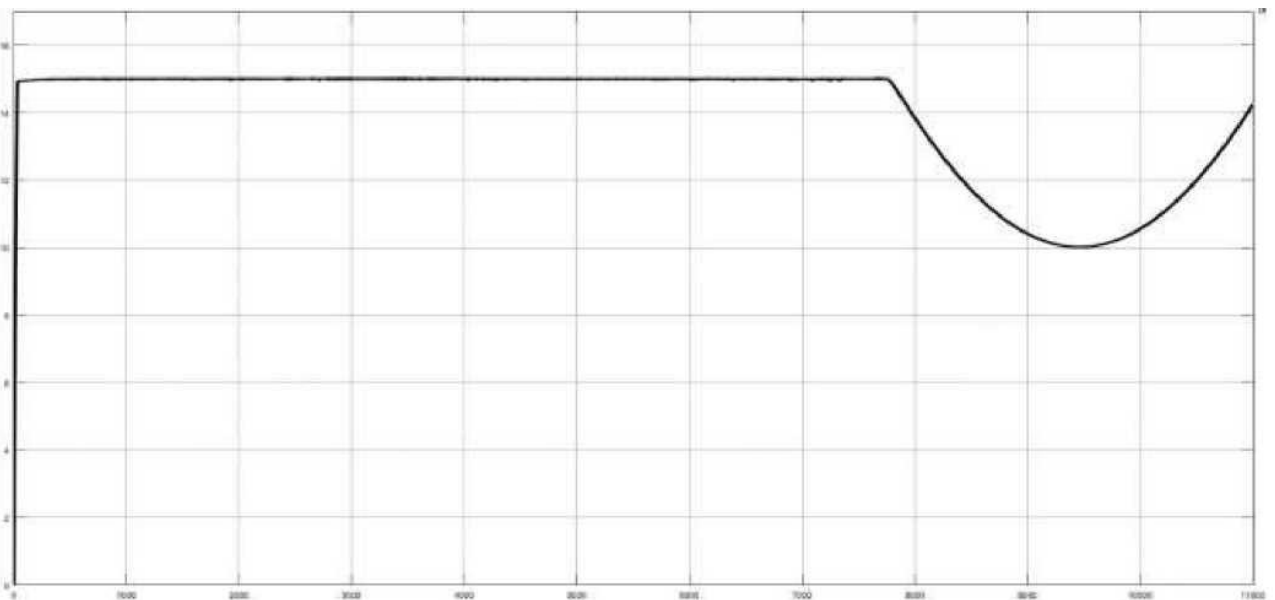


Рис. 2.19 – Залежність зміни температури повітря на виході з ТА(C°) від часу(с)

Зворотний зв'язок у схемі управління враховує динамічні зміни показників, що дозволяє виключити з алгоритму управління параметри температури та витрати охолоджуючої рідини, таким чином регулювання відбувається відповідно до температури навколишнього середовища та даних зворотного зв'язку. При використанні такого методу регулювання можна досягти сталості температури повітря на виході ТА, що відповідає умовам номінальної роботи основного електрогенераторного генератора комплексу [23].

## 2.4 Техніко-економічне обґрунтування

Наведені результати економічне порівняння реалізації умовної системи електропостачання нафтогазового підприємства з потужністю навантаження до 50МВт автономним способом із застосуванням тригенераційного режиму, без застосування тригенераційного режиму, змішаного автономного та централізованого електропостачання та виключно шляхом приєднання до єдиної енергетичної системи електропостачання (таблиця 2.1) [36].

Таблиця 2.1 - Опис основних технічних засобів реалізації електропостачання різними способами

Назва обладнання	Авт. ЕТК з триг. реж.	Авт. ЕТК	Авт. ЕТК з ЕЕС
ГТУ, МВт	50	70	50
АБХМ, МВт	3,5		
ГА, МВт	3,5		
БКПС 110/10			1
ПЛ 110 кВ, км			210
ПЛ 10 кВ, км	10	10	10
Технологічні приєднання, точок			1
Купівля електроенергії, МВт-год/рік			175000
Паливо, тис. м <sup>2</sup>	96360	134904	96360
Олива, т	7,5	10,5	7,5
Підживлення градирні, тис.м <sup>3</sup> /рік	122,6		

Розрахунок умовних капітальних вкладень аналізованих систем електропостачання представлено таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – капітальні вкладення, млн. грн.

Найменування обладнання	Авт. ЕТК з триг. реж.	Авт. ЕТК	Авт. ЕТК з ЕЕС	ЕЕС
ГТУ	2412	3380	2412	-
АБХМ	170	-	-	-
БКПС 110/10	-	-	47	47
ПЛ 110 кВ	-	-	225	450
ПЛ 10 кВ	3,4	3,4	3,4	3,4
Технологічні приєднання	-	-	0,94	1,9
Усього капітальні вкладення	2585,4	3383,4	2688,34	502,3
Купівля електроенергії			258	644,9
Плата за резерв потужності			258	644,9
Найменування обладнання	Авт. ЕТК з триг. реж	Авт. ЕТК	Авт. ЕТК з ЕЕС	ЕЕС
Паливо	410,8	575	423	-
Олива	0,33	0,47	0,33	-
Підживлення градирні	3,1	-	-	-
Усього витрати на 1 рік	414,3	575,7	927,1	1289,75
Усього	2998,8	3956,8	3615,4	1792,1

З даних, наведених у таблиці 2.2., випливає, що режим тригенерації може дозволити знизити капітальні витрати на встановлену потужність на 24%, а щорічні витрати на 28%.

Термін окупності створення автономного електротехнічного комплексу щодо електропостачання від ЄЕС становить 2,4 роки.

Запропонована автономна система електропостачання на основі тригенераційного режиму може мати широке застосування на нафтогазових підприємствах, особливо в типових компресорних станціях, структура яких була взята як приклад для розрахунку можливої ефективності або нафтопереробні підприємства, що мають навантаження за трьома типами енергії для забезпечення технологічних процесів. Однак, варто зазначити, що розташування подібних об'єктів розташовується на висоті понад 1000 метрів над рівнем моря, що зумовлює необхідність підбору холодильної установки

більшої потужності через додаткові втрати потужності ГТУ відповідно до рис. 2.1.

## 2.5 Висновки до розділу 2

1. Обґрунтовано ефективність застосування тригенераційного режиму роботи газотурбінного автономного електротехнічного комплексу, що дозволяє знизити встановлену потужність турбогенератора на 40%.

2. Подано порівняльну оцінку методів охолодження турбогенератора, за результатами якої доведено ефективність застосування абсорбційних холодильних машин, що в умовах електротехнічного комплексу, що розглядається, дозволяє підвищити коефіцієнт використання палива до 90-95 % шляхом застосування в циклі охолодження енергії вторинних енергоресурсів.

3. Розроблено систему автоматичного регулювання витрати охолоджуючої рідини для підтримки номінального режиму роботи турбогенератора при варіації параметрів навколишнього середовища.

4. Розроблено математичну та імітаційну модель представленої системи автоматичного регулювання, аналіз роботи якої доводить ефективність її застосування.

5. Наведено порівняльний техніко-економічний аналіз реалізації електропостачання умовної компресорної станції автономним способом із застосуванням тригенераційного режиму, без застосування тригенераційного режиму, змішаного автономного та централізованого електропостачання та централізованого електропостачання, внаслідок якого термін окупності аналізованої структури становить 2,4 роки, капітальні витрати нижчі на 24%, щорічні витрати на 28%, що досягається за рахунок зниження встановленої потужності.

# ГЛАВА 3 ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ І РЕАЛІЗАЦІЯ БЕЗПЕРЕБІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ

## 3.1 Використання активного фільтра у структурі електротехнічного комплексу

Крім тривалих провалів напруги через зупинки генераторів необхідно виключити вплив короткострокових провалів і спотворень напруги в нафтогазовій промисловості пов'язаних, як правило, з різким збільшенням навантаження при пусках потужних синхронних електродвигунів бурових або насосних установок систем підтримки тиску вуглецевої сировини, а також Особливо у разі коротких замикань [37, 38].

На рис.3.1 наведено зміна ковзання АД при нахиді навантаження і різних рівнях напруги в мережі живлення  $U=0,7U_H$ ,  $U=0,65U_H$ ,  $U=0,6U_H$  (відповідно 1', 2', 3'). Аналіз графіків показує, що падіння напруги до  $0,6 U_H$  тривалістю 0,1 с може спричинити зупинку двигуна через втрату стійкості роботи.

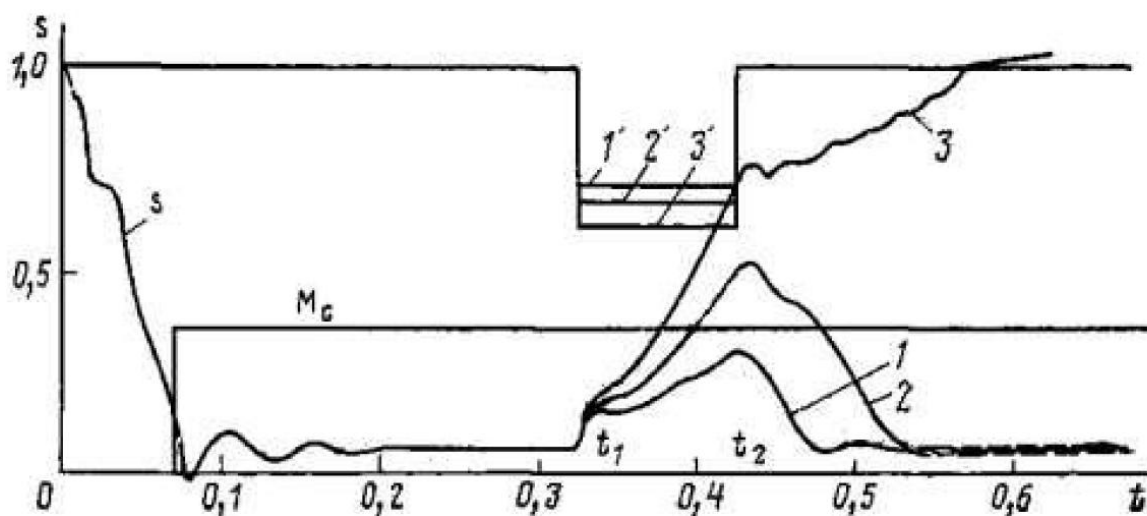


Рис. 3.1 –Ковзання двигуна ( $s$ ) при нахиданні навантаження ( $M_c$ ) і різних рівнях провалу вхідної напруги ( $U$ )

Для забезпечення якісного та безперебійного електропостачання найбільш відповідальних споживачів об'єктів нафтогазових підприємств шляхом можливості роботи у різних режимах [39,40] запропонована система автономного електропостачання з використанням джерел енергії розподіленої генерації. Система побудована на основі збірних шин постійного струму з використанням випрямлячів та інверторів.

Надійна робота системи електропостачання у перехідних режимах забезпечується шляхом застосуванням активного фільтра ( рис.3.2).

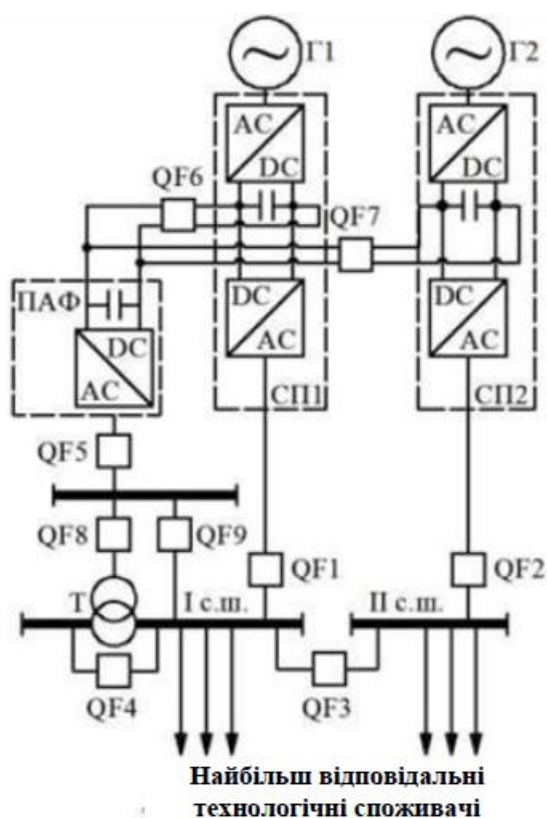


Рис. 3.2 - Структура системи електропостачання з використанням джерел розподіленої генерації, збірних шин постійного струму і активного фільтра

Розглянемо основні режими роботи цієї структури. Найбільш відповідальні технологічні споживачі одержують живлення від двох автономних джерел Г1 та Г2, електротехнічний комплекс кожного з яких оснащений силовими перетворювачами СП1 та СП2 з випрямлячами та інверторами.

Джерела Г1 і Г2 підключаються до двох секцій шин, що живлять відповідальні споживачі, через автоматичні вимикачі QF1 і QF2. Обидві секції шин з'єднуються між собою секційним вимикачем QF3, який у нормальному режимі розімкнутий. У разі відмови, що виникає в якомусь з двох джерел живлення, спрацьовує секційний вимикач QF3. При цьому все відповідальне навантаження підключається до одного автономного джерела, що зумовлює виникнення суттєвих відхилень напруги на шинах (рівень відхилення напруги може не відповідати нормам ГОСТ 13109-97).

Крім того, в умовах автономних енергосистем обмеженої потужності будь-яке скидання або накидання навантаження істотно впливає на режим напруги. Відомі дослідження [26], в яких показано, що серед технологічних споживачів нафтогазових підприємств існує навантаження, що є дуже чутливим до провалів та відхилень напруги. Виходячи із зазначених причин, структура, представлена на рис. 3.3, містить активний фільтр, який реалізує наступні функції:

- придушення вищих гармонік струму та напруги;
- компенсація провалів та відхилень напруги;
- безперебійне електропостачання відповідальних споживачів на час безаварійного завершення технологічного процесу.

Структура активного фільтра має вигляд, представлений рис. 3.3. У цьому випадку робота активного фільтра описується такими основними рівняннями [102-40]:

$$U_k = kI_c; k_{mp} = \frac{U_k}{U_{C\phi}}; U_{инв} = L_{\phi} \frac{dI}{dt} + U_{C\phi}; U_{инв} = kU_{dc} \quad (3.1)$$

де  $k$ - коефіцієнт, що залежить від потужності вихідного трансформатора;  $k_{тр}$  - коефіцієнт трансформації вихідного трансформатора;  $U_{C\phi}$ - напруга на ємності вихідного пасивного фільтра;  $L_{\phi}$ ,  $C_{\phi}$ - параметри пасивного фільтра на виході інвертора;  $k_i$ - функція стану силових ключів інвертора;  $U_{инв}$ - напруга на виході інвертора;  $U_{dc}$ - напруга на накопичувальному конденсаторі інвертора.

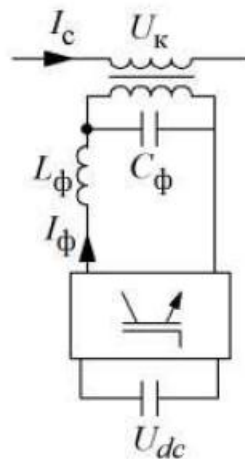


Рис. 3.3 – Структура активного фільтра

При спрацюванні автоматичного вимикача одночасно включаються вимикачі QF4 та QF5 та активний фільтр (АФ)) за допомогою вольтододадового трансформатора Т здійснює підтримання напруги на шинах відповідно до норм ГОСТ 32144-2013, а також виходячи з рівня стійкості окремих видів електрообладнання до провалів та відхилень напруги. Накопичувальний конденсатор АФ здійснює заряд двома способами: при безпосередній компенсації вищих гармонік струму та напруги, як описується у багатьох наукових працях [15], а також при включенні автоматичних вимикачів QF6 і QF7 за допомогою ланок постійного струму електротехнічних комплексів джерел Г1 та Г2. Принцип суміщення ланок постійного струму активних фільтрів з іншими елементами при їх незначному видаленні один від одного також описаний та обґрунтований наукових працях [41].

Враховуючи досить високу вартість активного фільтра, доцільно його використання в першу чергу як багатофункціонального пристрою [42] особливо в умовах автономних енергосистем розподіленої генерації. Отже, робота електротехнічного комплексу автономного електропостачання, структура якого наведено рис. 3.2, описується алгоритмом, представленим на рис. 3.4.



Рис. 3.4 - Алгоритм функціонування електротехнічного комплексу з використанням активного фільтра

При вмиканні вимикача QF4 та QF9 активний фільтр реалізує функцію джерела безперебійного живлення або динамічного компенсатора відхилень і провалів напруги на час безаварійного завершення технологічного процесу або переходу електропостачання з одного автономного джерела на інший. На рис. 3.5 наведено структуру імітаційної моделі електротехнічного комплексу у середовищі MATLAB/Simulink, зображеної на рис. 3.2. розподіленої генерації з активним фільтром

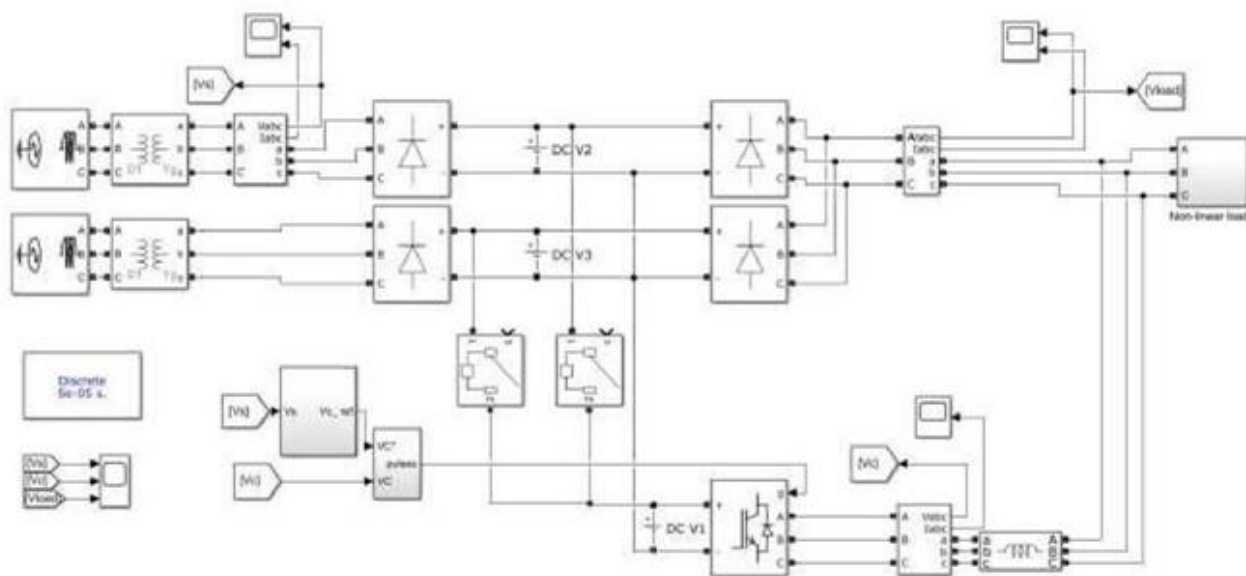


Рис. 3.5 – Структура імітаційної моделі електротехнічного комплексу автономного електропостачання у середовищі MATLAB/Simulink

На рис.3.6 наведено осцилограму напруги на шинах відповідальних споживачів при введенні в роботу другого джерела при відмові вихідного джерела, коли активний фільтр реалізує функцію динамічного компенсатора провалів та відхилень напруги [43].

Таким чином, результати моделювання доводять можливість активного фільтра виступати в ролі динамічного компенсатора провалів та відхилень напруги на період дії автоматичного введення резерву в системах розподіленої генерації при переході електропостачання з одного автономного джерела на інший.

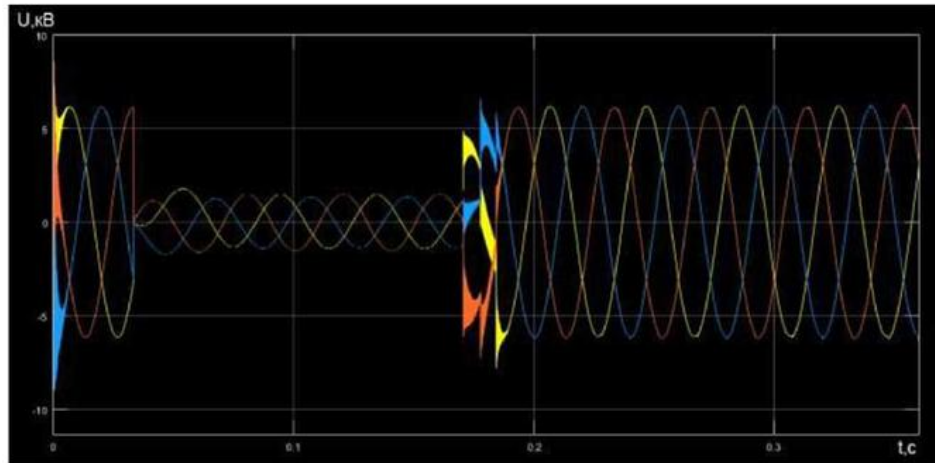


Рис. 3.6 - Осцилограма напруги на шинах відповідальних споживачів

### 3.2 Використання тиристорного автоматичного введення резерву структури електротехнічного комплексу

Результати моделювання показали, що при застосуванні АФ як динамічного компенсатора провалів напруги можливі безструмові паузи тривалістю до 0,1 с. Раптові провали живлення такої тривалості можуть спричинити втрату стійкості та зупинку електродвигунів, що може спричинити порушення технологічних процесів об'єктів нафтогазових підприємств [ 15 ].

Для забезпечення безперервності технологічного процесу видобутку при порушеннях електропостачання на головній понижувальній підстанції має здійснюватися автоматичне введення резерву на рівні 6(10) та 0,4 кВ за допомогою шунтування контактів міжсекційного вимикача на час їх замикання безінерційними комутаційними елементами та секціонування ділянок промислової електричної мережі 6(10) та 0,4 кВ з часом спрацьовування застосовуваних пристроїв не більше 0,1 с виділенням у секції збірних шин ділянки для підключення електровідцентрових насосів високодебетних свердловин. Безперервність технологічного процесу видобутку нафти буде досягнута, якщо перерва електропостачання не перевищить 0,15 с [ 16]. Оскільки основним засобом відновлення живлення є автоматичне введення резерву, тому час його спрацьовування не повинен перевищувати цієї величини.



спрацювання каналу максимального струму в датчику струму. У цьому випадку роботу ТАВР заборонено. Потрібно локалізувати місце пошкодження. Для цієї мети доцільно застосувати автоматичний пункт секціонування (АПС), що представляє собою сукупність вакуумного комутаційного модуля із вбудованою системою вимірювання струмів та напруги та шафи управління з мікропроцесорною системою релейного захисту та автоматики. АПС виконує оперативні перемикання у розподільчій мережі, автоматичне вимкнення пошкодженої ділянки, автоматичне виділення пошкодженої ділянки, автоматичне збирання, обробку та передачу інформації про параметри режимів роботи мережі та стан власних елементів.

Основне завдання встановлення АПС – забезпечити максимальний рівень надійності електропостачання споживачів фідера, а також оптимізувати процес локалізації та пошуку пошкодженої ділянки.

У випадках, коли потрібно забезпечити максимальну надійність конкретного споживача, наприклад, відцентрового насоса високодебетної свердловини, необхідно на секції збірних шин за допомогою АПС виділити ділянку, до якої буде підключений відповідальний споживач (точка А на рис.3.8).

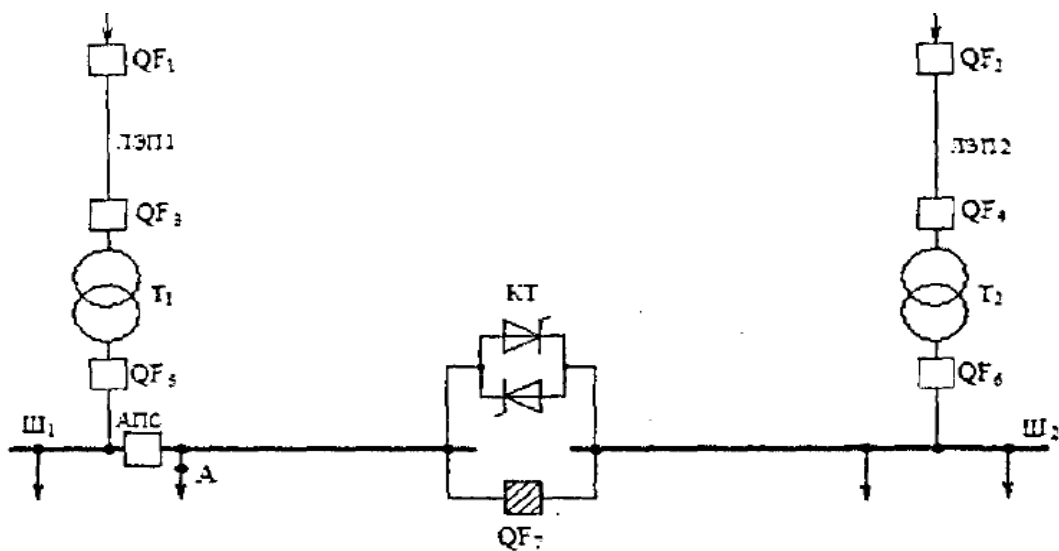


Рис.3.8. Ділянка системи електропостачання з ТАВР

Другою складовою часу спрацьовування АВР є час, необхідний для виконання логічних операцій із виявлення місця та характеру ушкодження засобами релейного захисту та автоматики. Для максимально швидкого виконання всіх необхідних перемикачів та логічних операцій розроблено алгоритм управління багаторівневою системою секціонування, представлений рис. 4.9.

Для визначення ефективності застосування АПС та ТАВР здійснено розрахунок показників надійності для ділянки системи електропостачання у точці А (рис.3.2) у двох варіантах - за наявності АПС та ТАВР і без них. При цьому складено схему заміщення електричної мережі у зазначених варіантах. Кожен елемент характеризується частотою відмов, часом безвідмовної роботи, часом відновлення та часом технічного обслуговування. Закон розподілу відмов окремих елементів є експонентним. Результати розрахунків представлені у таблиці 3.1.





КТ встановлюється на модулі викочування, а МУ в релейному відсіку високовольтної шафи РУ. КТ включається паралельно секційному вимикачу, і за рахунок своєї швидкодії забезпечує можливість найшвидшого об'єднання секцій шин. МУ виявляє аварійні ситуації у роботі РУ і формує команди управління КТ, вступними і секційними вимикачами.

Випробування роботи ТАВР) і теоретичні дослідження дозволяють відзначити такі важливі особливості застосування ТАВР:

- час визначення несправного вводу – 0,034 с після відключення вводу;
- практично синхронне перемикавання електродвигунів несправної секції збірних шин на справну секцію з кутом фазового неузгодженості менше 19 ел. градусів;
- відносно невеликий провал напруги на несправній секції збірних шин (0,85 від  $U_{НОМ}$ );
- невеликий час перехідного процесу у електродвигунів, що перемикаються;
- збереження поля збудження у синхронних електродвигунів.

### **3.3 Висновки до розділу 3**

1. Обґрунтовано застосування АФ для компенсування провалів напруги. Розроблено алгоритм функціонування електротехнічного комплексу розподіленої генерації з активним фільтром. Доведено ефективність застосування АФ, що дозволяє знизити час втрати живлення, що перевищує час роботи АВР до 0,1 сек.

2. Запропоновано застосування ТАВР для виключення провалів напруги під час введення резерву. Представлено структурну схему із застосуванням ТАВР та доведено ефективність її застосування для виключення провалів напруги на десяті частки секунди.

3. Розроблено СФЦ місткової схеми із впровадженням АФ та ТАВР. Доведено, що запропоновані апарати мають незначні негативний вплив на основні параметри надійності системи електропостачання електротехнічного комплексу нафтогазових підприємств, що з урахуванням попередніх висновків зумовлює ефективність їх застосування.

## ВИСНОВКИ

Магістерська робота присвячена вирішенню актуального наукового завдання: підвищення енергетичної ефективності, надійності та безперебійності електропостачання електротехнічних комплексів з автономними джерелами розподіленої генерації за допомогою створення тригенераційної системи на основі абсорбційної холодильної машини, системи автоматичного регулювання витрати охолоджуючої рідини, а також застосування місткової структури живлення з впровадженням багатофункціонального активного фільтра та тиристорного автоматичного введення резерву.

Основні результати та практичні рекомендації полягають у наступному:

1. Виконаний аналіз методів енергоефективності автономних електротехнічних комплексів нафтогазових підприємств із використанням вторинних енергоресурсів, у результаті, який показав доцільність використання тригенераційного режиму із здійсненням охолодження потоку повітря на вході газотурбінних установок для зниження встановленої потужності турбогенератора на 40% при досягненні температури навколишнього середовища 40 °С та досягнення величини коефіцієнта використання палива 90-95%.

2. Розроблено математичні та імітаційні моделі системи автоматичного регулювання витрати рідини для стабілізації температури на вході газотурбінної установки на рівні 15 °С, що дозволяє забезпечувати номінальну потужність турбогенератора при варіації параметрів навколишнього середовища.

3. Запропоновано у багатозв'язкових системах електропостачання газотранспортних систем з метою підвищення надійності на стороні 6 (10)

кВ застосовувати місткові структури комутації обладнання, що забезпечують підвищення коефіцієнта готовності на 0,6%, середньої напрацювання на відмову на 33 %, ймовірності безвідмовної роботи на 15 %, зниження середнього часу відновлення зменшується на 40%.

4. Показана доцільність застосування активного фільтра для компенсації короточасних відхилень напруги, що виникають при секціювання джерел електротехнічного комплексу автономного електропостачання, а також для здійснення безперебійного електропостачання на період безаварійного завершення технологічного процесу.

5. Показано, що застосування тиристорних швидкодіючих пристроїв автоматичного введення резерву (ТАВР) у складі електротехнічного комплексу автономного електропостачання газотранспортних систем дозволяє обмежити перерви електропостачання на стороні 6 (10) кВ та мінімізувати тривалість безструмової паузи, при цьому секційний вимикач для прискорення дії на час включення шунтується зустрічно-паралельно включеними тиристорами.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Зайцев М.О., Кучанський В.О., Гунько І.О. Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустановка. Монографія. Друкарня ФОП Гуляєва В.М., 2021.
2. Інтелектуальні системи керування потоками електроенергії у локальних об'єктах / О.В. Кириленко, Ю.С. Петергеря, Т.О. Терещенко, В.Я. Жуйков. – К.: Медіа ПРЕС, 2005. – 212 с.
3. Маляренко В.А., Шубенко О.Л., Сенецький О.В., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.). Розвиток електротехнічних систем енергоспоживання на основі когенерації // Новітні технології в електроенергетиці: V Міжнародна науко-техніч. інтернет-конф. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2015. С. 27-32.
4. Козорез А.І. Газові турбіни і газотурбінні установки. Навчальний посібник. Одеса, ОДАХ, 2010 - 62 с.
5. San Martin, J.I. Trigenation Systems with Fuel Cells // Research Paper. – Retrieved 18 April 2011. – P. 1-6.
6. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електропостачання: Навчальний посібник. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2005. – 324 с.
7. Meier A. Monitoring for impacts of distributed resources: Initial planning considerations // Conference: Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE DOI:10.1109/PESMG.2013.6672386.
8. Кириленко О.В., Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах / Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. – Техн. електродинаміка. – 2011. – №1. – С.46–53.
9. Лежнюк, П. Д. Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, І. В. Котилко // Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2018. – № 45 (1321). – С. 25-31. – doi:10.20998/2413-4295.2018.45.04.)
10. Лежнюк, П. Підвищення енергоефективності локальних електричних систем за рахунок сумісного використання різнотипних розосереджених джерел енергії/ Д. П. Д. Лежнюк, С. В. Кравчук, І. В. Котилко, та А. Б. Урода// Матеріали міжнародного симпозіуму «Проблеми електроенергетики, електротехніки та електромеханіки», м. Харків, 2018 р.).
11. Бойко С. М. Теоретичні засади формування електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації гірничорудних підприємств : монографія / Бойко С. М. ; за ред. Сінчука О. М. – Кременчук : ПП Щербатих О. В., 2020. – 263 с).

12. Маляренко В.А., Андрєєв С.Ю., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.) Реалізація когенерації з метою резервного живлення електроенергією відповідальних споживачів міста // Новітні технології в електроенергетиці: V Міжнародна наук.-техніч. інтернет-конф. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2015. С. 21-26.

13. Маляренко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.) Особливості електропостачання при впровадженні когенераційних технологій // Новітні технології в електроенергетиці: V Міжнародна наук.-техніч. інтернет-конф. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2015. С. 12-21.

14. Темнохуд І.О. (Казарова І. О.). Електротехнічна структура перетворення котельні в Міні-ТЕЦ // Комунальне господарство міст, 2015.№ 121. С. 90-94.).

15. Жежеленко І. В., Шидловський А. К., Півняк Г. Г., Саєнко Ю. Л. Електромагнітна сумісність у системах електропостачання : підручник. Дніпропетровськ : Національний гірничий університет, 2009. 319 с.

16. Підвищення надійності газотранспортних систем: монографія / Б. В. Копей, А. Бенмуна, В. І. Слободян, А. Беллауар, С. І. Галій, Д. Халімі, А. М. Найда. Серія «Нафтогазове обладнання», том 8 – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – 300 с.

17. Gunjan, P. Cogeneration – an opportunity to improve energy efficiency // Modern Power Systems. – 2012. – No.3. – P. 32-33.

18. Kleinschmidt, R.V. Value of wet-compression in gas-turbine cycles // Mech. Eng., 1947, 69, №9.

19. Казанський С.В. Надійність електроенергетичних систем: навчальний посібник [Текст] / С.В. Казанський, Ю.П. Матеєнко, Б.М. Сердюк. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с.

20. Романовський, Г. Ф. Сербін, С.І., Патлайчук, В.М. Сучасні газотурбінні агрегати. Том 1. / Г.Ф. Романовський, С.І. Сербін,, В.М. Патлайчук. – Миколаїв: НУК, 2005. – 344 с.

21. Lokurlu, A. Solar Trigeneration: Electricity, Cooling and Steam from the Sun. / Lokurlu A. Saidi K. // (2017) Towards 100% Renewable Energy. Springer Proceedings in Energy. Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-45659-1\\_8](https://doi.org/10.1007/978-3-319-45659-1_8).

22. Варламов Г. Б., Любчик Г. М., Маляренко В. А. Теплоенергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії: Підручник. – К.: ІВЦ “Видавництво «Політехніка»”, 2003. – 232 с.: іл.

23. Когенераційні технології в малій енергетиці : монографія / В. А. Малярєнко, О. Л. Шубенко, С. Ю. Андрєєв, М. Ю. Бабак, О. В. Сенецький / Харків. нац. ун-т міськ.госп-ва ім. О. М. Бекетова, Ін-т проблем машинобуд. ім. А. М. Підгорного. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 454 с.
24. Цанєв С.В. Буров В.Д., Ремєзов О.М. Газотурбінні та парогазові установки теплових електротанцій: Навчальний посібник для вузів / Під ред. С.В. Цанєва-М.: Видавництво МЕІ, 2002 .-584 с.
25. . Veprikov, A.A. Problems of operating industrial dc power sources in parallel connection / Veprikov A.A., Glukhov A.A. // Proceedings of the 2020 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, EIconRus 2020. 2020. С. 1339-1343.
26. І. С. Рябенко. Електрообладнання та електропостачання гірничих підприємств. Текст лекцій (електронна версія). Київ, НТУУ «КПІ», 2002 р.
27. Колонтаєвський Ю.П., Сосков А.Г. Промислова електроніка та мікросхемна техніка: теорія і практикум: Навч. посіб. / За ред. А.Г.Соскова. 3-є вид. – К.:Каравела, 2004. – 432 с.
28. М.Д. Гераїмчук, Ю.Ф. Лазарєв, Т.О. Толочко Моделювання систем у середовищі MATLAB-SIMULINK: Комп'ютерний практикум. – К.:, 2006. – 175с.
29. Д. В. Коновалов, Г. О. Кобалава Застосування контактного охолодження повітря аеротермопресором в циклі газотурбінної установки. Холодильна техніка та технологія, 54(5), 2018. С. 62-66.
30. Холодильні установки / Під. заг. ред. І. Г. Чумака. – Одеса : Пальміра, 2006. 552 с
31. Алексіков, І.Ю., Виробництво холоду в системах тригенерації / І.Ю. Алексіков, А.В. Кузьміна // Турбіни та дизелі. - 2014. - № 1. - С. 12-15.
32. Fong, K.F. Investigation on year-round dispatch of multiple chillers in trigeneration system for high-rise building application // Proceedings of the 9th International Conference on Applied Energy. 2017. Т. 142. С. 1502-1508.
33. Arosio, S. A model for micro-trigeneration systems based on linear optimization and the Italian tariff policy / Arosio S., Guilizzoni M., Pravettoni F. // Applied Thermal Engineering. 2011. Vol. 31. P. 2292–2300.
34. Алімов, С.В. Передавальні функції процесу теплообміну в апараті повітряного охолодження олії/Алімов С.В., Мигачова Л.А., Тітов А.Р. // Вісник самарського державного технічного університету. серія: Технічні науки. 2012. №4 (36). З. 198-214.

35. Abramovich, B.N. The system of trigeneration with binary cycle for use as an energy source for gas fuel / B. N. Abramovich, I. A. Bogdanov, A. V. Kopteva, V.I. Malarev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : International Scientific Electric Power Conference 2019, ISEPC 2019, Saint Petersburg, 23–24 мая 2019 года. – Saint Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012092. – DOI 10.1088/1757-899X/643/1/012092.

36. Segurado R. Techno-economic analysis of a trigeneration system based on biomass gasification / R. Segurado, S. Pereira, D. Correia, M. Costa // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2019. -V. 103. - P.501-514. .

37. Abramovich, B.N. The system of trigeneration with binary cycle for use as an energy source for gas fuel / B. N. Abramovich, I. A. Bogdanov, A. V. Kopteva, V.I. Malarev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : International Scientific Electric Power Conference 2019, ISEPC 2019, Saint Petersburg, 23–24 мая 2019 года. – Saint Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012092. – DOI 10.1088/1757-899X/643/1/012092.

38. Malarev, V. Algorithm for automatic compensation of voltage dips in power supply of industrial facilities. Malarev V., Bogdanov I., Senchilo N. // Journal of Applied Engineering Science, 2020, 18(2), стр. 173–180.

39. Akagi, H. Active Harmonic Filters / Proceedings of the IEEE. 2005. -Vol. 93. - №12. pp. 2128-2141. doi:10.1109/JPROC.2005.859603.

40. Tokarev, I.S. Solutions to Improving the Self-Contained Power Supply to the Gas Industry Facilities when Operating Gas Turbine Power Plants in the Binary Cycle and Trigeneration Modes / Tokarev I.S., Bogdanov, I.A., Serikov, V.A. // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2020.

41. Мещеряков В.М. Активний фільтр електроенергії із загальною ланкою постійного струму та системою керування на основі релейного регулятора струму / В.М. Мещеряков, М.М. Хабібুলлін // Прилади та системи. Управління, контроль, діагностика. - 2014. - №7. - С. 26-33.

42. Розанов Ю.К. Багатофункціональний регулятор якості електроенергії на основі силового електронного перетворювача / Розанов Ю.К., Лепанов М.Г., Кисельов М.Г. // Електротехніка. 2014. – № 8. – С. 51-59.

43. Abramovich, B.N. The Application of Series Active Filter for Improvement of Power Quality in Networks of Oil Enterprises / B. N. Abramovich, Y. A. Sychev, R.Y. Zimin, M. E. Aladin // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2019, Vladivostok, 01–04 октября 2019 года. – Vladivostok: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2019. –P. 8933900. – DOI 10.1109/FarEastCon.2019.8933900.