

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
УКРАЇНСЬКА ІНЖЕНЕРНО-ПЕДАГОГІЧНА АКАДЕМІЯ

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**ЧЕБОТАРЬОВ АНТОН МИКОЛАЙОВИЧ**

**УДК 621.316.728:006.074**

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ  
НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНИХ КОМПЛЕКСІВ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ  
ШЛЯХОМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОГО КЕРУВАННЯ**

152 Метрологія та інформаційно-вимірвальна техніка. Якість, стандартизація  
та сертифікація

15 – автоматизація та приладобудування

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

\_\_\_\_\_ Антон Чеботарьов

Науковий керівник: Мезеря Андрій Юрійович, кандидат технічних наук,  
доцент

Харків – 2023

## АНОТАЦІЯ

*Чеботарьов А.М.* Удосконалення методів підвищення якості низькопотенційних комплексів електростанцій шляхом забезпечення енергоефективного керування. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 152 – метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка. Якість, стандартизація та сертифікація (15 – Автоматизація та приладобудування). Українська інженерно-педагогічна академія, Міністерство освіти і науки України, Харків, 2023.

Дисертаційна робота виконувалася впродовж 2018-2023 рр. на кафедрі автоматизації, метрології та енергоефективних технологій Української інженерно-педагогічної академії в рамках держбюджетних науково-дослідних робіт ФН-19-1 «Розробка прецизійних систем автоматичного регулювання турбінних установок електричних станцій та промислових підприємств» та ФН-21-05 «Розробка алгоритмів та структур енергозберігаючих автоматизованих систем керування нагнітальними установками нафто- та газоперекачувальних станцій».

В дисертаційній роботі отримано подальшого розвитку розв'язання важливої науково-технічної задачі, яка полягає в підвищенні показників якості низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій шляхом забезпечення ефективних режимів роботи їх елементів в усіх нормальних режимах експлуатації. Вирішення цієї задачі дозволяє суттєво підвищити такі показники якості систем керування як економічність та енергоефективність шляхом зниження втрат енергії в системах низькопотенційних комплексів та підвищити рівень енерго- та ресурсозбереження на електростанціях.

Основним напрямком досліджень є удосконалення методів підвищення показників якості систем низькопотенційних комплексів електростанцій шляхом енергозберігаючого керування, а саме розробка наукових методів та

технічних рішень, які можуть скласти основу створення енергоефективних алгоритмів керування, спрямованих на суттєве підвищення енергоефективності елементів систем низькопотенційних комплексів.

**Об'єктом дослідження** в роботі виступають процеси підвищення показників якості низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій шляхом забезпечення енергоефективності їх роботи.

**Предметом дослідження** є наукові методи і технічні засоби забезпечення мінімальних втрат енергії в елементах систем низькопотенційних комплексів.

**Мета досліджень** полягає в оцінці та підвищенні показників якості систем низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій шляхом синтезу та оптимізації автоматизованих систем керування, які забезпечують мінімальні втрати енергії во всьому діапазоні нормальних режимів роботи.

**Методи дослідження** засновані на теоретичних та експериментальних методах досліджень. Теоретичні методи ґрунтуються на фундаментальних положеннях системного аналізу, стандартизації, гідрогазодинаміки, тепломасообміну, сучасної теорії автоматичного керування, методах оптимізації. Експериментальні дослідження базуються на використанні сучасних методів планування експерименту, інформаційно-вимірювальних комплексів (вимірювання електричних, гідравлічних і механічних величин), статистичного опрацювання даних та методиках побудови емпіричних залежностей.

**Наукова новизна.** У результаті проведених досліджень отримано такі наукові результати:

1. Вперше розроблено науковий метод підвищення якості НПК електростанцій, заснований на мінімізації енергетичних втрат з комплексним використанням технічної діагностики та енергозберігаючого керування;

2. Отримали подальший розвиток математичні моделі механічних, гідрогазодинамічних і тепломасообмінних процесів і елементів низькопотенційних комплексів, які включають інтегральну функцію

енергетичних втрат, з метою оцінки і аналізу можливих діапазонів підвищення показників якості низькопотенційних комплексів;

3. Вперше виконано структурно-параметричний синтез енергозберігаючих автоматизованих систем керування низькопотенційними комплексами, які дозволяють оцінювати і мінімізувати комплексні енергетичні втрати і підвищувати ККД енергоблоків, що є основними показниками якості.

В першому розділі проведено аналіз існуючого нормативного забезпечення щодо показників якості елементів систем низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій та автоматизованих систем керування. Аналіз показав, що на сьогоднішній день в нормативній та методичній документації не досить повно сформульовані універсальні наукові та практичні методи забезпечення високих показників економічності роботи елементів систем низькопотенційних комплексів при їх автоматизованому керуванні, а саме максимальної ефективності роботи в нормальних режимах експлуатації, які гарантовано змогли б забезпечити мінімальні втрати енергії. Для створення такої документації, необхідно удосконалення методів підвищення якості систем керування шляхом більш повного використання інформації та удосконалення алгоритмів керування та виконати цикл теоретичних та експериментальних наукових досліджень: математичне моделювання, ідентифікація математичних моделей, структурний синтез ефективних регуляторів.

Проведено аналіз роботи систем низькопотенційних комплексів та впливу їх роботи на техніко-економічні показники енергоблоків теплових і атомних електростанцій. Виявлено можливості і резерви підвищення ефективності роботи систем низькопотенційних комплексів та окремих їх елементів.

Виконано аналіз структур, функцій та вимог (встановлених сучасними вітчизняними та міжнародними стандартами) до систем низькопотенційних комплексів електростанцій.

Виконано аналіз перспективних наукових та технічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності роботи елементів систем

низькопотенційних комплексів. Показано, що на сьогоднішній день бракує комплексних рішень, які ефективно використовують існуючу інформацію та забезпечують необхідні показники якості низькопотенційних комплексів електростанцій.

Виконано аналіз існуючих автоматизованих систем керування елементами низькопотенційних комплексів, який показав, що принцип енергозбереження враховується опосередковано, що не дозволяє повною мірою отримати максимальний ефект енергозбереження та забезпечити високі показники економічності.

В другому розділі розроблено уточнені математичні моделі елементів систем низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій, що включає моделі енергетичних втрат різної фізичної природи в елементах низькопотенційних комплексів та вплив цих втрат на загальні характеристики роботи системи. Моделі включають всі основні процеси, які впливають на величину втрат енергії та ефективність роботи систем низькопотенційних комплексів, а саме рівняння окремих та загальних енергетичних втрат в елементах систем низькопотенційних комплексів, залежність ефективності роботи турбіни (потужність турбіни) від параметрів низькопотенційних комплексів (значення тиску в конденсаторі), вплив режимів роботи циркуляційних насосів на загальні енергетичні характеристики тощо.

Удосконалені математичні моделі можуть використовуватися для аналізу показників якості, енергетичних характеристик і процесів в системах керування низькопотенційними комплексами, проведення та обчислювання експериментів, для побудови спрощених математичних моделей, необхідних для синтезу ефективних регуляторів систем керування елементами низькопотенційних комплексів електричних станцій.

Виконано структурний синтез енергоефективних автоматизованих систем керування низькопотенційними комплексами, які покращують показники якості їх роботи, а саме економічність та енергоефективність. Це дозволяє довести якість та рівень енергозбереження при керування низькопотенційними

комплексами до міжнародних стандартів. Сформульовано технічні вимоги до систем керування низькопотенційними комплексами теплових і атомних електростанцій.

В третьому розділі виконано аналіз експериментальних досліджень та розроблено проєкт технічних умов «Системи енергозберігаючого керування низькопотенційними комплексами теплових і атомних електростанцій», в якому знайшли відображення науково-технічні рішення, отримані в роботі.

Визначено можливий діапазон підвищення енергоефективності роботи низькопотенційних комплексів електростанцій, який складає майже 1% (в залежності від режиму роботи парової турбіни та параметрів оточуючого середовища) від загальних втрат енергії енергоблоку. Завдяки цьому знижується собівартість вироблення електроенергії та підвищуються техніко-економічні показники роботи енергоблоків електростанцій.

Результати досліджень можуть бути впроваджені в автоматизованих системах керування елементами низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій.

Отримані в роботі нові наукові результати використовуються в навчальному процесі Української інженерно-педагогічної академії (м. Харків) у вигляді нових додаткових розділів у курсах лекцій з дисциплін: «Автоматизовані системи керування технологічними процесами», «Автоматизовані системи керування в теплоенергетиці».

Матеріали дисертації достатньо повно викладені у 13 наукових працях, серед них: 1 стаття у науковометричній базі Scopus, 3 статті у спеціалізованих фахових виданнях України, 3 статті у фахових виданнях України, 5 тез доповідей на національних та міжнародних конференціях, 2 монографії України.

**Ключові слова:** показники якості, економічність, автоматизовані системи керування, низькопотенційний комплекс, енергозбереження, конденсатор, парова турбіна, циркуляційний насос.

## Список публікацій здобувача за темою дисертації

### I. Публікації в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

#### Статті у наукових виданнях Scopus

1. Chebotarev A., Kanjuk G., Mezerya A., Melnikov V., Antonenko N., Improving the quality of electric energy at hydrogenerator units by upgrading control system / *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2018. Vol. 6, no. 6/2 (96). –P. 70-78.

#### Статті у наукових виданнях, включених до переліку наукових фахових видань України

2. Чеботарьов А.М., Бондаренко Ю.О. Аналіз нормативного забезпечення ефективності роботи елементів систем низькопотенційних комплексів електростанцій / *Збірник наукових праць «Машинобудування»* – Харків. –№29, 2022. –С.97-103.

3. Чеботарьов А.М., Бондаренко Ю.О. Підвищення рівня використання інформації в системах технічної діагностики конденсаторів парових турбін / *Збірник наукових праць «Машинобудування»*. – Харків. –№30, 2022. –С.51-60.

4. Канюк Г.І., Мезеря А.Ю., Чеботарьов А.М., Василець Т.Ю., Фурсова Т.М., Канюк М.Г. Аналіз метрологічних характеристик засобів вимірювання гідравлічних параметрів електростанцій для задач енергозберігаючого керування / *Збірник наукових праць «Машинобудування»*. – Харків. –№31, 2023. –с.50-60.

### II. Публікації, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації

#### Матеріали й тези конференції

5. Канюк Г., Мезеря А., Василець Т., Чеботарьов А. Автоматизовані системи енергозберігаючого керування об'єктами паливно-енергетичного комплексу / *Виробництво & мехатронні системи 2020: матеріали IV Міжнародної конференції, Харків, 22-23 жовтня 2020 р.: тези доповідей*. – Харків [електронний друк], 2020. –С. 142-145.

6. Канюк Г.І., Мезеря А.Ю., Чеботарьов А.М. Підвищення ефективності автоматизованих систем керування низькопотенційним комплексом електростанцій / *Тези доповідей XVI Міжнародної науково-технічної конференції «Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування», 25–26 листопада 2020 р.* – Харків : НТУ «ХПІ» ; Видавництво «Лідер», 2020. –С. 28-

29.

7. Bondarenko Y.A., Chebotarev A.N. Reduction of the energy losses in element capacitor steam turbines / *Наука. Інновації. Якість: [матеріали національного науковопрактичного форуму]*, Харків – 09-10 серпня 2022 року. Українська інженерно-педагогічна академія. Харків: УІПА, 2022. –С. 41-42.

8. Chebotarev Anton Information-metrological bases of the calculation worker travell about percent unit in process of its usages / *Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення: [матеріали міжнародної науково-практичної конференції]*, Харків -25-26 січня 2022 року]. Українська інженерно-педагогічна академія. Харків: УІПА, 2022. –С.30-31.

9. Bondarenko Yurii, Chebotarev Anton Increasing the efficiency of automated control systems of a low potential complex of power plants / *Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення: [матеріали II міжнародної науково-практичної конференції]*, Харків –14-15 березня 2023 року]. Українська інженерно-педагогічна академія. Харків: УІПА, 2023. –С.101.

### **III. Публікації, які додатково відображають наукові результати дисертації**

#### Статті у наукових виданнях, апробаційного характеру

10. Канюк Г.І., Мезеря А.Ю., Чеботарьов А.М., Близниченко Г.С. Підвищення ефективності роботи систем низькопотенційного комплексу електростанцій шляхом оптимального керування витратою циркуляційної води / *Електромеханічні і енергозберігаючі системи. Щоквартальний науково-виробничий журнал*. –Кременчук: КрНУ, 2020. –Вип. 4/2020(52). –С.34-39. ISSN 2072-2052.

11. Канюк Г.І., Мезеря А.Ю., Чеботарьов А.М., Близниченко Г.С., Бондаренко Ю.О. Зниження динамічної складової похибки визначення середньоінтегральних значень вимірювальних параметрів / *Збірник наукових праць «Машинобудування»*. – Харків. №28. –2021. –С.66-74.

#### Монографії

12. Удосконалення нормативної бази забезпечення енергоефективних режимів роботи насосних установок електричних та нафтоперекачувальних станцій / Канюк Г.И., Князева В.М., Мезеря А.Ю., Чеботарьов А.М. –Харків: Друкарня Мадрид, 2020. –126 с. :48 іл., 22 табл. ISBN 978-617-7875-55-2.

13. Розвиток і удосконалення діагностичного забезпечення енергоблоків



АЕС / Г. І. Канюк, Т. М. Фурсова, А. Ю. Мезеря, А. М. Чеботарьов, Ю. О. Бондаренко. – Харків. Видавець: О. А. Мірошніченко, 2022. – 132 с. ISBN 978-617-8130-03-9.

## ABSTRACT

*Chebotarev A.M.* Improvement of methods for enhancing the quality of low-potential complexes of power plants by ensuring energy-efficient management – Kvalifikation scientific labour on rights manuscript.

The thesis on competition degree ph.d on professions 152 – a metrology and information-measuring technology. The quality, standardization and certification (15 – an automation and instrumentbuild). Ukrainian engineering-pedagogical academy, Ministry of the formation and sciences of the Ukraine, Kharkiv, 2023.

Dissertacion was executed on length 2018-2023 yy. on pulpit of the automations, the metrologies and energy-saved technology Ukrainian engineering-pedagogical academy within the framework of department of the research work FN-19-1 "Development precizion systems of the automatic regulation of the turbine installation electric station and industrial enterprise", FN-21-05 "Development algorithm and structures energy-saved automated managerial system pump installation oil- and gazissue station".

In the dissertation work, further development of the solution of an important scientific and technical problem was obtained, which consists in increasing the quality indicators of low-potential complexes of thermal and nuclear power plants by ensuring effective modes of operation of their elements in all normal modes of operation. Solving this problem makes it possible to significantly increase such indicators of the quality of control systems as economy and energy efficiency by reducing energy losses in the systems of low-potential complexes and increasing the level of energy and resource conservation at power plants.

The main direction of research is the improvement of methods of increasing the quality indicators of systems of low-potential complexes of power plants through energy-saving control, namely the development of scientific methods and technical

solutions that can form the basis of creating energy-efficient control algorithms aimed at significantly increasing the energy efficiency of elements of systems of low-potential complexes.

The process of improving the quality indicators of low-potential complexes of thermal and nuclear power plants by ensuring the energy efficiency of their operation is the object of research in the work.

The subject of research is scientific methods and technical means of ensuring minimal energy losses in elements of low-potential complex systems.

The purpose of research is to improve the quality of automated control systems for low-potential complexes of thermal and nuclear power plants by improving scientific methods and technical solutions that ensure minimal energy losses in the entire range of normal operating modes.

Research methods are based on theoretical and experimental research methods. Theoretical methods are based on fundamental provisions of system analysis, standardization, hydrogas dynamics, modern theory of automatic control, mathematical methods of optimization. Experimental research is based on the use of modern methods of experiment planning, information and measurement complexes (measurement of electrical, hydraulic and mechanical quantities), statistical processing of data and methods of constructing empirical dependencies.

**Scientific novelty.** As a result of the conducted research, the following scientific results were obtained:

1. For the first time, a scientific method was developed for improving the quality of the low-potential complexes of power plants, based on the minimization of energy losses with the complex use of technical diagnostics and energy-saving control

2. Mathematical models of mechanical, hydro-gas-dynamic and heat-mass exchange processes and elements of low-potential complexes, which include the integral function of energy losses, were further developed in order to evaluate and analyze possible ranges of improvement of quality indicators of low-potential complexes;

3. For the first time, a structural-parametric synthesis of energy-saving automated power plant control systems was performed, which allows to evaluate and minimize complex energy losses and increase the efficiency of power units, which are new quality indicators.

In the first section, an analysis of the existing regulatory support for quality indicators of system elements of low-potential complexes of thermal and nuclear power plants and automated control systems was carried out. The analysis showed that, to date, universal scientific and practical methods for ensuring high efficiency indicators of system elements of low-potential complexes during their automated control are not sufficiently formulated in normative and methodical documentation, namely, maximum efficiency of work in normal operating modes, which would be guaranteed to be able to ensure minimal energy loss. To create such documentation, it is necessary to improve the methods of improving the quality of control systems through more complete use of information and improvement of control algorithms and to perform a cycle of theoretical and experimental scientific research: mathematical modeling, identification of mathematical models, structural synthesis of effective regulators.

An analysis of the operation of the systems of low-potential complexes and the impact of their operation on the technical and economic indicators of power units of thermal and nuclear power plants was carried out. Possibilities and reserves for improving the efficiency of the systems of low-potential complexes and their individual elements have been identified.

An analysis of the structures, functions and requirements (established by modern domestic and international standards) for systems of low-potential complexes of power plants was performed. An analysis of promising scientific and technical solutions aimed at increasing the efficiency of the system elements of low-potential complexes was performed. It is shown that today there is a lack of comprehensive solutions that effectively use the existing information and provide the necessary quality indicators of the control systems of the operating modes of low-potential complexes of power plants.

An analysis of existing automated control systems for elements of low-potential complexes was performed, which showed that the principle of energy saving is taken into account indirectly, which does not allow to fully obtain the maximum effect of energy saving and ensure high efficiency indicators.

In the second chapter, a refined mathematical model of system elements of low-potential complexes of thermal and nuclear power plants is developed, which includes models of energy losses of various physical nature in elements of low-potential complexes and the influence of these losses on the general characteristics of the system. The model includes all the main processes that affect the amount of energy losses and the efficiency of the systems of low-potential complexes, namely the equations of individual and general energy losses in the elements of the systems of low-potential complexes, the dependence of the efficiency of the turbine (turbine power) on the parameters of the low-potential complexes (the pressure value in the condenser ), the influence of circulation pump operating modes on the general energy characteristics of low-potential complexes, etc.

The improved mathematical model can be used for the analysis of energy characteristics and processes in the control systems of low-potential complexes, the conduct and calculation of experiments, for the construction of simplified mathematical models necessary for the synthesis of effective regulators of the control systems of the elements of low-potential complexes of electric stations.

A structural synthesis of energy-efficient automated control systems of low-potential complexes, which improve the quality indicators of their work, namely economy and energy efficiency, was performed. This makes it possible to bring the quality and level of energy saving in the management of low-potential complexes to international standards. The technical requirements for control systems of low-potential complexes of thermal and nuclear power plants are formulated.

In the third section, an analysis of experimental studies was performed and a project of technical conditions was developed "Systems of energy-saving control of low-potential complexes of thermal and nuclear power plants", in which the scientific and technical solutions obtained in the work were reflected.

The possible range of increasing the energy efficiency of low-potential complexes of power plant has been determined, which is almost 1% (depending on the operating mode of the steam turbine and the parameters of the surrounding environment) of the total energy losses of the power unit. Thanks to this, the cost of electricity generation is reduced and the technical and economic indicators of the operation of power units of power plants are increased.

Research results can be implemented in automated control systems of elements of low-potential complexes of thermal and nuclear power plants.

The new scientific results obtained in the work are used in the educational process of the Ukrainian Engineering and Pedagogical Academy (Kharkov) in the form of new additional sections in the courses of lectures on the disciplines: "Automated control systems of technological processes", "Automated control systems in thermal power engineering".

The materials of the dissertation are sufficiently fully presented in 13 scientific works, among them: 1 article in the scientific-metric database Scopus, 3 articles in specialized specialized publications of Ukraine, 3 articles in specialized publications of Ukraine, 5 abstracts of reports at national and international conferences, 2 monographs of Ukraine.

**Keywords:** quality indicators, economy, automated control systems, low-potential complex, energy saving, condenser, steam turbine, circulation pump.

## **List of publications by the subject of the dissertation**

### **I. Publications in which the main scientific results of the dissertation are published**

#### Articles in Scopus scientific publications

1. *Chebotarev A., Kanjuk G., Mezerya A., Melnikov V., Antonenko N., Improving the quality of electric energy at hydrogenerator units by upgrading control system / Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2018. Vol. 6, no. 6/2 (96). –P. 70-78.*

Articles in scientific publications included in the list of specialized scientific publications of Ukraine

2. Chebotaryov A.M., Bondarenko Y.O. Analysis of regulatory efficiency of system elements of low-potential power plant complexes / *Collection of scientific works "Mashinobuduvaniya"*. –Kharkiv. – No. 29, 2022. – P. 97-103.

3. Chebotaryov A.M., Bondarenko Y.O. Increasing the level of information use in systems of technical diagnostics of steam turbine condensers / *Collection of scientific works "Mashinobuduvaniya"*. –Kharkiv. – No. 30, 2022. – P. 51-60.

4. Kanyuk G.I., Mezerya A.Yu., Chebotaryov A.M., Vasylets T.Yu., Fursova T.M., Kanyuk M.G. Analysis of metrological characteristics of means of measuring hydraulic parameters of power plants for tasks of energy-saving control / *Collection of scientific works "Mashinobuduvaniya"*. –Kharkiv. – No. 31, 2023. – P. 50-60.

**II. Publications certifying the approval of the dissertation materials**

Materials and theses of the conference

5. Kanyuk G., Mezerya A., Vasylets T., Chebotaryov A. Automated systems of energy-saving control of objects of the fuel and energy complex / *Production & mechatronic systems 2020: materials of the IV International Conference, Kharkiv, October 22-23, 2020: abstracts of reports*. –Kharkiv [electronic print], 2020. –P. 142-145.

6. Kanyuk G.I., Mezerya A.Y., Chebotaryov A.M. Increasing the efficiency of automated control systems of a low-potential complex of power plants / *Abstracts of papers of the 16th International Scientific and Technical Conference "Energy and Heat Engineering Processes and Equipment"*, November 25-26, 2020 - Kharkiv: NTU "KhPI"; "Leader" Publishing House, 2020. –P. 28-29.

7. Bondarenko Y.A., Chebotarev A.N. Reduction of the energy losses in element capacitor steam turbines / *Nauka. Innovations. Quality: [materials of the national scientific and practical forum]*, Kharkiv – August 9-10, 2022. Ukrainian Engineering and Pedagogical Academy. Kharkiv: UIPA, 2022. –P. 41-42.

8. Chebotarev Anton Information-metrological bases of the calculation worker travell about percent unit in process of its usages / *Quality, standardization and metrological support: [materials of the international scientific and practical*

conference, Kharkiv - January 25-26, 2022]. Ukrainian Engineering and Pedagogical Academy. Kharkiv: UIPA, 2022. –P.30-31.

9. Bondarenko Yurii, *Chebotarev Anton* Increasing the efficiency of automated control systems of a low potential complex of power plants // *Quality, standardization and metrological support: [materials of the II international scientific and practical conference, Kharkiv - March 14-15, 2023]*. Ukrainian Engineering and Pedagogical Academy. Kharkiv: UIPA, 2023. –P. 101.

### **III. Publications that additionally reflect the scientific results of the dissertation**

#### Articles in scientific publications of an approbation nature

10. Kanyuk G.I., Mezerya A.Y., *Chebotaryov A.M.*, Blyznychenko G.S. /Increasing the efficiency of systems of low-potential complex of power plants by optimal control of circulating water consumption / *Electromechanical and energy-saving systems. Quarterly scientific and industrial magazine*. –Kremenchuk: KrNU, 2020. – Issue 4/2020(52). –P. 34-39. ISSN 2072-2052.

11. Kanyuk G.I., Mezerya A.Y., *Chebotaryov A.M.*, Blyznychenko G.S., Bondarenko Y.O. Reduction of the dynamic error component of determining the mean integral values of the measurement parameters / *Mechanical engineering*. – Kharkiv. No. 28. -2021. –P. 66-74.

#### Monographs

12. Improvement of the regulatory framework for ensuring energy-efficient operation modes of pumping units of electric and oil pumping stations / G.I. Kanyuk, V.M. Knyazeva, A.Y. Mezerya, *A.M. Chebotaryov* –Kharkiv: Madrid Printing House, 2020. -126 p. :48 illustrations, 22 tables. ISBN 978-617-7875-55-2.

13. Development and improvement of diagnostic support for NPP power units / G.I. Kanyuk, T.M. Fursova, A.Y. Mezerya, *A.M. Chebotaryov*, Y.O. Bondarenko – Kharkiv: Publisher: O. A. Miroshnychenko, 2022. –132 p. ISBN 978-617-8130-03-9

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	19
ВСТУП .....	20
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНИМИ КОМПЛЕКСАМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ І РІВНЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ІНФОРМАЦІЇ.....	26
1.1. Аналіз показників якості автоматизованих систем керування НПК .....	26
1.1.1. Технічні показники .....	26
1.1.2. Економічні показники.....	27
1.2. Дослідження факторів, що впливають на ефективність роботи НПК та енергоблоку .....	28
1.2.1. Вплив зміни кінцевого тиску на роботу турбіни .....	30
1.2.2. Повітряна щільність конденсатора.....	30
1.2.3. Переохолодження та зміст кисню конденсату .....	31
1.2.4. Забруднення конденсатора.....	32
1.3. Вплив режимів роботи елементів НПК на показники теплової економічності електростанцій.....	33
1.3.1. Вплив режимів роботи елементів НПК на ефективність енергоблоку.....	33
1.3.2. Оцінка теплової економічності.....	37
1.3.3. Вплив конденсатних насосів.....	38
1.3.4. Вплив циркуляційних насосів.....	41
1.4. Функції АСК НПК та підвищення використання інформації в них	42
1.5. Аналіз інформаційно-метрологічного забезпечення НПК .....	46
1.6. Аналіз нормативного забезпечення енергоефективних режимів роботи НПК.....	50
1.7. Висновки .....	63



РОЗДІЛ 2. ПОКРАЩЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ НПК ШЛЯХОМ УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ І МОДЕЛЕЙ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНИХ КОМПЛЕКСІВ.....	64
2.1. Загальний принцип ефективного керування системою низькопотенційного комплексу .....	64
2.2. Постановка завдання оптимізації режимів роботи НПК за критерієм мінімуму енергетичних втрат .....	65
2.3. Математичне моделювання елементів низькопотенційних комплексів .....	70
2.3.1. Математична модель стаціонарного режиму роботи конденсатора.....	70
2.3.2. Загальна математична модель.....	76
2.4. Розробка алгоритму визначення оптимуму циркуляційної води....	77
2.5. Підвищення показників якості роботи систем діагностики НПК...	88
2.6. Висновки .....	105
РОЗДІЛ 3. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА СТРУКТУРНИЙ СИНТЕЗ ЕФЕКТИВНИХ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНИМИ КОМПЛЕКСАМИ ЗА КРИТЕРІЄМ ЕКОНОМІЧНОСТІ ЇХ РОБОТИ .....	106
3.1. Експериментальні характеристики об'єкта досліджень .....	106
3.1.1. План проведення експерименту .....	106
3.1.2. Характеристика турбоагрегатів ТЕС.....	107
3.1.3. Характеристика систем низькопотенційних комплексів ТЕС	110
3.1.4. Експериментальні дослідження та ідентифікація параметрів циркуляційного насоса ОП-2-145 .....	112
3.2. Структурно-логічна схема ефективного керування НПК.....	121
3.3. Програми ефективного функціонування конденсатора .....	124
3.4. Розробка проекту нормативного забезпечення енергоефективних режимів роботи НПК .....	128
3.5. Висновки .....	139

ВИСНОВКИ.....	140
ЛІТЕРАТУРА .....	142
ДОДАТКИ.....	154
Додаток А. Енергетичні характеристики обладнання енергоблоку 325 МВт Зміївської ТЕС .....	154
Додаток Б. Енергетичні характеристики циркуляційного насоса ОП-2- 145 .....	165
Додаток В. Акти впровадження результатів дисертації .....	169
Додаток Г. Список праць здобувача .....	172

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС	– атомна електростанція
АСК	– автоматизована система керування
АСК ТП	– автоматизована система керування технологічним процесом
БЗУ	– блочна знесолююча установка
БРОУ	– швидкодіюча редукційно-охолоджувальна установка
БЩУ	– блоковий щит управління
ДСТУ	– державний стандарт України
ЕОМ	– електронна обчислювальна машина
ЖН	– живильний насос
КВП	– контрольовано-вимірювальні прилади
КЕС	– конденсаційна електростанція
ККД	– коефіцієнт корисної дії
КН	– конденсатний насос
КУ	– конденсаторна установка
НПК	– низькопотенційний комплекс (конденсатор та його обладнання)
ПВТ	– підігрівач високого тиску
ПНТ	– підігрівач низького тиску
РОУ	– редукційно-охолоджувальна установка
САК	– система автоматичного керування
СТВ	– системи технічного водопостачання
СТД	– система технічної діагностики
ТЕП	– техніко-економічні показники
ТЕС	– теплова електростанція
ТЕЦ	– теплоелектроцентраль
ЦВТ	– циліндр високого тиску
ЦНТ	– циліндр низького тиску
ЦСТ	– циліндр середнього тиску

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Загострення проблем у паливно-енергетичному комплексі і погіршення екологічної ситуації диктує необхідність нового підходу до рішення проблем покращення показників якості роботи теплових і атомних електростанцій, а саме підвищення економічності та покращення екологічних показників. У зв'язку із цим, в енергетичній галузі велика увага стала приділятися низькопотенційним комплексам електростанцій як структурних одиниць енергоблоків, що безпосередньо суттєво впливають на економічність їхньої експлуатації за рахунок впливу на кінцеві параметри пари та на витрату електроенергії на власні потреби. Велика частка всієї енергії (30-40%), яка виробляється котлом або реактором втрачається в конденсаторі, який підтримує необхідний рівень вакууму на виході з парової турбіни. Основним обладнанням низькопотенційного комплексу є конденсатор, циркуляційний і конденсатний насоси та ежектор. Найпотужнішим з них є циркуляційний насос. Його потужність може складати до 1% потужності енергоблоку. Крім прямих втрат енергії в ньому, точність регулювання та підтримки охолоджувальної води також впливає на загальну ефективність роботи енергоблоку. За даними Запорізької АЕС, недовиріток електроенергії через погані умови теплообміну в конденсаторах щорічно становить порядку 1,5 млрд. кВт·год. Це ставить задачу підвищення ефективності керування циркуляційним насосом з метою покращення економічних показників якості роботи турбіни, зниження втрат енергії та зменшення собівартості її вироблення.

Тому забезпечення оптимальних режимів роботи конденсаційних установок та мінімізація всіх видів енергетичних втрат являє собою важливу й актуальну науково-технічну задачу. Ця задача може бути вирішена шляхом підвищення ефективності систем автоматичного керування режимами роботи елементів систем низькопотенціального комплексу, зокрема – конденсаторів парових турбін, циркуляційних насосів, конденсатних насосів та ежекторів.

Дану роботу присвячено вирішенню актуальної науково-практичної задачі покращення показників якості роботи теплових і атомних електростанцій шляхом розробки наукових методів, ефективних технічних рішень і відповідного нормативного забезпечення (технічних умов), спрямованих на оптимізацію режимів роботи елементів систем низькопотенційного комплексу при їх автоматизованому керуванні. Розробка універсального (уніфікованого) нормативного забезпечення з енерго- та ресурсозбереження та його використання на теплових і атомних електростанціях може скласти основу ефективного підвищення техніко-економічних показників енергоблоків шляхом зменшення витрат енергії і палива на власні потреби.

При цьому основна наукова задача забезпечення високих показників якості роботи елементів систем низькопотенційних комплексів полягає в розробці уточнених математичних моделей, ідентифікованих за експериментальними даними, структурного синтезу ефективних алгоритмів керування та універсального нормативного забезпечення, спрямованого на гарантоване зниження втрат енергії і паливних ресурсів в нормальних режимах експлуатації енергоблоків.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційну роботу виконано в межах основного наукового напрямку кафедри автоматизації, метрології та енергоефективних технологій Української інженерно-педагогічної академії. Здобувач був виконавцем держбюджетної теми МОН України: ФН-19-1 «Розробка прецизійних систем автоматичного регулювання турбінних установок електричних станцій та промислових підприємств» та ФН-21-05 «Розробка алгоритмів та структур енергозберігаючих автоматизованих систем керування нагнітальними установками нафто- та газоперекачувальних станцій»

**Мета і задачі досліджень:** Мета досліджень полягає в оцінці та підвищенні показників якості систем низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій шляхом синтезу та оптимізації автоматизованих систем керування, які забезпечують мінімальні втрати енергії во всьому

діапазону нормальних режимів роботи. Для досягнення зазначеної мети поставлені наступні наукові задачі:

1. Провести аналіз та визначити структуру існуючої науково-технічної і нормативної бази, спрямованої на покращення показників якості роботи систем низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій, а саме підвищення енергоефективності їх роботи, визначити ефективні напрямки удосконалення АСК НПК та засоби їх практичної реалізації.

2. Розробити принципи енергоефективного керування та математичні моделі елементів низькопотенційних комплексів, сформулювати функції енергетичних втрат і виконати мінімізацію цих функцій з метою покращення показників якості.

3. Виконати експериментальні дослідження характеристик елементів систем низькопотенційних комплексів з метою ідентифікації математичних моделей і визначення чисельних параметрів алгоритмів керування.

4. Розробити алгоритми ефективного керування режимами роботи систем низькопотенційних комплексів з метою забезпечення мінімальних втрат енергії на основних режимах їх роботи.

5. За результатами наукових досліджень розробити проєкт нормативного документу, спрямованого на забезпечення високих показників якості роботи систем низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій.

**Об'єктом дослідження** є процеси підвищення показників якості низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій шляхом забезпечення енергоефективності їх роботи.

**Предметом дослідження** є наукові методи і технічні засоби забезпечення мінімальних втрат енергії в елементах систем низькопотенційних комплексів.

**Методи дослідження** – теоретичні та експериментальні. Теоретичні методи ґрунтуються на фундаментальних положеннях системного аналізу, стандартизації, гідрогазодинаміки, тепломасообміну, сучасної теорії автоматичного керування, методах оптимізації.

Експериментальні дослідження базуються на використанні сучасних методів планування експерименту, інформаційно-вимірювальних комплексів (вимірювання електричних, гідравлічних і механічних величин), статистичного опрацювання даних та методиках побудови емпіричних залежностей.

**Наукова новизна отриманих результатів.** У результаті проведених досліджень отримано такі наукові результати:

1. Вперше розроблено науковий метод підвищення якості НПК електростанцій, заснований на мінімізації енергетичних втрат з комплексним використанням технічної діагностики та енергозберігаючого керування

2. Отримали подальший розвиток математичні моделі механічних, гідрогазодинамічних і тепломасообмінних процесів і елементів НПК, які включають інтегральну функцію енергетичних втрат, з метою оцінки і аналізу можливих діапазонів підвищення показників якості НПК

3. Вперше виконано структурно-параметричний синтез енергозберігаючих автоматизованих систем керування НПК, які дозволяють оцінювати і мінімізувати комплексні енергетичні втрати і підвищувати ККД енергоблоків, що є основними показниками якості

**Практичне значення отриманих результатів** полягає в тому, що на підставі циклу теоретичних і експериментальних досліджень отримано аналітичні залежності та створено методики розрахунків оптимальних значень технологічних параметрів елементів систем низькопотенційних комплексів електростанцій, які забезпечують суттєве зниження втрат енергії на власні потреби енергоблоку та утримання режимних параметрів технологічних процесів на заданому рівні, що покращує показники якості роботи НПК та енергоблоку в цілому.

Результати досліджень набули практичного застосування в системах автоматизованого керування елементами НПК Зміївської ТЕС ПАТ «Центренерго».

Виконано структурний синтез ефективних систем автоматичного керування елементами низькопотенційних комплексів, які забезпечують

максимальне значення ККД на основних експлуатаційних режимах, що дозволило розробити проекти відповідного нормативного забезпечення (технічні умови) з метою покращення показників якості енергоблоку шляхом забезпечення суттєвого зменшення втрат енергії на власні потреби.

Розроблено структуру і методику розрахунку системи діагностики режимів роботи елементів низькопотенційних комплексів, що дає змогу своєчасно виявляти стан роботи обладнання та ймовірність ненормальних режимів.

Отримані в роботі нові наукові результати в напрямі покращення показників якості систем низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій використовуються в навчальному процесі Української інженерно-педагогічної академії (м.Харків) у вигляді нових додаткових розділів курсів лекцій за дисциплінами «Автоматизовані системи керування технологічними процесами», «Автоматизовані системи керування в теплоенергетиці».

**Особистий внесок здобувача.** Основні результати дисертації, що виносяться на захист, отримані автором самостійно. Серед них – уточнені математичні моделі елементів систем низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій, експериментальні характеристики, отримані на діючому обладнанні електростанцій, структурний синтез енергоефективних систем керування елементами низькопотенційних комплексів, проекти нормативної документації (технічні умови).

**Апробація результатів дисертації.** Основні положення і результати роботи доповідалися на таких конференціях:

- XVI Міжнародна науково-технічна конференція «Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування («УЕ-2019») 25–26 листопада 2020р. Харків, НТУ «ХПІ».
- IV Міжнародна конференція «Виробництво & мехатронні системи 2020», –Харків, 22-23 жовтня 2020 р.



- Національний науково-практичний форум «Наука. Інновації. Якість». Харків – 09-10 серпня 2022 року. Українська інженерно-педагогічна академія.
- Міжнародна науково-практична конференція «Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення». Харків - 25-26 січня 2022 року. Українська інженерно-педагогічна академія.
- II Міжнародна науково-практична конференція «Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення». Харків, 14-15 березня 2023 року. Українська інженерно-педагогічна академія.

**Публікації:** Матеріали дисертації достатньо повно викладені у 13 наукових працях, серед них: 1 стаття у науковометричній базі Scopus, 3 статті у спеціалізованих фахових виданнях України, 3 статті у фахових виданнях України, 5 тез доповідей на національних та міжнародних конференціях, 2 монографії України.

**Структура і обсяг дисертації** Дисертація складається із вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних літературних джерел і додатків. Повний обсяг дисертації 173 сторінки, з них основний текст – 121 сторінки, 32 ілюстрацій (21 за текстом і 11 окремо на 9 сторінках), 11 таблиць (8 за текстом і 3 окремо на 11 сторінках), список використаних літературних джерел зі 141 найменування на 12 сторінках і 4 додатків на 20 сторінках.

# **РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНИМИ КОМПЛЕКСАМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ І РІВНЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ІНФОРМАЦІЇ**

## **1.1. Аналіз показників якості автоматизованих систем керування НПК**

Показники якості поділяються на 2 великі групи: технічні та економічні. Крім того, для АСК є градація показників за рівнем АСК, тобто окремо для регуляторів (не важливо, яким об'єктом керує АСК) та верхнього рівня (показники якості роботи обладнання).

### **1.1.1. Технічні показники**

1. Показники призначення (функціональні вимоги). Характеризують здатність АСУ ефективно виконувати свої функції. Їх можна поділити на такі групи:

- Показники продуктивності НПК. Включають показники необхідної витрати охолоджувальної води, пропускну здатності пари, витрати конденсатора, що відкачується, і пари, що ежектується, та ін;

- Показники ефективності НПК. Характеризують рівень ефективності НПК за призначенням: енергетичні (ККД, втрати), експлуатаційні (необхідні параметри теплообміну в конденсаторі).

Для регуляторів (нижчий рівент АСК) показниками якості є коливність перехідного процесу, максимальне відхилення (перерегулювання) змінної від заданого значення, точність, час перехідного процесу.

2. Показники надійності. Складаються із поєднань наступних властивостей: безвідмовності; довговічності; ремонтпридатності; збереження;

3. Показники ергономічності. Характеризують властивості зручності експлуатації.

4. Багатофункціональність. Можливість АСК бути ефективною у різних режимах роботи НПК.

5. Показники безпеки НПК. Характеризують виключення можливих нещасних випадків при нормальній та некваліфікованій роботі, при випадкових діях людини та впливі зовнішнього середовища, в аварійних та екстремальних ситуаціях, а також у процесі експлуатації. Види безпеки НПК: механічна, електрична, термічна, санітарно-гігієнічна, протипожежна. А також здатність НПК не залежати від несприятливих впливів довкілля (кліматичних, випадкових чи навмисних).

6. Екологічні показники НПК. Характеризуються віддачею в навколишній простір тепла, засмічення середовища продуктами зношування, витоками мастил, шумом;

7. Показники естетичності. Характеризують раціональність форми, стабільність та цілісність виду;

8. Показники утилізації. Характеризують способи ліквідації елементів НПК після завершення їх експлуатації під час демонтажу та утилізації;

9. Проектно-технологічні показники. Характеризують ефективність технічних рішень. Включають такі показники: рівні стандартизації, уніфікації та наступності;

10. Патентно-правові показники. Характеризують патентну чистоту (ступінь використання технічних рішень) та патентний захист продукції (ступінь захисту патентами).

### **1.1.2. Економічні показники**

1. Прибуток при виробництві енергії;

2. Собівартість вироблюваної енергії;

3. Ціна продукції.

4. Експлуатаційні витрати. Складаються з наступних статей:

- вартість споживаної енергії на власні потреби;

- вартість матеріалів (наприклад, мастило, елементи живлення), запасних деталей та інструменту;

- вартість обслуговування: плата за навчання правилам експлуатації, обслуговуючого персоналу тощо;

- вартість ремонту та утилізації;

5. Різні відрахування: страхові, оплата податків, плата за шкідливі викиди та інші.

## **1.2. Дослідження факторів, що впливають на ефективність роботи НПК та енергоблоку**

Питанню підвищення ефективності та методів енергозбереження основного енергетичного обладнання теплових (ТЕС) та атомних (АЕС) електростанцій присвячено велика кількість наукових праць [1-24]. Багато наукових досліджень присвячено підвищенню рівня автоматизації і оптимізації режимів роботи обладнання [4, 5, 6, 14, 16, 17, 21-26, 28, 30, 34-40, 44-46, 49, 50]. Велика увага приділяється питанням модернізації основного і допоміжного устаткування [2, 7, 8, 14, 15, 19, 20, 21, 27, 29, 51]. Розглядаються питання підвищення точності керування та забезпечення необхідного рівня надійності [15, 18, 31, 32, 33, 41, 45, 47, 48]. Отримані рішення, які спрямовані на підвищення ефективності роботи елементів низькопотенційних комплексів (НПК), втілюються в практику та мають позитивний ефект [16, 42, 43, 52-59].

Низькопотенційний комплекс ТЕС та АЕС, схема якого наведена на рис.1.1, є однією з найважливіших технологічних ланок електростанцій [60].

До складу низькопотенційного комплексу сучасних електростанцій прийнято включати [62, 63]:

- конденсаційні установки пари (2), що включають конденсатні насоси (3), повітрявидаляючі пристрої (ежектори) (4) з охолоджувачами (5), підігрівач низького тиску (6);

- системи технічного водопостачання (СТВ), що включають джерела водопостачання та охолоджувальні пристрої (8) (водойми, градирні, бризкальні установки або їх комбінації), циркуляційні насоси (10), трубопроводи

охолоджувальної води (11), фільтри циркуляційної води (9) та систему водоводів (падаючих та скидних);

- останні ступені або частини циліндрів низького тиску турбін з робочими дисками (7) та вихлопними патрубками для пари, що відпрацювала (1);

- Підігрівачі низького тиску (ПНТ-1) систем регенеративного підігріву поживної води;

- Регулюючу, запірну та вимірювальну апаратуру.

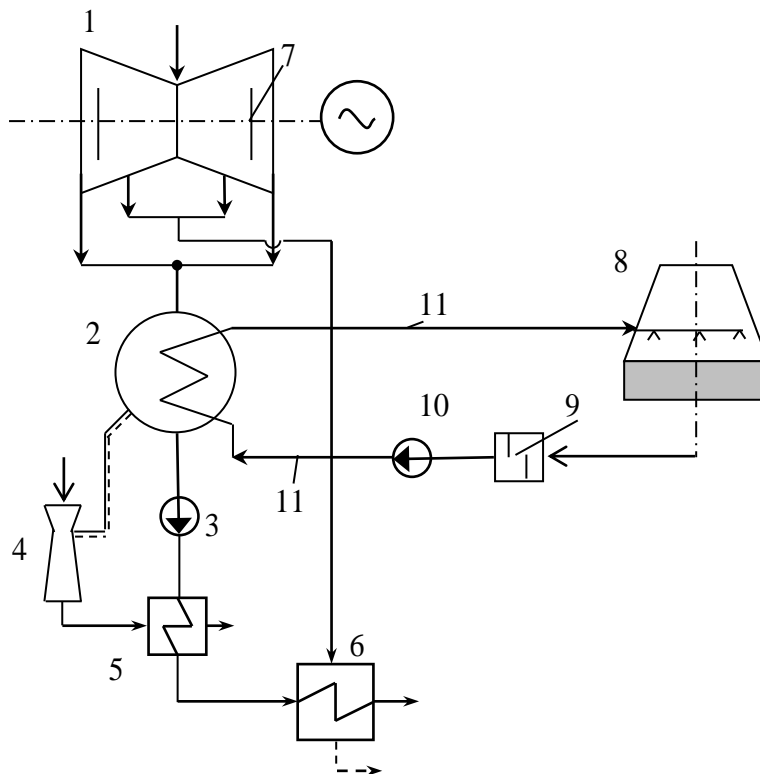


Рисунок 1.1 – Схема НПК ТЕС та АЕС з індивідуальною системою технічного водопостачання.

У завдання НПК входить створення та забезпечення необхідного кінцевого тиску пари в турбіні  $P_k$ , за високої надійності, довговічності, економічності та екологічної чистоти. Крім цього, НПК може здійснювати: прийом пари, що скидається через швидкодіючі редукційно-охолоджувальні установки (БРОУ); прийом дренажів з регенеративних та мережевих підігрівачів; підігрів мережної води на теплоелектроцентралях (ТЕЦ); деаерацію основного конденсату тощо [64].

### **1.2.1. Вплив зміни кінцевого тиску на роботу турбіни**

Тиск за останнім щаблем може змінюватися в досить широких межах за рахунок зміни парового навантаження, забруднення трубок конденсатора, погіршення повітряної щільності вакуумної системи, зміни кількості та температури охолоджуючої води та внаслідок інших причин, що впливають на режими роботи конденсаційної установки, що призводить до зміни потужності турбіни, а, отже, і блоку в цілому.

Для більшості турбін середніх параметрів зміна тиску в конденсаторі на  $\pm 0,98 \cdot 10^{-3}$  МПа призводить до всіх навантажень до зміни потужності приблизно на  $\pm 1\%$  номінальної потужності. При підвищенні тиску в конденсаторі тепловий перепад на турбіну зменшується, причому це зменшення перепаду посідає кілька останніх ступенів. Напруги у цих щаблях зменшуються, зате збільшуються ступеня реактивності. При невеликому збільшенні протитиску зміна реактивності не може спричинити значного збільшення осьового зусилля. При роботі з різко погіршеним вакуумом можуть виникнути побоювання за надійність завзятого підшипника турбіни. Поряд із цим при значному погіршенні вакууму збільшується температура вихлопного патрубку турбіни, що може викликати розцентрування агрегату та появу неприпустимої вібрації. [65, 66]

### **1.2.2. Повітряна щільність конденсатора**

Одним із джерел зниження вакууму в конденсаторі – збільшення кількості повітря. Повітря та інші гази, що не конденсуються, потрапляють у конденсатор двома шляхами: з парою і через нещільності вакуумної системи турбіни. Кількість газів, що не конденсуються, що надходять у конденсатор з парою, невелика і становить величину порядку декількох відсотків від загальної кількості повітря, що видаляється з конденсатора. Таким чином, основна кількість газів, що видаляється з конденсатора, становить повітря, що проникає через нещільності елементів турбоустановки, що знаходяться під розрідженням.

При значному зниженні парового навантаження величина присоса повітря, як правило, збільшується, оскільки під розрідженням виявляються нові ділянки корпусу турбіни і регенеративної системи [67].

Проникнення повітря у вакуумну систему турбіни погіршує роботу конденсатора, викликаючи низку небажаних явищ. Насамперед повітря істотно погіршує коефіцієнт тепловіддачі від пари, що конденсується, до стінки конденсаторних трубок, зменшуючи тим самим загальний коефіцієнт теплопередачі в конденсаторі. Значні присоси повітря можуть викликати перевантаження повітровиділяючих пристроїв та погіршення вакууму з цієї причини [68, 69].

### **1.2.3. Переохолодження та зміст кисню конденсату**

Переохолодженням конденсату називається різниця між температурою насичення пари при тиску в горловині конденсатора і температурою конденсату у всмоктувальному патрубку конденсатного насоса.

Переохолодження конденсату погіршує економічність установки, оскільки збільшується втрата тепла з охолоджувальною водою і виникає необхідність додаткового підігріву поживної води за рахунок пари з регенеративних відборів. Переохолодження конденсату погіршує деаерацію конденсату в конденсаторі, що може спричинити значне зарядження поживної води корозійно-активними газами [68].

Підвищення вмісту кисню в конденсаторі збільшує корозію водяного тракту від конденсатора до установки деаерації. Киснева корозія конструктивних металів поживного тракту, крім руйнування металу, викликає занесення поверхонь нагріву котла і проточної частини турбіни окислами заліза, міді та ін. з'єднаннями, що серйозно ускладнює експлуатацію основного обладнання і в ряді випадків призводить до аварійних положень.

Джерелами зараження конденсату киснем можуть бути нещільності зварних сполук конденсатозбірника, у фланцевих з'єднаннях

конденсаторопроводів, у сальникових ущільненнях насосів і вакуумних засувок, корпусів насосів, що знаходяться під розрядженням [65].

#### **1.2.4. Забруднення конденсатора**

З усього різноманіття проблем, що виникають у процесі експлуатації конденсаторів одна з основних – відкладення на стінках трубок пучка, що утворюються в процесі руху по них охолоджуючої води.

Забруднення конденсаторів з водяного боку є найчастішою причиною погіршення вакууму.

Забруднення трубок конденсаторів, особливо відкладення на їх внутрішній поверхні, що омивається охолоджувальною водою, а також забивання трубних дощок і трубок з боку входу води більшими предметами призводять до погіршення теплотехнічних показників роботи конденсаторів – коефіцієнта теплопередачі, температурного напору та тиску відпрацьованої пари значеннями для відповідних режимних умов щодо нормативних характеристик.

Характер та інтенсивність забруднення внутрішньої поверхні конденсаторних труб і пов'язані з цим порушення їх роботи залежать від багатьох факторів, до яких відноситься фізико-хімічний склад охолоджувальної води, її біологічні особливості, конструкція конденсатора та режим його роботи (швидкість руху води в трубках, температурний перепад та і т.і.) та корозійна стійкість конденсаторних труб. Можливе випадкове попадання сторонніх предметів, а також змивання та винесення з потоком охолоджуючої води елементів конструкцій на всмоктування циркуляційних насосів після сіток, що обертаються [65].

За характером забруднення може бути розбиті втричі групи: а) механічні; б) біологічні; в) сольові.

Механічні та біологічні забруднення охолодних трубок і трубних дощок конденсатора призводять до:



- повільній або застійній течії охолоджувальної води в трубках через їх часткове забивання;
- руйнування захисного окисного шару з наступною точковою корозією мідних сплавів;
- підвищенню місцевої швидкості води на ділянці, де застрягли великі частки, з виникненням ерозії мідних сплавів, що швидко прогресує;
- виразковій корозії трубних дощок через волокнисті забруднення, трави;
- Зменшенню охолоджуючої поверхні конденсатора через повне забивання трубок, що охолоджують;
- збільшення втрати тиску в конденсаторі через забивання, охолоджуючих трубок.

Наслідки сольових забруднень трубок, що охолоджують, проявляються в основному в: - прискорення корозії трубок; - зменшення прохідного перерізу трубок, що веде до скорочення витрати охолоджувальної води та підвищення втрати тиску у водяному тракті конденсатора; - Погіршення теплообміну [65].

### **1.3. Вплив режимів роботи елементів НПК на показники теплової економічності електростанцій**

#### **1.3.1. Вплив режимів роботи елементів НПК на ефективність енергоблоку**

Найбільш суттєвий зв'язок НПК з енергоблоком здійснюється через кінцеві параметри пари ( $P_k, T_k$ ) та витрата електроенергії на привід насосів комплексу, тобто НПК впливає на економічність ТЕС, впливаючи на їх коефіцієнт корисної дії (ККД) [63]:

$$\eta_c = \eta_{TY} \cdot \eta_{KY} \cdot \eta_{TP} (1 - \beta_{в.п.}), \quad (1.1)$$

де  $\eta_{TY} = \eta_i \cdot \eta_M \cdot \eta_T$  – ККД турбоустановки;

$$\eta_i = \frac{h_0 - h_k}{h_0 - h'_k} \text{ – абсолютний внутрішній ККД турбіни} \quad (1.2)$$

$h_k = f(P_k), h'_k = f(P_k)$  – ентальпія відпрацьованої пари та його конденсату.

Як видно з виразу (1.1), кінцевий тиск впливає на ККД турбоустановки та витрати електроенергії на власні потреби електростанції.

Сумарна величина втрат наявної енергії в НПК для енергоблоків ТЕС потужністю 300-1200 МВт становить 7-8% для систем водопостачання з водоймищами-охолоджувачами та випарними градирнями та 8-10% для систем з радіаторними та сухими градирнями [68].

Оскільки в області НПК пар у проточній частині турбіни має низький потенціал, то оцінювати вплив зміни термодинамічних параметрів енергоносіїв на показники роботи ТЕС прийнято за впливом його на зміну потужності відсіку турбіни, розташованого між останнім регенеративним відбором і вихлопним патрубком, або останнього ступеня турбіни ( $\Delta$ ). При цьому, зважаючи на складність НПК та взаємозалежність його елементів, необхідно враховувати вплив зміни  $P_k$  не тільки на  $N_k$ , а й на перерозподіл потоків енергії у цих елементах. Тобто, зміна тиску  $P_k$  призведе до зміни: потужності електроприводів циркуляційних ( $N_{цн}$ ) та конденсатних ( $N_{кн}$ ) насосів; витрати пари, води або електроенергії на привід повітрявидаляючих пристроїв ( $H_{еж}$ ); витрати пари ( $D_{нд}$ ) в підігрівачах низького тиску ПНТ-1, внаслідок зміни температури конденсату  $T_k$  і, внаслідок цього до зміни потужності між останнім відбором і вихлопним патрубком ( $N_{нд}$ ).

Для випадку, коли з будь-яких причин, тиск у конденсаторі зростає ( $+\Delta P_k$ ), рівняння енергетичного балансу матиме вигляд:

$$\Delta N_{кп} = -\Delta N_k + \Delta N_{цн} + \Delta N_{кн} + \Delta N_{еж} + \Delta N_{нд}, \quad (1.3)$$

тобто оптимальному значенню тиску пари в конденсаторі  $P_k = \text{opt}$  відповідатиме мінімальне зниження вироблення енергії, тобто  $-\Delta N_{кп} = \text{min}$ . Ця справедлива також за  $Q_0 = \text{const}$ .

Отже, як критерій економічності НПК може бути прийнято значення збільшення вироблення потужності відсіку турбіни  $\Delta N_{кп}$  [70].

Теплова економічність конденсаційної електростанції (КЕС) характеризується значеннями ККД, питомої витрати тепла та питомої витрати

умовного палива. На конденсаційних ТЕС питома витрата умовного палива є основним техніко-економічним показником [71].

Повні ККД електростанцій.

ККД електростанцій, що працюють на органічному паливі, можуть бути визначені так [44]:

$$\eta_{\text{ст}} = \eta_e \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пк}} \cdot \quad (1.4)$$

Тут:

- абсолютний електричний ККД турбогенераторної установки:

$$\eta_e = \eta_l \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_m \cdot \eta_r = \eta_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r = \eta_l \cdot \eta_{oe} ; \quad (1.5)$$

- термічний ККД турбінної установки:

$$\eta_t = (q_0 - q_k) / q_0, \quad (1.6)$$

де  $q_0$  і  $q_k$  – кількість теплоти, підведена до 1 кг пара в котлі і відведене від нього в конденсаторі відповідно (для найпростішої установки, що працює за ідеальним циклом Ренкіна). Або:

$$\eta_t = \frac{(i_0 - i_{\text{п.в}}) - (i_{\text{к.а}}^{\text{H}} - i_{\text{к}})}{i_0 - i_{\text{п.в}}} = \frac{(i_0 - i_{\text{к.а}}^{\text{H}}) - (i_{\text{п.в}} - i_{\text{к}})}{i_0 - i_{\text{п.в}}} = (h_a - h_{\text{а.н}}) / q_0, \quad (1.7)$$

де:  $i_{\text{к}}$ ,  $i_{\text{п.в}}$  – ентальпія води на виході з конденсатора та після насоса відповідно;  $i_0$ ,  $i_{\text{к.а}}^{\text{H}}$  – ентальпія пари перед турбіною та на вході в конденсатор при адіабатичному розширенні в турбіні);

- наявний (адіабатичний) перепад ентальпій:

$$h_a = i_0 - i_{\text{к.а}} ;$$

- Витрати енергії в насосі, віднесені до 1 кг води при її адіабатичному стисканні:

$$h_{\text{а.н}} = i_{\text{п.в}} - i_{\text{к}} ;$$

- внутрішній відносний ККД турбіни:

$$\eta_{oi} = \frac{h_i}{h_a} = \frac{L_i}{L_a} , \quad (1.8)$$

де  $n_i$  і  $L_i$  – використаний перепад ентальпії та досконала внутрішня питома робота пари в турбіні (зазвичай  $\eta_{oi}=0,80-0,90$ , а для сучасних потужних турбін при номінальному навантаженні  $\eta_{oi}=0,85-0,90$ );

- внутрішній абсолютний ККД турбіни, що характеризує частку тепла, перетвореного на роботу в реальній паротурбінній установці [44]:

$$\eta_i = L_i / q_i = \eta_t \eta_{oi}; \quad (1.9)$$

$\eta_m$  – механічний ККД турбіни (для сучасних турбін  $\eta_m=0,97-0,99$ );

$\eta_r$  – ККД генератора (при повітряному охолодженні  $\eta_r=0,97-0,98$ , при водневому охолодженні);

- відношення електричної енергії, що виробляється 1 кг пари до роботи  $L_a$ , що здійснюється при адіабатичному розширенні цієї пари:

$$\eta_{ок} = \eta_{oi} \eta_m \eta_r; \quad (1.10)$$

$\eta_{тр}$  – ККД трубопроводів, що враховує гідравлічні та теплові втрати у трубопроводах (для ТЕС та двоконтурних АЕС  $\eta_{тр}=0,97-0,98$ );

$\eta_{пк}$  – ККД парового котла (зазвичай лежить у межах 0,85-0,90).

Абсолютний електричний ККД конденсаційної турбогенераторної установки може бути визначений також із співвідношення електричної потужності установки  $N_e$  та кількість теплоти  $Q_0$ , підведеного з парою до турбіни в одиницю часу [44]:

$$\eta_e = N_e / Q_0, \quad (1.11)$$

а ККД станції – з аналогічного співвідношення:

$$\eta_{ст} = N_e / Q_{ст}. \quad (1.12)$$

В цих залежностях:

$$Q_0 = D_0 (i_0 - i_{п.в}); \quad (1.13)$$

$$Q_{ст} = Q_0 / \eta_{втр}, \quad (1.14)$$

де  $\eta_{втр}$  – коефіцієнт, що оцінює всі втрати, починаючи від парового котла ТЕС до турбіни.

Для установок на органічному паливі:

$$\eta_{\text{втр}} = \eta_{\text{пк}} \eta_{\text{тр}}. \quad (1.15)$$

Значення  $\eta_e$  (1.2), (1.11) и  $\eta_{\text{ст}}$  (1.4), (1.12) не враховують витрати електроенергії на потреби електростанції, і тому розглядаються як ККД брутто.

Потужність механізмів власних потреб становить  $\Delta N_{\text{в.п.}}$ , а ККД електростанції  $\eta_{\text{ст}}^{\text{H}}$  з урахуванням енергії, витраченої на власні потреби визначається як:

$$\eta_{\text{ст}}^{\text{H}} = (N_e - \Delta N_{\text{в.п.}}) / Q_{\text{ст}}, \quad (1.16)$$

або

$$\eta_{\text{ст}}^{\text{H}} = \eta_{\text{ст}} (1 - \beta_{\text{в.п.}}), \quad (1.17)$$

де частка потужності, що витрачається на власні потреби станції:

$$\beta_{\text{в.п.}} = \Delta N_{\text{в.п.}} / N_e. \quad (1.18)$$

ККД нетто електростанції може бути також визначений залежно від:

$$\eta_{\text{ст}}^{\text{H}} = \eta_{\text{ст}} \eta_{\text{в.п.}}, \quad (1.19)$$

де ККД власних потреб електростанції:

$$\eta_{\text{в.п.}} = N_e^{\text{H}} / N_e, \quad (1.20)$$

або

$$\eta_{\text{в.п.}} = 1 - \beta_{\text{в.п.}}. \quad (1.21)$$

### 1.3.2. Оцінка теплової економічності

Теплова економічність турбогенератора оцінюється за питомою витратою тепла. В інженерних розрахунках розглядають окремо питома витрата тепла на турбогенераторну установку  $q_e$  та питома витрата тепла по всій електростанції  $q_{\text{ст}}$ . Ці величини визначаються з виразів:

$$q_e = 3600 Q_0 / N_e; \quad (1.22)$$

$$q_{\text{ст}} = 3600 Q_{\text{ст}} / N_e. \quad (1.23)$$

Тут  $q_e$  и  $q_{\text{ст}}$  виражаються у кДж на 1 кВт·год.

З урахуванням (1.11) та (1.12) виходить:

$$q_e = 3600 / \eta_e ; \quad (1.24)$$

$$q_{ст} = 3600 / \eta_{ст} . \quad (1.25)$$

Питома витрата умовного палива для електростанцій на органічному паливі може бути визначена з рівняння теплового балансу електростанції [44]:

$$B_T Q_T^H = 3600 N_e / \eta_{ст} , \quad (1.26)$$

де:  $B_T$  – загальна годинна витрата палива, кг/год;

$Q_T^H$  – нижча питома теплота згоряння палива, кДж/кг.

Питома витрата палива при цьому:

$$b = B_T / N_e = 3600 / Q_T^H \eta_{ст} . \quad (1.27)$$

Визначення питомих витрат тепла і палива по електростанціях з урахуванням витрат енергії на власні потреби здійснюється за тими самими залежностями (1.22)-(1.27), проте при цьому в розрахункові формули вводяться значення  $N_e^H$  і  $\eta_{ст}^H$  [див. (1.19), (1.20)].

### 1.3.3. Вплив конденсатних насосів

Конденсатні насосні установки в теплових схемах ТЕС і АЕС служать для видалення пари, що конденсується в конденсаторах парових турбін пари (конденсату) і подачі його через охолоджувачі пароструминних ежекторів і пара ущільнень, знесолюючу установку (БЗУ) і систему регенерації низького тиску (ПНТ) в деаераторах теплових схемах конденсат може подаватися безпосередньо на всмоктування живильних насосів [73]). Сучасні енергоблоки мають двоступінчасту систему відкачування конденсату. Перший ступінь (КН-1) складають конденсатні насоси, що подають конденсат з конденсатора через охолоджувачі ежекторів і пара ущільнень, БЗУ і зазвичай перші два коди конденсату ПНТ змішувального типу. Конденсатні насоси другого підйому (КН-2) подають конденсат через інші ПНТ деаератор. У тих випадках, коли в схемах передбачені ПНТ типу, що змішує, (КН-2) встановлюються після цих ПНТ (рис. 1.2). Конденсатні насоси (КН) забезпечують надійну та економічну роботу як конденсаторної установки (КУ), так і паротурбінної установки

загалом. Продуктивність КН конденсаційних турбін вибирають за умовами роботи в літній період з урахуванням погіршення вакууму та збільшення витрати пари на турбіну в цей час. Продуктивність КН теплофікаційних турбін вибирають за конденсаційним режимом у літній період.

Особливістю роботи КН і те, що вони відкачують воду, температура якої близька до температури насичення. Це створює передумови для зриву роботи насосів та виникнення кавітаційних явищ [74].

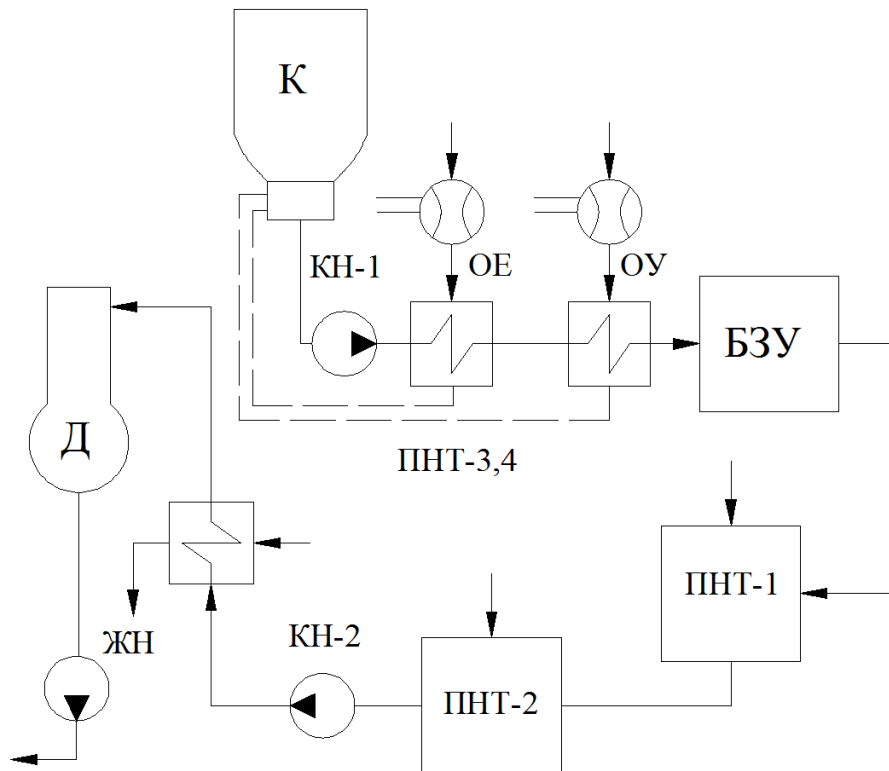
Змінити умови всмоктування можна лише збільшенням підпірного стовпа конденсату на всмоктуванні насоса або переходом зниження обертання ротора насоса. В даний час в енергетиці, враховуючи недоліки як першого, так і другого способів, при встановленні КН виконують підпір  $H_r = 1,6-4,5$  м і встановлюють насоси з частотою обертання  $f = 12-25$  с<sup>-1</sup> ( $n = 740-1500$  хв<sup>-1</sup>) [68].

Конденсатні насоси бувають горизонтального та вертикального виконання. Розрахункову продуктивність кожного КН вибирають виходячи зі схемних рішень (один робітник зі 100% продуктивністю, один резервний зі 100% продуктивністю; два робітники з продуктивністю по 50% кожен і один резервний на 50% від повної продуктивності). При цьому з урахуванням збільшення кількості основного конденсату влітку приймають певний запас, тобто.

$$G_{\text{кн}} = (1 + \lambda) \cdot D_{\text{к}} \quad (1.28)$$

$$\text{де} \quad (1 + \lambda) = \frac{D_{\text{к}}^{\text{max}}}{D_{\text{к}}} \cong 1,1 \div 1,2 \quad (1.29)$$

$D_{\text{к}}^{\text{max}}$ ;  $D_{\text{к}}$  – відповідно витрати пари в конденсатор турбіни в літній час і при нормальній експлуатації, кг/с.



К – конденсатор; ОЕ – охолоджувач ежектора; ОУ – охолоджувач ущільнень; БЗУ – знесолююча установка; ПНТ-1,2 – ПНТ типу, що змішував; ПНТ-3, 4 – ПНТ поверхневого типу; Д – деаератор; ЖН – живильний насос; КН-1 і КН-2 – конденсатні насоси першого та другого ступенів

Рисунок 1.2 – Схема включення конденсатних насосів у турбоустановці К-1000-60/3000

Повний напір, що розвивається конденсатним насосом:

$$H_{\text{кн}} = H_{\text{г}} + 10(P_{\text{кн}} - P_{\text{к}}) \cdot \gamma_{\text{к}} + \sum \Delta h_{\text{с}} \quad (1.30)$$

де  $H_{\text{г}} = P_{\text{г}} / P_{\text{д}}$  – геодезичний напір, м;

$P_{\text{кн}}$  – тиск у просторі, куди подається конденсат (ОЕ, ОУ, БЗУ, Д тощо), МПа;

$P_{\text{к}}$  – абсолютний тиск в конденсаторі, МПа;

$\sum \Delta h_{\text{с}} = \frac{\sum \Delta P_{\text{с}}}{\rho_{\text{д}}}$  – сумарна втрата напору у системі (ОЕ, ОУ, БЗУ тощо.), м.

Відповідно до ДСТУ, напір конденсатних насосів, сучасних паротурбінних установок  $H_{\text{кн}} = 95 \div 220$  м [72].

Допустима висота всмоктування ( $H_{\text{д}}$ ) для конденсатних насосів має негативне значення, яке можна визначити за формулою:



$$H_{\Gamma} = P_{\kappa} - h_{\text{вп}} - \Delta h \quad (1.31)$$

Оскільки у конденсаторах турбін фактично тиск водяної пари дорівнює тиску в конденсаторі, тобто.  $P_{\kappa} = h_{\text{вп}}$ , то:

$$H_{\text{д}} = -\Delta h \quad (1.32)$$

Допустимий кавітаційний запас у сучасних конденсатних насосах у межах  $\Delta h = 1,6-2,8$  м.

Потужність приводного двигуна конденсатного насоса може бути підрахована за формулою:

$$N_{\text{дв}} = (1,1 \div 1,2) N_{\text{е}} = (1,1 \div 1,2) \frac{G_{\kappa} (P_{\text{кн}} - P_{\text{вс}}) \bar{V}}{\eta_{\text{кн}}} \quad (1.33)$$

ККД сучасних конденсатних насосів становить потужних енергоблоків 0,73-0,76, а потужність, споживана насосами,  $N_{\text{дв}} = 400-750$  кВт [44].

Надійність роботи конденсаційних насосних установок забезпечує надійність та економічність енергоблоку [44].

### 1.3.4. Вплив циркуляційних насосів

Циркуляційні насосні установки служать для подачі води, що охолоджує, в конденсатори парових турбін, а також в інші теплообмінники з метою відведення теплоти в навколишнє середовище.

Циркуляційні насосні установки визначають економічність, надійність та екологічність енергоблоків. Вони є дуже енергоємними.

Потужність, що споживається циркуляційними насосами [44]:

$$N_{\text{цн}} = \frac{G_{\text{тв}} \cdot \Delta P_{\text{цн}} \cdot \bar{V}_{\text{в}}}{3600 \cdot \eta_{\text{цн}} \cdot \eta_{\text{д}}} \quad (1.34)$$

де  $\eta_{\text{цн}} = 0,75-0,85$  – ККД осьового насоса;

$\eta_{\text{д}} = 0,98$  – ККД електроприводу;

$\Delta P_{\text{цн}} = \Delta P_{\Gamma} + \Delta P_{\text{с}} + \Delta P_{\kappa}$  – тиск, що створюється циркуляційними насосами, МПа;

$\Delta P_{\Gamma} = \gamma_{\text{в}} \cdot H_{\Gamma}$  – тиск, необхідний для підйому води на геометричну висоту  $H_{\Gamma}$ , МПа;

$\gamma_{\text{в}} = 0,01$  – питома вага води, МН/м<sup>3</sup> ;

$\Delta P_{\text{с}}$  – гідравлічний опір всмоктувальних і напірних трубопроводів, МПа;

$\Delta P_{\text{к}}$  – гідравлічний опір конденсатора, МПа.

Важливим показником економічності циркуляційних насосів є частка витрати електроенергії на перекачування води для енергоблоку (електростанцій) [72]:

$$\alpha_{\text{вн}}^{\text{цн}} = \frac{N_{\text{цн}}}{N_{\text{е}}} = \frac{m \cdot D_{\text{к}} \cdot \Delta P_{\text{цн}} \cdot \bar{V}_{\text{в}}}{N_{\text{е}} \cdot 3600 \cdot \eta_{\text{цн}} \cdot \eta_{\text{д}}} = \frac{m \cdot d_{\text{к}} \cdot \Delta P_{\text{цн}} \cdot \bar{V}_{\text{в}}}{3600} \quad (1.35)$$

де  $m = G_{\text{гв}} / D_{\text{к}}$  – кратність охолодження конденсатора.

#### 1.4. Функції АСК НПК та підвищення використання інформації в них

Функції керування автоматизованої системи керування технологічним процесом (АСК ТП) по ТЕС [75, 76, 77, 88, 89]:

1) оптимальне розподіл навантажень між енергоблоками за допомогою УВС загальностанційного призначення, що визначає витратні характеристики енергоблоків, відносні прирости електричної потужності та розрахунок її абсолютних приростів по енергоблоках відповідно до процедури наведеної, наприклад, [77, 78];

2) вибір складу працюючого обладнання енергоблоків залежно від заданого графіка електричного навантаження ТЕС з урахуванням зупинки та тривалості простоїв частини обладнання та витрат тепла та електроенергії на його наступний пуск [77, 78];

3) дискретне та безперервно-дискретне керування допоміжним обладнанням, що утворює функціональні групи та підгрупи загальноблокового та загальностанційного призначення (РОУ або БРОУ, установки хімічної підготовки води, системи паливоподачі, централізованого циркуляційного водопостачання та ін.) [76, 77];

4) виконання логічних операцій з перемикачів у головній електричній схемі станції шляхом впливу на виконавчі пристрої або пристрій керування нижчого рівня, зчленованих з апаратурою, що комутує. [76, 77];

5) групове керування автоматичними системами регулювання збудження електричних генераторів з метою стабілізації напруги на виході окремих агрегатів та шин станції та інші необхідні функції [79].

1. Статична оптимізація режимів роботи енергоустановок (контроль та керування режимами роботи обладнання).

2. Динамічна оптимізація технологічних процесів (підстроювання динамічних параметрів налаштування регуляторів нижнього рівня).

3. Перемикання та дискретні операції (перемикання в тепловій або електричній схемі енергоблоку).

Поруч із переліченими функціями керування АСК ТП з енергоблоку доповнюються широким колом функцій, виконуваних підсистемами нижнього рівня, які докладніше розглянуті в [77, 80, 4].

#### **Інформаційні функції АСК НПК [76, 77, 14, 5]:**

1. Оперативний контроль технологічних параметрів (індивідуальний контроль мінімальної кількості найбільш важливих технологічних параметрів за допомогою постійно включених показувальних або реєструючих приладів; виборчий контроль, а також множинний контроль) [76, 77].

2. Технологічна сигналізація.

3. Розрахунок техніко-економічних показників (ТЕП) (автоматизований розрахунок ТЕП за окремими агрегатами та по блоку в цілому відповідно до існуючих норм звітності [85, 77, 86].

4. Визначення достовірності інформації (додатковий контроль чисельних значень технологічних параметрів найважливішими каналами вимірювань) [76, 77].

5. Діагностика стану обладнання (спорадичний та безперервний контроль стану обладнання шляхом оцінки відхилень поточних значень параметрів від встановлених [87]).

6. Реєстрація аварійних ситуацій (реєстрація подій та технологічних параметрів в аварійних (передаварійних) режимах роботи енергоустановок

(раптове скидання електричного навантаження, непередбачене зупинення одного або групи агрегатів тощо) [76, 77].

**Підсистема ефективного керування НПК [14, 76, 5, 77]:**

До цих функцій належать виробниче планування, організація, координація, активація та контроль [83, 84].

Для реалізації зазначених функцій на систему ефективного керування має бути покладено рішення наступних основних завдань [81, 82, 85, 77]:

1. Проведення оперативного аналізу техніко-економічних показників НПК з кількісною оцінкою всіх факторів, що впливають на економічність та надійність роботи, включаючи:

а) проведення розрахунків на вибір оптимальних експлуатаційних та конструктивних параметрів системи НПК та окремих її елементів при забезпеченні умов досягнення оптимальної надійності;

б) визначення оптимально-нормативних техніко-економічних показників за фактичних умов роботи елементів НПК.

2. Розробка рекомендацій щодо якнайшвидшого досягнення проектних техніко-економічних показників системи НПК.

3. Розробка оптимальних оперативних, поточних та перспективних планів експлуатації обладнання НПК, ремонтних та реконструктивних робіт, а також планів матеріально-технічного постачання.

4. Кількісна оцінка діяльності персоналу всіх рівнів (преміювання) відповідно до їх реального внеску у формування техніко-економічних показників системи НПК та нарахування заробітної плати.

5. Складання оперативних та поточних технічних та фінансових форм звітності відповідно до існуючих інструкцій.

6. Проведення різноманітних розрахунків, пов'язаних із науковою організацією праці в нових умовах планування та економічного стимулювання.

7. Обмін інформацією з вищими організаціями.

Виходячи з функцій АСК, її різнопланові завдання (і ефект від їх реалізації) можна подати у вигляді, як це показано в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Функції АСК НПК

№	Найменування підсистеми	Функції підсистеми НПК
А	Інформаційна	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Збір та первинна обробка інформації</li> <li>2. Відображення інформації</li> <li>3. Реєстрація інформації у нормальних режимах роботи</li> <li>4. Сигналізація відхилень параметрів</li> <li>5. Реєстрація аварійних ситуацій</li> <li>6. Архівація параметрів та подій до та після аварії</li> <li>7. Розрахунок та аналіз техніко-економічних показників роботи НПК</li> <li>8. Розрахунок невимірюваних параметрів</li> <li>9. Контроль функціонування завдань керування</li> <li>10. Обмін інформацією із загальностанційною системою</li> </ol>
Б	Керуюча	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Керування навантаженням елементів НПК</li> <li>2. Логічне керування</li> <li>3. Дистанційне керування</li> <li>4. Автоматичне регулювання</li> </ol>
В	Технічної діагностики	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Окремі завдання щодо діагностування тепломеханічного та електроенергетичного обладнання</li> </ol>
Г	Інтелектуальної підтримки оператора	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Поради оперативному персоналу щодо ведення режиму</li> </ol>
Д	Автоматизації настройки	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Генерація завантажувальних модулів</li> <li>2. Генерація налаштувань оперативних завдань</li> <li>3. Генерація відеокадрів</li> </ol>
Е	Підтримка функціонування	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Діагностика стану технічних та програмних засобів УВС</li> <li>2. Керування функціонуванням УВС</li> <li>3. Комплексне випробування захисту та блокування за викликом оператора</li> <li>4. Обслуговування баз даних УВС</li> </ol>

## 1.5. Аналіз інформаційно-метрологічного забезпечення НПК

До основних параметрів, що характеризують роботу НПК, прийнято відносити тиск відпрацьованого в турбіні пара ( $P_k$ ) та температурний напір у конденсаторі при заданих значеннях: витрати пари ( $D_2$ ) та охолоджуючої води ( $Q_{цв}$ ) в конденсаторі турбіни; температури охолоджувальної води на вході в конденсатор ( $T_{цв} = T_1^B$ ) [44, 89, 90].

Ці параметри визначають рівень термодинамічного досконалості циклу турбоустановки, характеризуючи величину теплоперепаду залежно від кінцевого тиску. Одночасно вони дають можливість оцінки на довкілля.

Надійність роботи НПК та енергоблоку загалом залежить від солемісту та вмісту кисню в конденсаті.

Для контролю над роботою за умов експлуатації, зазвичай, проводиться вимірювання наступних технологічних параметрів НПК (рис. 1.3) [44, 89, 90]:

- тиску в паровому просторі  $P_k$  або розрідження в конденсаторі  $H_k$ , мм.рт.ст. (1);
- барометричного тиску, мм.рт.ст. (2);
- температури охолоджувальної води на вході в конденсатор,  $T_1^B$  °C (3);
- температури охолоджувальної води на виході з конденсатора,  $T_2^B$  °C (4);
- температури пари на вході в конденсатор,  $T_{кп}$  °C (5);
- температури конденсату на виході з конденсатора,  $T_k$  °C (6);
- тиску робочої пари перед соплами ежектора  $P_p$ , МПа (7);
- тиску охолоджувальної води до  $P_1^B$  та після  $P_2^B$  конденсатора, МПа (8);
- солемісту основного конденсату (мкг-екв)/кг (9);
- вмісту кисню в конденсаті, мкг/кг (10);
- солемісту основного конденсату після БОУ (11);
- температури конденсату після П-1  $T_1$ , °C (12).

Визначення тиску відпрацьованої пари ( $P_k$ ) проводиться шляхом безперервного вимірювання штатними контрольно-вимірювальними приладами

(КВП). Безперервний контроль з використанням штатних КВП ведеться і за параметрами, перерахованими вище (пп 1-12).

Значення температурного тиску ( $\delta T$ ) визначається як різниця температур пари на вході в конденсатор ( $T_{кп}$ ) та охолоджувальної води на виході з конденсатора ( $T_2^B$ ), тобто

$$\delta T = T_{кп} - T_{2в}, \text{ } ^\circ\text{C} . \quad (1.36)$$

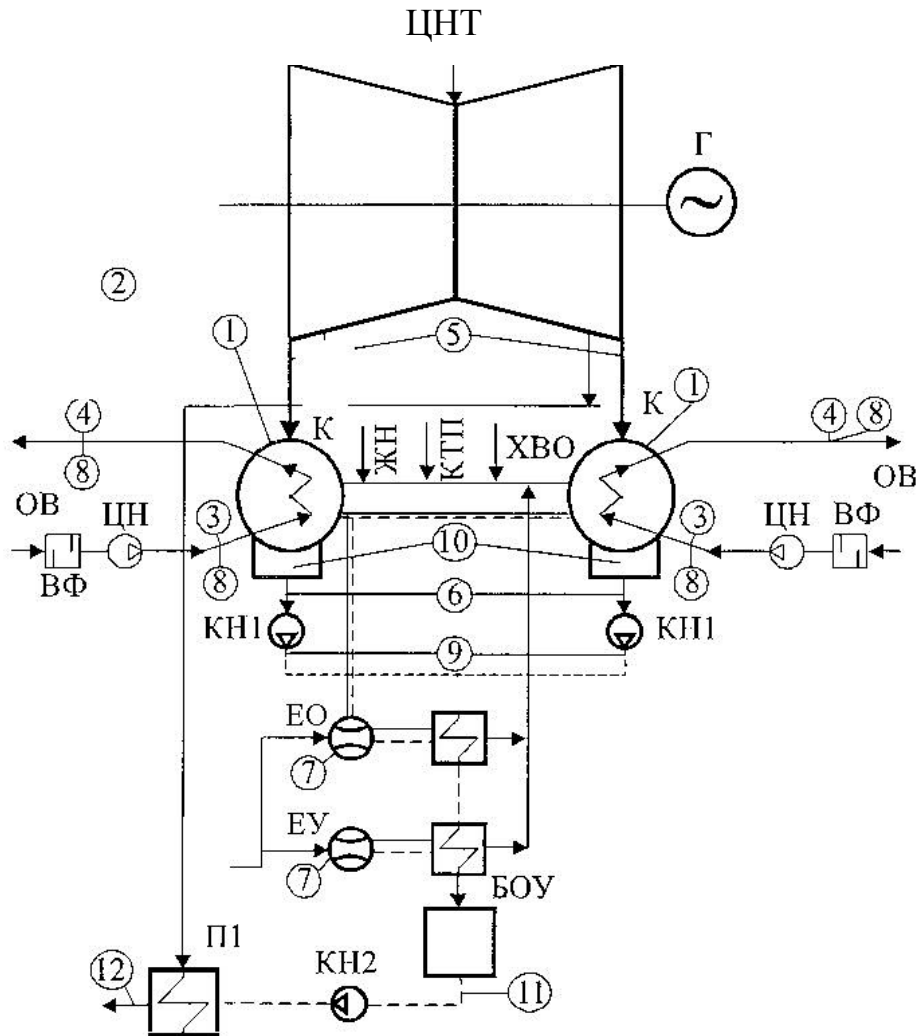


Рисунок 1.3 – Принципова схема вимірів технологічних параметрів.

ЦНТ – циліндр низького тиску; Г – генератор; ЦН – циркуляційний насос; КН – конденсаційний насос; К – конденсатор; П – підігрівач; ВФ – водяний фільтр; ЕО – ежектор.

Величина температурного напору в конденсаторах поверхневого типу парових турбін лежить в інтервалі  $\delta T=5-10^{\circ}\text{C}$ . Великі значення температурного напору відносяться до одноходових конденсаторів. Різниця температур на вході та виході охолоджувальної води з конденсатора характеризує величину її нагрівання.

При контролі за роботою КУ НПК, у разі відсутності паспортних даних, орієнтовно можна приймати величину нагрівання води, що охолоджує [90]:

$$\Delta T_{\text{в}} = T_1^{\text{в}} - T_2^{\text{в}} = 6 \div 7 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ – для одноходових конденсаторів;}$$

$$\Delta T_{\text{в}} = 7 \div 9 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ – для двоходових конденсаторів;}$$

$$\Delta T_{\text{в}} = 10 \div 12 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ – для трьох- та чотирьохходових конденсаторів.}$$

Витрати пари ( $D_2$ ) та охолоджувальної води ( $Q_{\text{цв}}$ ) у конденсаторі, як правило, визначаються аналітичним методом.

Визначення парового навантаження конденсатора зазвичай проводиться у разі тиску пари в камері одного з відборів на підігрівачі низького тиску, величина якого називається контрольною.

Рекомендовані для вимірювання контрольного тиску відбори наводяться у нормативних характеристиках кожного типу конденсатора.

Витрата пари в конденсатор визначається з урахуванням витратного коефіцієнта ( $K_{\text{п}}$ ), зазначеного у нормативних характеристиках для кожного типу турбін, за формулою [44]:

$$D_2 = K_{\text{п}} \cdot P_{\text{п}} \text{ ,} \tag{1.37}$$

де:  $K_{\text{п}}$  – витратний коефіцієнт (т/год)/(кгс/см<sup>2</sup>);

$P_{\text{п}}$  – тиск пари в контрольному щаблі, кгс/см<sup>2</sup> .

Так, для турбіни К-300-240 ХТГЗ як контрольного прийнятого значення пари в 6-му регенеративному відборі, а витратний коефіцієнт  $K_{\text{п}} = 243$ .

Крім цього, витрата пари ( $D_2$ ) може бути визначена з розрахунку теплової схеми турбоустановки. Цей метод в даний час більш кращий для турбоустановок, що тривалий час в експлуатації і зазнали значного фізичного



знос. Тим більше, що використання електронних обчислювальних машин (ЕОМ) при розрахунку схеми спрощує цей метод і підвищує точність.

Витрата охолоджувальної води може бути визначена або за допомогою витратоміру, або за характеристикою циркуляційного насоса, або за витратою електроенергії на привід насоса (при заданому тиску нагнітання  $P_{цн}$ , тиску на всмоктуванні в насос  $P_{цв}$  і ККД насоса ( $\eta_{цн}$ ).

Однак витрату охолоджувальної води можна отримати з теплового балансу конденсатора [90]:

$$G_{цв} = \frac{D_2(h_K - h'_K)}{\Delta T_B \cdot C}, \quad (1.38)$$

де:  $D_2$  – витрата пари в конденсатор, кг/с;

$h_K, h'_K$  – відповідно, ентальпії пари і конденсату, кДж/кг;

$C$  – теплоємність води, кДж/(кг·гр).

Чистота поверхні трубок конденсатора визначається також аналітично, з використанням значень температур та витрати охолоджуючої води.

Найбільш простим методом визначення  $K$  є [90]:

$$K = \frac{C_B G_{цв}}{F_K} \ln \frac{\delta T - \Delta T_B}{\delta T}, \quad (1.39)$$

де:  $G_{цв}$  – витрата охолоджувальної води, кг/год;

$F_K$  – поверхня охолодження конденсатора, м<sup>2</sup>;

$\delta T, \Delta T_B$  – температурний напір та нагрівання води в конденсаторі, °С.

Експертна оцінка проводиться за результатами моніторингу, у тих випадках, коли джерело та причини відмови не очевидні. У цих випадках експлуатаційний персонал або ЕОМ звертаються до банку даних щодо відмов, які введені на згадку про ЕОМ, або до експерта. Експертом має бути висококласний фахівець із числа працівників ТЕС [44, 59].

До банку даних вносять енергетичні характеристики конденсаторів, насосів, ежекторів тощо. Крім цього, вносять характеристики відмов в елементах НПК (їх причини, джерела, періодичність відмов). Найбільш

характерними відмовами в НПК є зниження вакууму в конденсаторі, переохолодження конденсату, підвищення кисневмісту в конденсаті та ін.

При розробці системи технічної діагностики (СТД) НПК бралися до уваги такі фактори:

- Вимірювання параметрів та обробка результатів здійснюється безперервно, періодично або епізодично;
- Параметри визначаються шляхом прямих вимірів з використанням КВП;
- інтегральний вимір параметрів (за показаннями кількох приладів);
- аналітичний вимір параметрів, переважно видаткових;
- інтегральний вимір із використанням приладів контролю та аналітичних вимірювань.

Під виміром параметрів мається на увазі визначення параметрів за допомогою КВП та обробка результатів з урахуванням похибок системи вимірювання та інших факторів.

Розробка алгоритму СТД НПК включала [44, 59, 90]:

- Вибір оптимальної кількості параметрів, що характеризують роботу та стану НПК;
- накопичення бази даних щодо відмов у роботі НПК та енергоблоку;
- Нагромадження бази даних за способами локалізації відмов.

### **1.6. Аналіз нормативного забезпечення енергоефективних режимів роботи НПК**

В тепловому балансі енергоблоку втрати енергії в конденсаторі складають до 50%. Це пов'язано з фізичними процесами, які описані циклом Ренкіна. З урахуванням втрат в насосах (споживана потужність насоса є втрати) та в іншому обладнанні, ця величина збільшується. Це призводить до зниження коефіцієнта корисної дії електростанції та, як наслідок, підвищенню собівартості виробленої електроенергії [63]. Сумарні втрати енергії в НПК без урахування циклу Ренкіна для енергоблоків ТЕС потужністю 300-1200 МВт

складають 7-8% для систем водопостачання з водоймами-охолоджувачами та градирнями і 8-10% для систем с радіаторними та сухими градирнями [63].

Підвищення ефективності роботи систем НПК енергоблоків та зниження втрат в ньому – є важлива та актуальна науково-технічну задача, рішення якої дозволить підвищити техніко-економічні показники енергоблоку, знизити собівартість виробленої електроенергії та підвищити її конкурентоспроможність на світовому ринку.

Практичні результати у вирішенні цієї задачі можна отримати, створивши науково-технічну і нормативну бази, які б забезпечили створення і впровадження енергоефективних систем автоматичного керування системою НПК, які б забезпечували мінімальні втрати енергії в НПК при дотриманні необхідних технологічних параметрів та показників надійності, екологічності, безпеки тощо.

Аналізу та удосконаленню нормативного забезпечення щодо ефективності елементів систем НПК присвячено роботи вітчизняних та закордонних вчених. Так в роботі [91] проведено аналіз нормативних документів щодо забезпечення ефективної роботи насосних установок, які також використовуються в системах НПК та є основними споживачами енергії. В роботі [92] проведено аналіз нормативних документів щодо елементів систем НПК, але бракує змістового аналізу кожного документу, що ускладнює уяву про їх ефективність. Також в наукових працях увагу приділяється безпосередньо розробці методик та алгоритмів, які підвищують ефективність роботи елементів НПК та можуть буди використанні при удосконаленні існуючої нормативної бази. В роботі [93] наведено шляхи підвищення ефективності роботи систем низькопотенційних комплексів електростанцій шляхом оптимального керування витратою циркуляційної води, а в роботі [94] методика оптимізації режимів роботи систем НПК за критерієм мінімуму енергетичних втрат. Також удосконалюється нормативне забезпечення енергетичного обладнання, яке може бути використане в системах НПК як перспективний метод використання енергії скидної води [95, 96].

Тому важливо провести змістовий аналіз нормативного забезпечення України щодо ефективності роботи елементів систем низькопотенційних комплексів електростанцій та визначення шляхів його удосконалення з метою підвищення ефективності їх роботи.

На сьогодні існує ряд нормативно-технічної документації, що стосується питань керування режимами роботи елементів НПК. В ній висвітлено питання автоматичного регулювання, підтримки необхідних технологічних процесів, настройки регуляторів, розрахунок техніко-економічних показників, а також методів і засобів забезпечення необхідної якості технологічних процесів (якість охолоджуючої води тощо). Перелік основних нормативних документів, спрямованих на вирішення цієї задачі наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Основні нормативні документи, спрямовані на забезпечення ефективної роботи систем НПК та її елементів

№	Стандарт	Назва	Зміст
1	ДСТУ 2226-93	Автоматизовані системи. Терміни та визначення	Наведено основні визначення та терміни, які використовуються при проектуванні та налагоджуванні АСК [97]
2	ДСТУ 2709-94	Автоматизовані системи керування технологічними процесами. Метрологічне забезпечення. Основні положення.	Цей стандарт поширюється на автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП) і встановлює основні положення метрологічного забезпечення на стадіях їх створення. Вимоги цього стандарту є обов'язковими для підприємств, установ і Організацій, що діють на території України, а також громадян-суб'єктів підприємницької діяльності незалежно від форм власності та видів діяльності [98]
3	ДСТУ EN ISO 20361:2016	Насоси гідравлічні та насосні агрегати. Правила випробування на шум. Класи точності 2 та 3	Зазначено правила при випробуваннях на шум. Методика визначення рівня шуму. Замінює ДСТУ EN ISO 20361:2014 та ДСТУ EN ISO

		(EN ISO 20361:2015, IDT; ISO 20361:2015, IDT)	20361:2016 (EN ISO 20361:2015, IDT; ISO 20361:2015, IDT) [99]
4	ДСТУ EN 45510-6-4:2015 (EN 45510-6-4:1999, IDT)	Настанова щодо поставок обладнання електростанцій. Частина 6-4. Допоміжне обладнання турбін. Насоси	Зазначено загальні вимоги щодо насосних агрегатів електричних станцій. Потужності, класи безпеки, умови експлуатації тощо. [100]
5	ДСТУ EN 809:2015	Насоси та насосні агрегати для рідин. Загальні вимоги щодо безпеки (EN 809:1998+A1:2009; AC:2010, IDT)	Визначено вимоги щодо забезпечення безпеки експлуатації рідинних насосних агрегатів [101]
6	ДСТУ EN 12162:2013	Насоси рідинні. Вимоги щодо безпеки. Методика гідростатичних випробувань (EN 12162:2001+A1:2009, IDT)	Наведено методику гідростатичних випробувань рідинних насосів [102]
7	ДСТУ EN 16297-1:2017 (EN 16297-1:2012, IDT)	Насоси. Відцентрові насоси. Безсальникові циркуляційні насоси. Частина 1. Загальні вимоги та процедури для випробування та розрахунку показника енергоефективності (EEI)	Наведено загальні відомості та методику визначення показника енергоефективності безсальникових циркуляційних насосів [103]
8	ДСТУ EN 45510-6-3:2015	Настанова щодо поставок обладнання електростанцій. Частина 6-3. Допоміжне обладнання турбін. Конденсаційні установки (EN 45510-6-3:1998, IDT)	Зазначено загальні вимоги щодо конденсаційних установок електричних станцій. Вибір конденсатора, його характеристик. Зазначено умови експлуатації конденсаційних установок [104]
9	ДСТУ EN 45510-6:2015	Настанова щодо поставок обладнання електростанцій. Частина 6-6.	Зазначено загальні вимоги щодо охолоджувачів. Вибір потужності охолоджувача, його тип. Зазначено умови

		Допоміжне обладнання турбін. Баштові охолоджувачі вологого і волого-сухого типу (EN 45510-6-6:1999, IDT)	експлуатації охолоджувачів [105]
10	ГОСТ 22247-96	Насоси відцентрові консольні для води. Основні параметри і розміри. Вимоги безпеки. Методи контролю	Цей стандарт поширюється на відцентрові консольні насоси для води з подачею від 5 до 400 м <sup>3</sup> /год і напором від 10 до 90 м, призначені для перекачування в стаціонарних умовах води (крім морської) з р 6-9, що містить механічні домішки не більше 0,1 % об'єму і розміром часток не більше 0,2 мм, і встановлює основні параметри та розміри насосів [106]
11	ДСТУ 6134:2009 (ISO 9906:1999)	Насоси динамічні. Методи випробувань	Цей стандарт поширюється на динамічні насоси і насосні агрегати незалежно від потужності і виду середовища, що перекачується. Стандарт установлює методи випробувань з визначення і контролю основних показників якості [107]
12	ДСТУ 3063-95	Насоси. Класифікація. Терміни та визначення	Цей стандарт установлює терміни та визначення понять щодо насосів, призначених для подачі рідини з низького рівня енергії на вищий (передачею механічної роботи, під дією сили тиску на середовище, обміном кількості руху, використаної енергії удару, в'язкості перекачуваного середовища, під дією магнітного поля тощо). [108]
13	ГКД 34.10.401-95	Обробка циркуляційної води на теплових електростанціях. Норми витрати хімічних реагентів	Дійсні норми розроблені як нормативний документ по організації й проведенню налагоджувальних робіт на електростанціях, а також по складанню норм при плануванні потреби на потреби енергетики.

			[109]
14	ДСТУ 3503-97	Насоси. Основні технічні показники та характеристики рідинних насосів. Терміни, визначення та позначення	Цей стандарт установлює основні технічні показники насосів, призначених для подачі рідини. Наведено методику визначення енергетичних характеристик насосів [110]
15	ГКД 34.22.502-95	Хімічні очиски конденсаторів турбін і теплообмінних апаратів на теплових електростанціях. Методичні вказівки	Ці методичні вказівки призначені для організації та проведення хімічних очисток конденсаторів турбін і теплообмінних апаратів, що укомплектовані трубами із мідьвміщуючих сплавів, від карбонатних та змішаних відкладень. [111]
16	ГКД 34.30.301-95	Методика розрахунку виправлень до потужності, витраті свіжої пари й питомій витраті теплоти на відхилення параметрів і умов від номінальних для турбоагрегатів з регульованими відборами пари	Представлені способи розрахунку виправлень до потужності, витраті свіжої пари й питомій витраті теплоти, які необхідно вводити при відхиленні параметрів або інших умов від прийнятих за номінальні. Методика розрахунку виправлень застосовується для турбоагрегатів з регульованими відборами пари. Дана методика є результатом перегляду діючої Методики, розробленої ПО «Союзтехенерго» [112]
17	ГКД 34.09.302-96	Достовірне оцінювання економічної ефективності механічних заходів, проведених на конденсаційних турбоагрегатах. Методика	Представлені способи оцінки економічної ефективності механічних заходів, проведених на конденсаційних турбоагрегатах [113]
18	ГКД 34.11.301-93	Метрологічні характеристики обчислювальної процедури розрахунку техніко-економічних	Наведено метрологічні характеристики при визначенні та розрахунку техніко-економічних характеристик енергоблоків електростанцій



		показників енергоблока теплової станції. Методика визначення	(питома витрата палива, собівартість електроенергії, витрата пари і т.і.) [114]
19	ГКД 34.22.601-96	Технології та обладнання систем технічного водопостачання ТЕС. Рекомендації щодо зменшення витрат води	Наведено рекомендації щодо зменшення технологічних витрат води на електростанції [115]
20	ГКД 34.25.506-96	Редукційно-охолоджувальні установки (ШРОУ, РОУ, ПСШУ і ПСШУ ВП). Інструкція з експлуатації	Інструкція розроблена стосовно теплових схем блочних установок, а також електростанцій (теплоелектроцентралей) на тиски пари 9(90), 13(130) і 24(240) МПа (кгс/см <sup>2</sup> ). На основі даної інструкції повинні бути розроблені місцеві інструкції з експлуатації ШРОУ, РОУ і ПСШУ енергоблоків, враховуючи особливості теплової схеми електростанції, а також умови постачання споживача паром з відборів турбін і від редукційно-охолоджувальних установок. [116]
21	ГКД 34.30.401-93	Методичні вказівки з налагодження та експлуатації водострумних ежекторів конденсаційних установок парових турбін	Висвітлені питання налагодження та експлуатації водострумних ежекторів конденсаційних установок [117]
22	ГКД 34.09.103-96	Розрахунок звітних техніко-економічних показників електростанції про теплову економічність устаткування. Методичні вказівки	Методичні вказівки встановлюють порядок підготовки й передачі звіту про теплову економічність устаткування електростанцій, що працюють на органічному паливі, форми вхідної й вихідної інформації, регламентують склад



			показників, що включають у щомісячні звітні форми № 3-тих для електростанцій і енергосистем, і містять методи їх визначення [118]
23	ГКД 34.35.101-95	Обладнання енергетичних блоків потужністю 300 МВт і вище. Вимоги, обумовлені умовами їхньої автоматизації	Визначено вимоги до енергоблоку в цілому, до обладнання, до необхідних вимірювань, до якості підтримки технологічних процесів [119]
24	ДСТУ 4132-2002	Насоси відцентрові загальнопромислового застосування. Вимоги до проектування, виготовлення, постачання, монтажування та експлуатування. Звід правил	Стандарт поширюється на спроектовані та модернізовані насоси загальнопромислового застосування (промислового, міського та сільськогосподарського водопостачання, теплової енергетики, теплових мереж), а також для подавання нафти та нафтопродуктів магістральними трубопроводами, насоси, що їх застосовують на нафтобазах, нафтоналивних пунктах, автозаправних станціях та насосні агрегати на їх основі з приводом від електродвигунів з постійною частотою обертання до $60 \text{ c}^{-1}$ (3600 об/хв) і встановлює принципи уніфікування, загальні технічні вимоги, норми і правила проектування, виготовлення, постачання, монтажування і експлуатування [120]
25	ДСТУ 4133-2002	Насоси відцентрові загальнопромислового застосування. Вимоги безпеки	Стандарт поширюється на спроектовані та модернізовані відцентрові насоси загальнопромислового застосування (промислового, міського та сільськогосподарського водопостачання, теплової енергетики, теплових мереж), а також для подавання нафти та

			<p>нафтопродуктів магістральними трубопроводами, насоси, що їх застосовують на нафтобазах, нафтоналивних пунктах, автозаправних станціях та насосні агрегати на їх основі з приводом від електродвигунів з постійною частотою обертання до <math>60 \text{ c}^{-1}</math> (3600 об/хв), призначені для подавання води та споріднених з нею за фізико-хімічними властивостями рідин, які відносять до III та IV класів небезпеки згідно з ГОСТ 12.1.005 і ГОСТ 12.1.007. [121]</p>
26	ДСТУ 2582-94	Теплообмінники. Терміни визначення та	<p>Наведено основні терміни та визначення, які застосовуються при проектуванні та експлуатації теплообмінників [122]</p>
27	ДСТУ 4110-2002	Енергозбереження. Методика аналізу й розрахунку питомих витрат енергоресурсів (ANSI/IEEE 739:95, NEQ)	<p>Стандарт поширюється на порядок ведення аналізу та розрахунку питомих витрат енергоресурсів робочих машин і механізмів, технологічних процесів й виробництв підприємств усіх форм власності та відомчого підпорядкування, а також державних (зокрема – бюджетних) установ та організацій [123]</p>
28	ДСТУ 3282-95	Енергозбереження установки для вакуумної деаерації води. Загальні технічні вимоги	<p>Стандарт поширюється на установки для вакуумної деаерації підживлювальної води (ВДПУ), до складу яких входять деаераційні колонки, водонагрівачі, приймальні місткості, підживлювальні та циркуляційні насоси, ежектори та гідроелеватори, призначені для видалення корозійно-активних газів з підживлювальної води у транспортабельних та стаціонарних водогрійних опалювальних котельнях. Цей</p>

			стандарт є складовою частиною комплексу нормативних документів з енергозбереження [124]
29	ДСТУ 3626-97	Базові програмно-технічні комплекси локального рівня для розосереджених автоматизованих систем керування технологічними процесами. Загальні вимоги	стандарт поширюється на базові програмно-технічні комплекси локального рівня для розосереджених АСК ТП – (БПТК ЛР), призначені для народного господарства та експорту. БПТК ЛР реалізуються у вигляді агрегатних комплексів технічних засобів, призначених для автоматизації окремих машин, агрегатів, технологічних установок, а також для нижнього (локального) ешелону розосереджених автоматизованих систем керування технологічними процесами та обладнанням, інтегрованих АСК та гнучких промислових систем з ієрархічною структурою у будь-яких галузях промисловості та в непромисловій сфері [125]
30	ДСТУ 3682-98	Енергозбереження. Методика визначення повної енергоємності продукції, робіт та послуг. (ГОСТ 30583-98)	стандарт установлює методику визначення повної енергоємності продукції, робіт та послуг. Стандарт є обов'язковим до використання міністерствами усіх галузей, всіма організаціями, підприємствами та їхніми підрозділами, а також проектними та науково-дослідними інститутами для вирішення задач на макроекономічному рівні. Стандарт є складовою частиною комплексу нормативної документації щодо енергозбереження, основою для розробки нормативної документації [126]

В існуючих нормативних документах (рис. 1.4) розглядаються загальні вимоги щодо окремих елементів (насоси, конденсатор, деаератор та інші) систем НПК [97, 108, 110, 122, 124] та питання техніки безпеки [101, 102, 106, 121]. Ці документи нормують основні характеристики обладнання, загальні вимоги техніки безпеки, терміни та визначення. Розглядаються технологічні параметри, які повинні забезпечуватися згідно технологічного процесу [109, 111, 112, 113, 118, 123]. Сюди відносяться витрати рідини, пари, хімічний склад енергоносіїв та інше.

Увага приділяється питанням проектування та експлуатації елементів НПК [110, 116, 117, 121], монтажу та поставок [100, 114, 115]. Крім того, регламентуються метрологічні характеристики приладів, які використовуються при визначенні параметрів [97, 106, 114], процедури випробування обладнання НПК [99, 102, 107] та вимоги щодо систем автоматики [97, 98, 119, 125]

Питання ефективності роботи елементів НПК прямо або опосередковано визначені в [103, 110, 112, 113, 118, 120, 123, 124, 126]. Так в [103] наведено методику визначення показників енергоефективності циркуляційних насосів, але відсутні алгоритми, як забезпечити ці показники на високому рівні. Теж саме відноситься й до [110], де наведено лише методику визначення енергетичних характеристик насосів. В [112] наведено способи розрахунку виправлень до потужності, витрати свіжої пари й питомій витраті теплоти, які необхідно вводити при відхиленні параметрів або інших умов від прийнятих за номінальні. Розглядаються способи оцінки економічної ефективності заходів, проведених на конденсаційних турбоагрегатах [114] та техніко-економічні показники енергоблока [118, 120]. Ці показники визначаються постфактум. Питання енергозбереження, які розглядаються в [123, 124, 126] стосуються лише окремих елементів та не висвітлюють методів його підвищення.

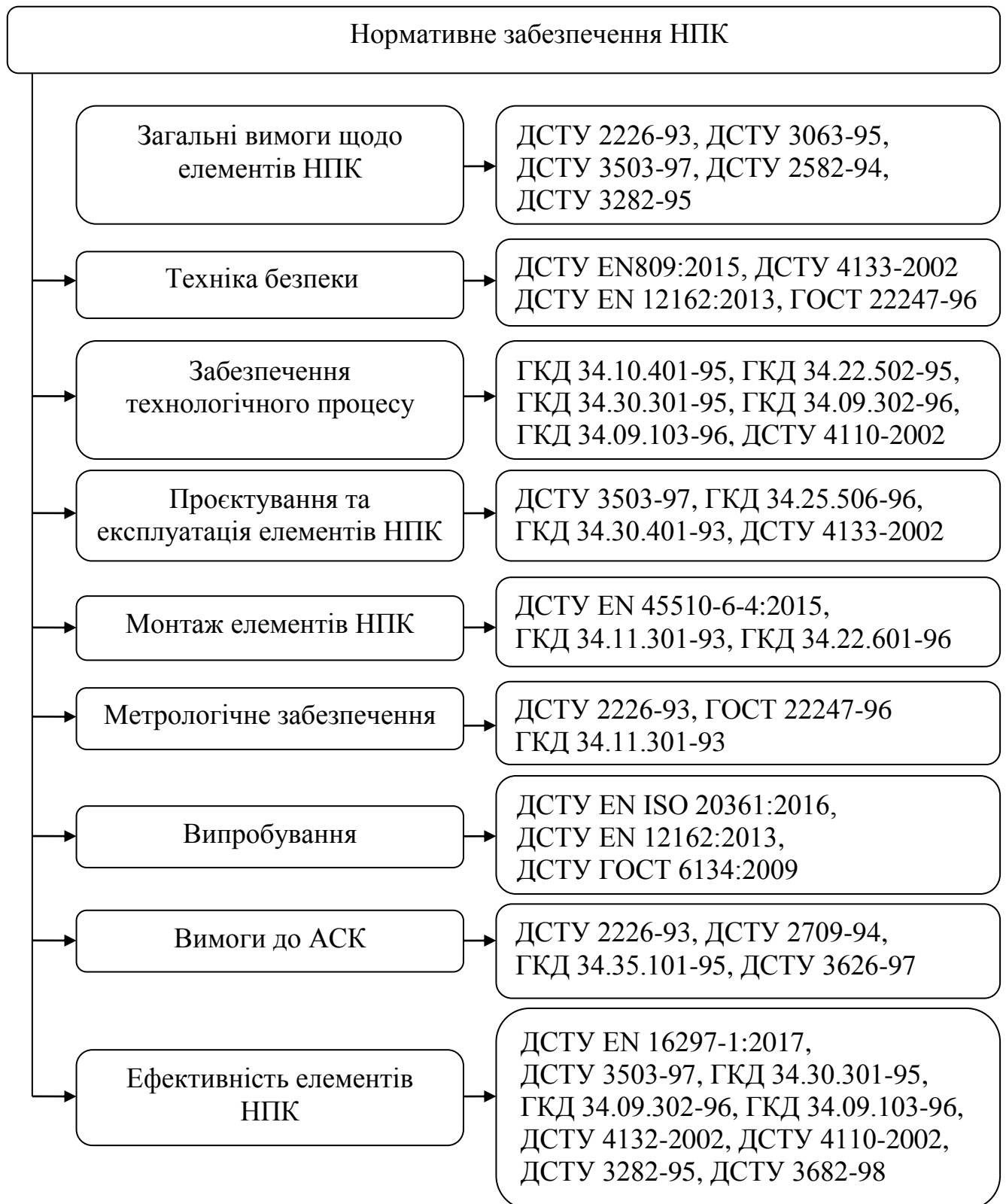


Рисунок 1.4 – Структура існуючого нормативного забезпечення НПК

Таким чином, аналіз існуючих нормативно-технічних документів України показав, що питання визначення та автоматичної підтримки енергоефективних режимів роботи систем висвітлено недостатньо. Існують норми щодо окремих елементів систем НПК електростанцій (насоси, конденсатор та інші), але бракує нормативних документів, які б відображали норми щодо систем НПК як загальної системи. Недостатньо висвітлені практичні методики та алгоритми визначення параметрів елементів систем низькопотенційних комплексів, які забезпечують максимальну енергоефективність НПК як в номінальних режимах роботи енергоблоків, так і во всьому діапазоні навантажень; універсальні нормативні методи структурно-параметричного синтезу енергоефективних регуляторів автоматизованих систем керування, які гарантовано змогли б забезпечити високі показники точності підтримки необхідних параметрів елементів систем НПК.

Для створення такої документації, необхідно виконати цикл теоретичних і експериментальних наукових досліджень, які будуть включати в себе математичне моделювання технологічного процесу елементів систем НПК, ідентифікацію математичних моделей за результатами експериментальних досліджень, структурний і параметричний синтез енергоефективних регуляторів.

Таким чином можна зробити висновки, що існуюча нормативна база України щодо забезпечення енергоефективних режимів роботи елементів систем низькопотенційних комплексів електростанцій не відповідає сучасним вимогам енергозбереження.

Для забезпечення високих показників енергоефективності роботи систем низькопотенційних комплексів електростанцій необхідно в нормативно-технічній та нормативно-методичній документації сформулювати універсальні нормативні методи структурно-параметричного синтезу автоматизованих систем керування елементами НПК за критерієм мінімуму енергетичних втрат. В документації по системам автоматичного регулювання НПК та окремих

елементів, сформулювати системні і кількісні вимоги щодо показників, а також методи і засоби їх гарантованого технічного та метрологічного забезпечення.

## 1.7. Висновки

У результаті аналізу існуючої наукової та нормативної літератури з керування та ефективності роботи систем низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій можна зробити такі висновки:

На економічність роботи енергоблоків теплових і атомних електростанцій істотний вплив мають режими роботи системи низькопотенційного комплексу;

В існуючих системах автоматизованого керування елементами низькопотенційних комплексів бракує алгоритмів керування, у яких енергетичні втрати є окремим параметром регулювання, що є істотним недоліком з точки зору такого показника якості як економічність;

Задача покращення якості керування системами низькопотенційних комплексів електростанцій залишається актуальною і її розв'язання залежить від режиму роботи парової турбіни, технічного стану конденсатора, параметрів оточуючого середовища та схеми водопостачання (моно або групове), а також необхідних параметрів надійності тощо.

В існуючій нормативно-технічній документації України питання визначення та автоматичної підтримки енергоефективних режимів роботи систем висвітлено недостатньо. Існують норми щодо окремих елементів систем НПК електростанцій (насоси, конденсатор та інші), але бракує нормативних документів, які б відображали критерії якості щодо систем НПК як загальної системи.

Покращення показників якості керування НПК (критерій економічності), а саме визначення аналітичних залежностей втрат енергії в елементах систем низькопотенційних комплексів від основних параметрів регулювання і створення ефективних алгоритмів керування за максимум ККД (мінімумом втрат енергії) є актуальною задачею, рішення якої присвячені подальші розділи.

## РОЗДІЛ 2. ПОКРАЩЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ НПК ШЛЯХОМ УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ І МОДЕЛЕЙ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНИХ КОМПЛЕКСІВ

### 2.1. Загальний принцип ефективного керування системою низькопотенційного комплексу

Дотримуючись загальних принципів енергозберігаючого керування технологічними об'єктами, викладеними в [129], конденсатор, як об'єкт керування, що забезпечує конденсацію відпрацьованого в турбіні пари, представимо таким чином (рис.2.1).

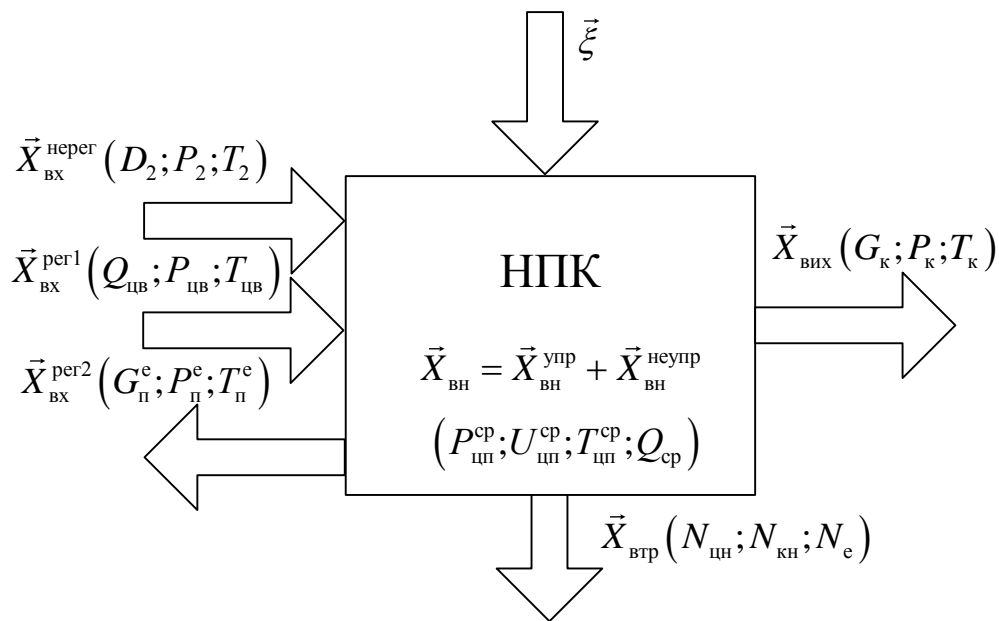


Рисунок 2.1 – Система НПК, як об'єкт керування

Вектор нерегульованих вхідних параметрів  $\vec{X}_{\text{вх}}^{\text{нерег}}$  включає номінальні для певного режиму роботи значення масової витрати ( $G_{\text{п}}^{\text{вх}}$ ), тиски ( $P_{\text{п}}^{\text{вх}}$ ) й температури ( $T_{\text{п}}^{\text{вх}}$ ) пари, що входить у конденсатор з останнього щабля турбіни.

Вектори регульованих параметрів  $\vec{X}_{\text{вх}}^{\text{рег1}}$  і  $\vec{X}_{\text{вх}}^{\text{рег2}}$  – відповідні значення параметрів охолодної води ( $G_{\text{в}}^{\text{вх}}, P_{\text{в}}^{\text{вх}}, T_{\text{в}}^{\text{вх}}$ ) й пари, яка видаляється ежекторами ( $G_{\text{п}}^e, P_{\text{п}}^e, T_{\text{п}}^e$ ).



При цьому вектор внутрішніх параметрів, по яких може безпосередньо здійснюватися керування:

$$\vec{X}_{\text{упр}} \{G_{\text{в}}^{\text{вх}}; G_{\text{п}}^{\text{е}}\}.$$

Вектор внутрішніх параметрів  $\vec{X}_{\text{вн}}$  може бути представлений середніми значеннями тиску ( $P_{\text{пк}}^{\text{сп}}$ ), температури ( $T_{\text{пк}}^{\text{сп}}$ ) й швидкості циркуляції пари ( $U_{\text{пк}}^{\text{сп}}$ ) в паровому просторі конденсатора, а також середнім значенням кількості теплоти ( $Q_{\text{сп}}$ ), що віддає пара холодній воді через стінки трубних пучків.

Вектор вихідних параметрів  $\vec{X}_{\text{вих}}$  являє собою значення масової витрати конденсату ( $G_{\text{к}}$ ).

Вектор втрат  $\vec{X}_{\text{втр}}$  – значення потужностей, споживаних циркуляційним насосом ( $N_{\text{щ}}$ ) і ежекторами ( $N_{\text{е}}$ ).

$\xi$  – вектор зовнішніх збурень.

## **2.2. Постановка завдання оптимізації режимів роботи НПК за критерієм мінімуму енергетичних втрат**

Завдання оптимізації експлуатаційних параметрів блоків ТЕС і АЕС у цілому й окремих його агрегатах складна, тому що доводиться мати справу із багатопараметричною оптимізацією в умовах неповної інформації [127]. Метою ефективного керування системою низькопотенційного комплексу в основних стаціонарних режимах роботи є забезпечення заданих значень параметрів конденсату на виході з конденсатора й тиску всередині нього при мінімальних сумарних втратах енергії.

Як критерій оптимальності при створенні ефективної АСК НПК може служити мінімум сумарних енергетичних втрат при підтримці необхідних параметрів на заданому рівні, обумовленому технологічним процесом, показниками надійності, безпеки й ін.

Тоді пошук оптимального енергозберігаючого режиму можна здійснити в результаті рішення наступного завдання:

$$\begin{cases} V = \Delta N; \\ \min_{X_{\text{вх}}^{\text{рег}}, R} \Delta N (X_{\text{вх}}, Y_{\text{вих}}, R, H, E); \\ R(X_{\text{вх}}, Y_{\text{вих}}, E) \geq 0; \\ H(X_{\text{вх}}, Y_{\text{вих}}) = 0, \end{cases} \quad (2.1)$$

де:

$$V = \{ \Delta N_1 \dots \Delta N_N \} = \{ v_1 \dots v_N \} \quad (2.2)$$

- функція мети;

$$Y_{\text{вих}} = \{ y_{\text{вих} 1} \dots y_{\text{вих} W} \} \quad (2.3)$$

- вихідні залежні параметри, що оптимізуються;

$$X_{\text{вх}} = \{ x_{\text{вх} 1} \dots x_{\text{вх} M} \} \quad (2.4)$$

- вхідні залежні й незалежні параметри (регульовані), що оптимізуються;

$$E = \{ \varepsilon_1 \dots \varepsilon_U \} \quad (2.5)$$

- зовнішні збурювання;

$$R = \{ r_1^{\text{min,max}} \dots r_K^{\text{min,max}} \} \quad (2.6)$$

– векторна функція обмежень-нерівностей (включає обмеження знизу й зверху на такі залежні параметри як витрата гострої пари на турбіну, електрична потужність турбоагрегату й ін.);

$$H = \{ h_1 \dots h_L \} \quad (2.7)$$

– векторна функція обмежень-рівностей, включає рівняння, що описують технологічні зв'язки між елементами схеми, енергетичні й матеріальні баланси елементів технологічної схеми й ін.

В основі математичної моделі лежить допущення, що всі змінні, параметри, обмеження й цільова функція моделі кількісно вимірні. Завдання на умовний екстремум звичайно має сенс, коли  $K < M$ . Саме в цьому випадку безліч припустимих рішень може містити більше однієї точки [128].

Із припустимої області вихідного завдання виділяється підобласть, що є околицею рішення завдання. У межах зазначеної області генеруються значення

оптимальних параметрів, обчислюються обмеження і значення вихідних параметрів. Визначаються точки, у яких: виконуються обмеження; значення вихідних параметрів перебувають у заданій околиці рішення; енергетичні втрати мінімальні, тобто:

$$\begin{cases} S = \{x_{\text{ВХ } 1}^{\text{ОПТ}} \dots x_{\text{ВХ } M}^{\text{ОПТ}}\}; \\ V = \min\{v_1 \dots v_N\}; \\ Y_{\text{ВИХ}} = Y_{\text{ВИХ}} \cdot R; \\ E = E. \end{cases} \quad (2.8)$$

Для рішення завдання ефективного керування математичну модель вихідних параметрів можна представити у вигляді залежності:

$$Y_{\text{ВИХ}} = X_{\text{ВХ}} \left[ A_{(Y_{\text{ВИХ}}-X_{\text{ВХ}})} + C_{(Y_{\text{ВИХ}}-X_{\text{ВХ}})} + V + E \right], \quad (2.9)$$

де  $A_{(i-n)}, C_{(i-n)}$  – коефіцієнти лінеаризації залежностей відповідних параметрів, отримані в результаті експерименту, статистичної обробки або теоретично. Вони являють собою суть взаємозв'язків між вхідними, вихідними і внутрішніми параметрами об'єкта керування, повинні враховувати вплив збурювань, старіння обладнання та інше. Параметри, як правило, мають нелінійну залежність, але у вузькому діапазоні змін, обумовленому обмеженнями, їх можна прийняти лінійними.

Формалізація завдання оптимізації по мінімуму енергетичних втрат у НПК буде виглядати:

- функція мети:

$$V = \begin{pmatrix} 1 / N_{\text{та}} \\ \Delta N_{\text{цн}}(N_{\text{цн}}) \\ \Delta N_{\text{кн}}(N_{\text{кн}}) \\ \Delta N_{\text{еж}}(N_{\text{еж}}) \\ \Delta N_{\Sigma} \end{pmatrix}; \quad (2.10)$$

- вхідні й вихідні параметри:

$$X_{\text{вх}}^{\text{рег}} = \begin{pmatrix} Q_{\text{цв}} \\ V_{\text{к}} \\ G_{\text{еж}} \\ G_{\text{пп}} \end{pmatrix}; \quad (2.11)$$

$$X_{\text{вх}}^{\text{нрег}} = \begin{pmatrix} D_2 \\ T_2 \\ T_{\text{цв}} \end{pmatrix}; \quad (2.12)$$

$$Y_{\text{вих}} = \begin{pmatrix} G_{\text{к}} \\ P_2 \\ T_{\text{к}} \\ P_{\text{к}} \end{pmatrix}; \quad (2.13)$$

- зовнішні збурювання:

$$E = \begin{pmatrix} \Delta T_{\text{цв}} \\ P_{\text{цв}} \end{pmatrix}; \quad (2.14)$$

- обмеження на вхідні:

$$R_{X_{\text{вх}}^{\text{рег}}} = \begin{pmatrix} Q_{\text{цв}}^{\text{min}} & Q_{\text{цв}}^{\text{max}} \\ V_{\text{к}}^{\text{min}} & V_{\text{к}}^{\text{max}} \\ G_{\text{еж}}^{\text{min}} & G_{\text{еж}}^{\text{max}} \end{pmatrix}; \quad (2.15)$$

й вихідні параметри:

$$R_{Y_{\text{вих}}} = \begin{pmatrix} G_{\text{к}}^{\text{min}} & G_{\text{к}}^{\text{max}} \\ P_2^{\text{min}} & P_2^{\text{max}} \\ T_{\text{к}}^{\text{min}} & T_{\text{к}}^{\text{max}} \\ P_{\text{к}}^{\text{min}} & P_{\text{к}}^{\text{max}} \end{pmatrix}. \quad (2.16)$$

Взаємозв'язку між вхідними параметрами і функцією мети, вхідними і вихідними параметрами, збурюваннями і обмеженнями визначаються розрахунковим шляхом або шляхом апроксимації експериментальних характеристик. У результаті складаються матриці взаємозв'язків:

$$A_{V-X_{\text{вх}}}, C_{V-X_{\text{вх}}}, A_{Y_{\text{вих}}-X_{\text{вх}}}, C_{Y_{\text{вих}}-X_{\text{вх}}}, A_{V-E}, C_{V-E}, H_{X_{\text{вх}}}, H_{Y_{\text{вих}}}. \quad (2.17)$$

Взаємозв'язку параметрів НПК, технологічних обмежень і зовнішніх збурювань можна представити у вигляді графа на рис. 2.2.

У рівняннях (2.10)-(2.16) і на рис. 2.2:

$\Delta N$  – втрати потужності, Вт;  $G$  – масова витрата рідини, кг/з;  $D$  – масова витрата пари, кг/с;  $Q$  – витрата рідини, м<sup>3</sup>/с;  $V$  – швидкість, м/с;  $P$  – тиск, Па;  $T$  – температура, °К. Індокси: цв – циркуляційна вода; к – конденсат; еж – ежектор (ежектуєма пара); та – турбоагрегат; цн – циркуляційний насос; кн – конденсатний насос; 2 – пара в конденсаторі.

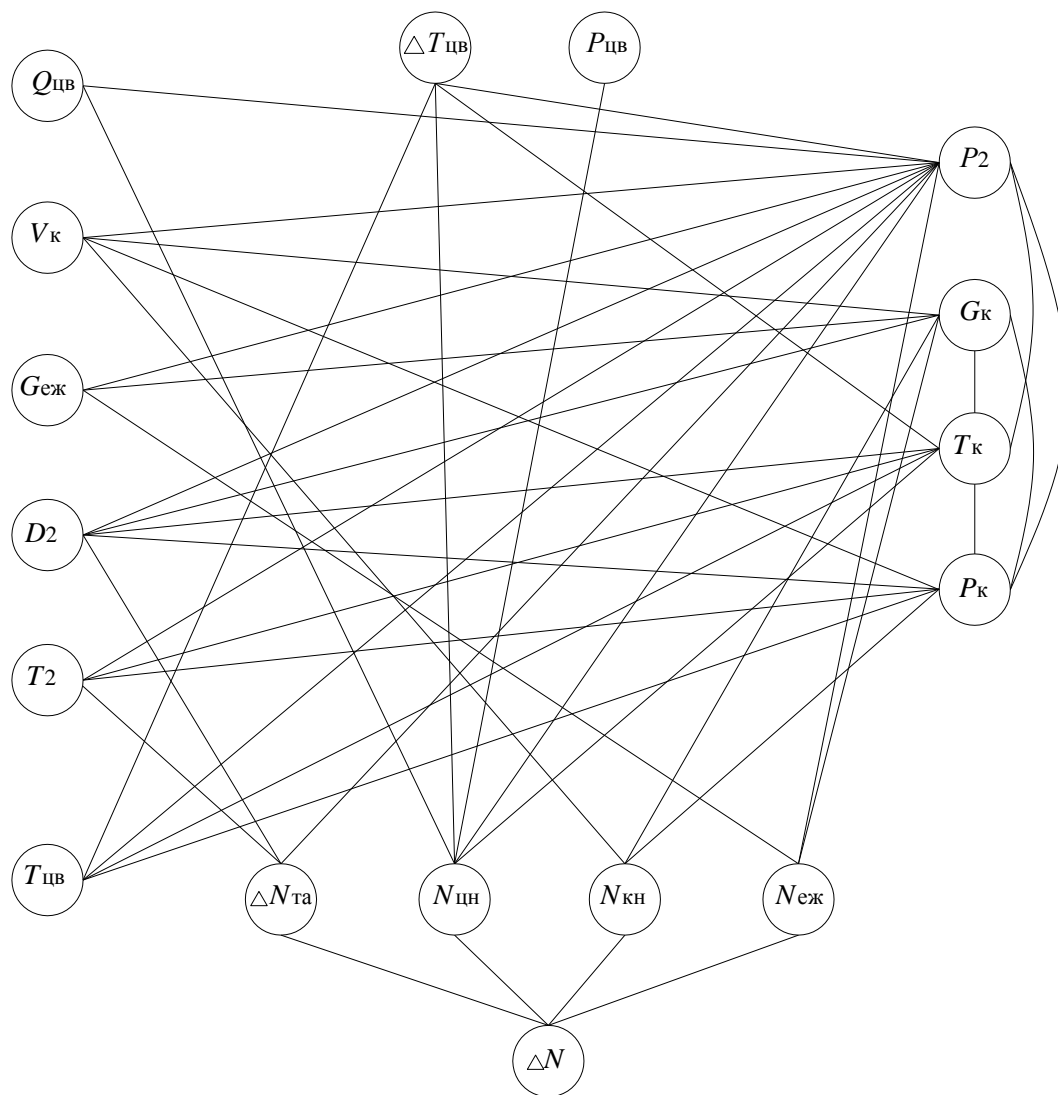


Рисунок 2.2 – Граф взаємозв'язків параметрів НПК

Практичне завдання оптимізації роботи НПК по мінімуму енергетичних втрат буде являти собою знаходження значень параметрів регульованих

величин, при яких втрати енергії будуть мінімальні (при фіксованому значенні потужності блоку), а також побудова статичних експлуатаційних регульовальних характеристик НПК у всьому діапазоні нормальної роботи.

## **Висновки**

1) Запропоновано метод оптимізації режимів роботи систем низькопотенційного комплексу електростанцій за критерієм мінімуму енергетичних втрат, що дозволить знизити втрати енергії й поліпшити техніко-економічні показники роботи енергоблоку.

2) Поставлене формальне завдання оптимізації, отримано рівняння, необхідні для її рішення.

## **2.3. Математичне моделювання елементів низькопотенційних комплексів**

### **2.3.1. Математична модель стаціонарного режиму роботи конденсатора**

Значення температури конденсації в конденсаторі при заданому значенні тиску  $P_{пк}^{сп}$ :

$$T_{пк}^{сп} = f(P_{пк}^{сп}) \quad (2.18)$$

Для охолодження пари в конденсатор подається охолодна вода циркуляційним насосом, яка, проходячи по внутрішніх поверхнях охолодних пучків, забезпечує необхідний теплообмін.

При цьому поверхнева щільність теплового потоку, переданого від пари до зовнішніх поверхонь трубних пучків, що проходить через стінки трубних пучків і віддає внутрішніх стінок трубних пучків охолодній воді, визначається виразом:

$$g = \alpha_{п}^{сп} (T_{пк}^{сп} - T_{ст}^{сп'}); \quad (2.19)$$

$$g = \frac{T_{ст}^{сп'} - T_{ст}^{сп''}}{\sum_{i=1}^n (\delta_i / \lambda_i)}; \quad (2.20)$$

$$g = \alpha_B^{cp} (T_{ct}^{cp''} - T_B), \quad (2.21)$$

де лінеаризовані функції середніх коефіцієнтів тепловіддачі від пари до зовнішніх стінок трубних пучків і від внутрішніх стінок трубних пучків до охолодної води:

$$\alpha_n^{cp} = C_{an}^{Tn} T_{nn}^{cp} + C_{an}^{Tn} T_{ct}^{cp'}; \quad (2.22)$$

$$\alpha_B^{cp} = C_{ab}^g G_b; \quad (2.23)$$

де  $T_{ct}^{cp'}$  й  $T_{ct}^{cp''}$  – середні значення температур зовнішніх і внутрішніх поверхонь трубних пучків;  $T_{nn}^{cp}$  – середнє значення температури насиченої пари (при якому відбувається його конденсація);  $\delta_i$  і  $\lambda_i$  – товщини й теплопровідності шарів стінок трубних пучків (з урахуванням можливих покриттів і відкладень);  $C_{an}^{Tn}$ ,  $C_{an}^{Tcm}$ ,  $C_{ab}^g$  – відповідні коефіцієнти лінеаризації;  $G_b$  – витрата охолодної води.

При цьому утворюється конденсат з масовою витратою:

$$G_k = C_{gk}^q q, \quad (2.24)$$

де

$$C_{gk}^q = A_k / r; \quad (2.25)$$

де  $A_k$  – площа поверхні трубних пучків;  $r$  – питома теплота паротворення (конденсації) при відповідних значеннях тиску і температури насичення  $P_{nn}^{cp}$  й  $T_{nn}^{cp}$ .

Циркуляційний насос, подаючи в конденсатор охолодну воду, розвиває корисну гідравлічну потужність:

$$N_B = G_B P_B / \rho_B = Q_{цв} P_B, \quad (2.26)$$

де  $Q_{цв}$  – об'ємна витрата охолодної води;  $\rho_B$  – щільність води;  $P_B$  – тиск, що розвиває насос.

Циркуляційний насос повинен забезпечувати тиск для компенсації гідравлічного опору конденсатора ( $\Delta P_{гк}$ ) і циркуляційного трубопроводу ( $\Delta P_{гцт}$ ):

$$P_B = \Delta P_{гк} + \Delta P_{гцт} \quad (2.27)$$

Гідравлічний опір конденсатора:

$$\Delta P_{r1} = z(\Delta P_{r1} + \Delta P_{r2}) + (z+1)\Delta P_{r3}, \quad (2.28)$$

де  $Z$  – число ходів води;

Опір конденсаторних трубок:

$$\Delta P_{r1} = \lambda_{тр} \frac{L}{d_2} \frac{\rho_B U_B^2}{2} = \lambda_{тр} \frac{L}{d_2} \frac{\rho_B Q_{цв}^2}{2S_2^2}. \quad (2.29)$$

Опір на вході й виході охолодної води із трубної системи:

$$\Delta P_{r2} = \zeta_2 \rho_B (U_B - U_k)^2. \quad (2.30)$$

Опір водяних камер:

$$\Delta P_{r3} = \zeta_3 \rho_B \frac{U_{вх}^2}{2}, \quad (2.31)$$

де  $\lambda_{тр}$  – коефіцієнт гідравлічного тертя, обумовлений як функція числа Рейнольдса;  $L$  і  $d_2$  – довжина й діаметр конденсаторних трубок;  $U_B = Q_B/S_2$  – швидкість води;  $\zeta_2$  – коефіцієнт, який залежить від способу кріплення трубок (при чепцевому кріпленні  $\zeta_2 = 1,5$ ; при двостороннім розвальцьовуванні  $\zeta_2 = 1$ ; при змішаному способі кріплення трубок  $\zeta_3 = 1,25$ );  $U_k$  – швидкість води в камерах, оцінювана як  $(0,15 - 0,30)U_B$ ;  $U_{вх} = U_k$  – швидкість води на вході в кожну камеру;  $\zeta_3$  – коефіцієнт гідравлічного опору входу води в камеру ( $\zeta_3 \approx 1$ ).

Функція гідравлічного опору конденсатора може бути представлена у вигляді:

$$\Delta P_r = C_{PQ} Q_{цв}^2, \quad (2.32)$$

або, у лінеаризованому варіанті:

$$\Delta P_r = C'_{PQ} Q_{цв}, \quad (2.33)$$

де  $C_{PQ}$  й  $C'_{PQ}$  – відповідні коефіцієнти.

Опір циркуляційного трубопроводу:

$$\Delta P_{цт} = \left( \lambda_{цт} \frac{L_{цт}}{d_{цт}} + \sum \zeta_{мцт} \right) \frac{\rho_B}{2} \frac{Q_{цв}^2}{2S_{цт}^2} + \zeta_{рз} \frac{\rho_B}{2} \frac{Q_{цв}^2}{2S_{рз}^2}, \quad (2.34)$$

де  $\lambda_{цт}$  – коефіцієнт гідравлічного тертя в циркуляційному трубопроводі;  $L_{цт}$  і  $d_{цт}$  – довжина й діаметр циркуляційного трубопроводу;  $\sum \zeta_{мцт}$  – сумарний



коефіцієнт місцевих опорів циркуляційного трубопроводу;  $S_{\text{цт}}$  – площа поперечного перерізу циркуляційного трубопроводу;  $\zeta_{\text{рз}}$  – коефіцієнт місцевого опору регулюючої засувки;

Площа прохідного перетину регулюючої засувки:  $S_{\text{рз}} = S_{\text{рз}}(X_{\text{рз}})$ , або  $S_{\text{рз}} = S_{\text{рз}}(\varphi_{\text{рз}})$ .

Опір циркуляційного трубопроводу може бути представлено у вигляді:

$$\Delta P_{\text{цт}} = \left\{ C_{\text{цт}} + 0,25 \rho_{\text{в}} \zeta_{\text{рз}} [S_{\text{рз}}(X_{\text{рз}})] / [S_{\text{рз}}(X_{\text{рз}})]^2 \right\} Q_{\text{цв}}^2, \quad (2.35)$$

де

$$C_{\text{цт}} = 0,25 \left( \lambda_{\text{цт}} \frac{L_{\text{цт}}}{d_{\text{цт}}} + \sum \zeta_{\text{мцт}} \right) \rho_{\text{в}} / S_{\text{цт}}^2; \quad (2.36)$$

$\zeta_{\text{рз}} [S_{\text{рз}}(X_{\text{рз}})]$  – функція коефіцієнта гідравлічного опору регулюючої засувки від площі прохідного перетину регульованої засувки;

$S_{\text{рз}}(X_{\text{рз}})$  – функція площі прохідного перетину регулюючої засувки від її положення (лінійного  $X_{\text{рз}}$  або кутового  $\varphi_{\text{рз}}$ ).

У лінеаризованому варіанті:

$$\Delta P_{\text{цт}} = C_{\text{рх}}^{\text{цт}} X_{\text{рз}} + C_{\text{рқ}}^{\text{цт}} Q_{\text{цв}}, \quad (2.37)$$

де  $C_{\text{рх}}^{\text{цт}}$  й  $C_{\text{рқ}}^{\text{цт}}$  – коефіцієнт лінеаризації.

Якщо насос працює при незмінному положенні регулюючої засувки (зокрема, при повністю відкритій засувці), то:

$$\Delta P_{\text{цт}} = (C_{\text{рх}}^{\text{цт}})' Q_{\text{цв}}, \quad (2.38)$$

При зневазі геометричною висотою підйому циркуляційної води:

$$\Delta P_{\text{в}} = \Delta P_{\text{цт}} + \Delta P_{\text{г}}, \quad (2.39)$$

і функція корисної потужності циркуляційного насоса приймає вигляд:

$$N_{\text{в}} = Q_{\text{цв}} \Delta P_{\text{цт}} = (C_{\text{рх}}^{\text{цт}} X_{\text{рз}} + C_{\text{рқ}}^{\text{цт}} Q_{\text{цв}}) Q_{\text{цв}}, \quad (2.40)$$

У лінеаризованому варіанті:

$$N_{\text{в}} = C_{\text{рх}}^{\text{цт}} X_{\text{рз}} + C_{\text{NQ}}^{\text{цт}} Q_{\text{цв}}, \quad (2.41)$$

або, при повністю відкритій засувці (при незмінному положенні засувки):

$$N_B = (C_{NQ}^{шт})' Q_{цв}, \quad (2.42)$$

Функція споживаної потужності циркуляційного насоса:

$$N_{цн}^{спож} = N_B / \eta_{цн}, \quad (2.43)$$

де функція ККД циркуляційного насоса:

$$\eta_{цн} = \eta_{цн}(Q_{цв}, n_{цн}), \quad (2.44)$$

$n_{цн}$  – частота обертання насоса.

У свою чергу функція залежності витрати води від частоти обертання:

$$Q_{цв} = Q_{цв}(n_{цн}). \quad (2.45)$$

У лінеаризованому варіанті:

$$Q_{цв} = C_{Qn}^{цн}(n_{цн}); \quad (2.46)$$

$$\eta_{цн} = C_{Q\eta}^{цн} \cdot Q_{цв} + C_{\eta n}^{цн} n_{цн}, \quad (2.47)$$

або

$$\eta_{цн} = (C_{Q\eta}^{цн} \cdot C_{Qn}^{цн} + C_{\eta n}^{цн}) n_{цн}, \quad (2.48)$$

і лінеаризована функція потужності насоса:

$$N_{цн}^{спож} = C_{NX}^{цн} \cdot X_{рз} + C_{nQ}^{цн} n_{цн}. \quad (2.49)$$

При надходженні в конденсатор відпрацьованої пари та охолоджуючої води, у процесі підтримки вакууму й утворення конденсату тепловий баланс конденсатора в стаціонарному режимі описується співвідношенням:

$$Q_{п}^{вх} = Q_{п}^{охол} + Q_{конд} + Q_{пе}, \quad (2.50)$$

або

$$\Phi_{п}^{вх} = \Phi_{п}^{охол} + \Phi_{конд} + \Phi_{пе}, \quad (2.51)$$

де  $Q_{п}^{вх}, \Phi_{п}^{вх}, Q_{п}^{охол}, \Phi_{п}^{охол}, Q_{конд}, \Phi_{конд}, Q_{пе}, \Phi_{пе}$  – відповідно, кількості теплоти й теплові потоки, які втримуються в парі, що входить у конденсатор; віддають пором охолодній воді; у конденсаті; у парі, що відсмоктує ежектор.

З обліком того, що в стаціонарному режимі відповідні теплові потоки визначаються співвідношеннями:

$$\Phi_{п}^{вх} = C_{пр}^{вх} (T_{п}^{вх} - T_{пк}^{вх}) G_{п}^{вх}; \quad (2.52)$$

$$\Phi_{п}^{охол} = qA_k; \quad (2.53)$$

$$\Phi_{\text{конд}} = C_{p \text{ конд}} G_{\text{к}} (T_{\text{пк}}^{\text{сп}} - T_{\text{конд}}^{\text{сп}}); \quad (2.54)$$

$$\Phi_{\text{пе}} = C_{pn}^{\text{к}} G_{\text{пе}} (T_{\text{пк}}^{\text{сп}} - T_{\text{с}}), \quad (2.55)$$

рівняння теплового балансу може бути представлено у вигляді:

$$\begin{aligned} C_{pn}^{\text{вх}} T_{\text{п}}^{\text{вх}} G_{\text{п}}^{\text{вх}} - C_{pn}^{\text{вх}} T_{\text{пк}}^{\text{сп}} G_{\text{п}}^{\text{вх}} = qA_{\text{к}} + C_{p \text{ конд}} G_{\text{к}} T_{\text{пк}}^{\text{сп}} - \\ - C_{p \text{ конд}} G_{\text{к}} T_{\text{конд}}^{\text{сп}} + C_{pn}^{\text{к}} G_{\text{пе}} T_{\text{пк}}^{\text{сп}} - C_{pn}^{\text{к}} G_{\text{пе}} T_{\text{с}} \end{aligned}; \quad (2.56)$$

або

$$\begin{aligned} T_{\text{пк}}^{\text{сп}} (C_{pn}^{\text{вх}} G_{\text{п}}^{\text{вх}} + C_{p \text{ конд}} G_{\text{к}} + C_{pn}^{\text{к}} G_{\text{пе}}) = \\ = (C_{pn}^{\text{вх}} T_{\text{п}}^{\text{вх}} G_{\text{п}}^{\text{вх}} + C_{p \text{ конд}} G_{\text{к}} T_{\text{конд}}^{\text{сп}} + C_{pn}^{\text{к}} G_{\text{пе}} T_{\text{с}}) - qA_{\text{к}} \end{aligned}. \quad (2.57)$$

Аналіз математичної моделі конденсатора, попередній аналіз експериментальних даних і огляд існуючої літератури, наведений у роботі [129] показав, що на процес теплообміну в конденсаторі та на ефективності роботи турбіни та НПК впливають наступні фактори (параметри):

- витрата пари через конденсатор  $D_2$ , величина якого пропорційна потужності турбіни  $N_{\text{т}}$  і електричної потужності  $N_{\text{е}}$  енергоблоку в цілому. Потужність блоку задається енергосистемою, і є в більшості випадків для НПК є нерегульованим параметром;

- величина вакууму в конденсаторі  $P_2$ , рівень якого підтримується роботою циркуляційних та ежекторних установок;

- витрата циркуляційної води;

- температура циркуляційної води  $T_1^{\text{в}}$ ;

- витрата конденсату (інтенсивність відкачки конденсату);

- фізико-механічні властивості трубних пучків з урахуванням можливих покриттів і відкладень (товщина, площа трубних пучків, теплопровідність шарів стінок і т.і.). Ці параметри також є нерегульованими.

Таким чином, процес регулювання НПК, в основному, зводиться до регулювання продуктивністю ежекторних установок і циркуляційних насосів. Від оптимального вибору значень основних параметрів цих установок з обліком всіх можливих втрат у них, буде залежати ефективність роботи НПК і турбіни.

### 2.3.2. Загальна математична модель

3 моделей окремих робочих процесів і елементів конденсатора, представлених в [130], може бути складена загальна математична модель стаціонарного режиму роботи конденсатора:

$$\left. \begin{aligned}
 G_{\Pi}^{\text{BX}} &= G_{\text{к}} + G_{\Pi}^{\text{е}} , \\
 G_{\Pi}^{\text{е}} &= C_{\text{пе}}^{\text{X}} X_{\text{рз}}^{\text{е}} + C_{\text{пе}}^{\text{рпк}} P_{\text{пк}}^{\text{сп}} , \\
 T_{\text{пн}}^{\text{сп}} &= C_{\text{Трп}} P_{\text{пк}}^{\text{сп}} + C'_{\text{Трп}} , \\
 q &= \alpha_{\Pi}^{\text{сп}} (T_{\text{пн}}^{\text{сп}} - T_{\text{ст}}^{\text{сп}}) , \\
 q &= (T_{\text{ст}}^{\text{сп}'} - T_{\text{ст}}^{\text{сп}''}) / \sum_{i=1}^n (\delta_i / \lambda_i) , \\
 q &= \alpha_{\text{в}}^{\text{сп}} (T_{\text{ст}}^{\text{сп}''} - T_{\text{в}}^{\text{сп}}) , \\
 \alpha_{\Pi}^{\text{сп}} &= C_{\alpha\Pi}^{\text{тн}} T_{\text{пн}}^{\text{сп}} + C_{\alpha\Pi}^{\text{тсм}} T_{\text{пн}}^{\text{сп}'} , \\
 \alpha_{\text{в}}^{\text{сп}} &= C_{\alpha\text{в}}^{\text{Г}} \rho_{\text{в}} Q_{\text{в}} , \\
 G_{\text{к}} &= C_{\text{гк}}^{\text{q}} q , \\
 N_{\text{в}} &= Q_{\text{в}} P_{\text{в}} = C_{\text{Nк}}^{\text{цт}} X_{\text{рз}}^{\text{цн}} + C_{\text{Nq}}^{\text{цт}} Q_{\text{в}} , \\
 N_{\text{цн}}^{\text{спож}} &= N_{\text{в}} / \eta_{\text{цн}} = C_{\text{Nк}}^{\text{цн}} X_{\text{рз}}^{\text{цн}} + C_{\text{Nq}}^{\text{цн}} n_{\text{цн}} , \\
 Q_{\text{в}} &= C_{\text{qv}}^{\text{Xрз}} X_{\text{рз}}^{\text{цн}} + C_{\text{qe}}^{\text{н}} n_{\text{цн}} , \\
 T_{\text{пк}}^{\text{сп}} (C_{\text{рп}}^{\text{BX}} G_{\Pi}^{\text{BX}} + C_{\text{рконд}} G_{\text{к}} + C_{\text{рп}}^{\text{к}} G_{\Pi}^{\text{е}}) &= \\
 &= (C_{\text{рп}}^{\text{BX}} T_{\Pi}^{\text{BX}} G_{\Pi}^{\text{BX}} + C_{\text{рконд}} G_{\text{к}} T_{\text{конд}}^{\text{сп}} + C_{\text{рп}}^{\text{к}} G_{\text{пе}} T_{\text{с}}) - q A_{\text{к}} ,
 \end{aligned} \right. \quad (2.58)$$

де  $G_{\Pi}^{\text{BX}}$  – масова витрата вступника відпрацьованої пари;

$G_{\text{к}}$  – масова витрата конденсату, що утвориться;

$G_{\Pi}^{\text{е}}$  – витрата пари, що видаляє з конденсатора ежекторами для підтримки заданого значення вакууму;

$T_{\text{пн}}^{\text{сп}}$  – температура конденсації;

$q$  – поверхнева щільність теплового потоку, переданого від пари до зовнішніх поверхонь трубних пучків, що проходить через стінки трубних пучків і віддає внутрішніх стінок трубних пучків охолодній воді;

$\alpha_{\text{н}}^{\text{сп}}$  ,  $\alpha_{\text{в}}^{\text{сп}}$  – коефіцієнти тепловіддачі від пари до зовнішніх стінок трубних пучків і від внутрішніх стінок трубних пучків до охолодної води;

$T_{\text{ст}}^{\text{сп}'}$  і  $T_{\text{ст}}^{\text{сп}''}$  – середні значення температур зовнішніх і внутрішніх поверхонь трубних пучків;

$T_{\text{пн}}^{\text{сп}}$  – середнє значення температури насиченої пари (при якому відбувається його конденсація);

$\delta_i$  і  $\lambda_i$  – товщини й теплопровідності шарів стінок трубних пучків (з урахуванням можливих покриттів і відкладень);

$C_{\text{ан}}^{\text{Тн}}$ ,  $C_{\text{ан}}^{\text{Тсм}}$ ,  $C_{\text{аб}}^{\text{г}}$  – відповідні коефіцієнти лінеаризації;

$N_{\text{в}}$  – корисна гідравлічна потужність циркуляційного насоса;

$Q_{\text{в}}$  – об'ємна витрата охолодної води (подача циркуляційного насоса);

$\rho_{\text{в}}$  – щільність води;

$P_{\text{в}}$  – тиск, що розвиває насосом;

$N_{\text{пн}}^{\text{спож}}$  – споживана потужність циркуляційного насоса;

$\eta_{\text{пн}}$  – ККД циркуляційного насоса;

$A_{\text{к}}$  – площа поверхні трубних пучків;

$r$  – питома теплота паротворення (конденсації) при відповідних значеннях тиску й температури насичення  $P_{\text{пн}}^{\text{сп}}$  й  $T_{\text{пн}}^{\text{сп}}$ .

#### **2.4. Розробка алгоритму визначення оптимуму циркуляційної води**

З досвіду експлуатації турбінного устаткування відомо, що залежність витрати пари через конденсатор  $D_2$  від витрати первинної пари  $D_0$  (або потужності турбіни  $N_{\text{T}}$ ) має вигляд, характер якого при лінійній апроксимації показаний на рис. 2.3.

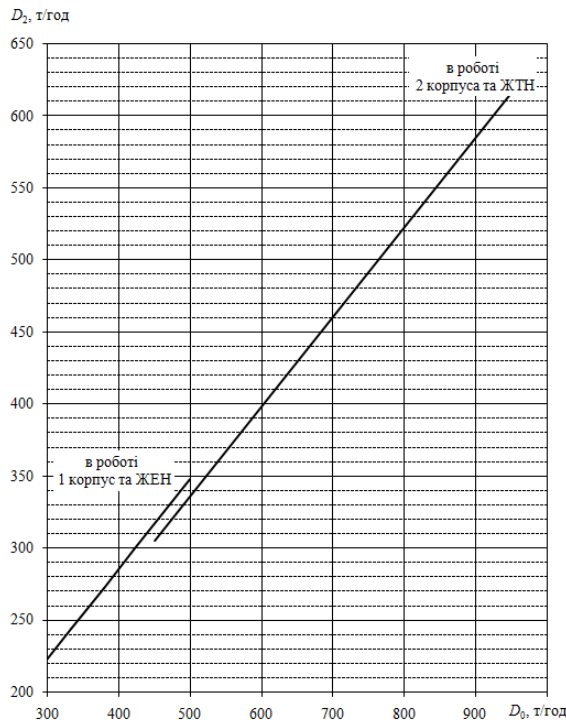


Рисунок 2.3 – Залежність витрати пари в конденсатор  $D_2$  від витрати первинної пари  $D_0$ . Конденсатор турбіни К-300-240

Основним параметром регулювання у системі НПК є витрата пари через конденсатор, що, у свою чергу, прямо залежить від електричної потужності генератора.

Виходячи із залежності на рис. 2.3, можна записати:  $D_2 = A_{D0} \cdot D_0 + B_{D0}$ , або  $D_2 = A_{N_T} \cdot N_T + B_{N_T}$  або  $D_2 = A_{N_e} \cdot N_e + B_{N_e}$ , де  $N_T$  – електрична потужність генератора,  $A_{D0}$ ,  $B_{D0}$ ,  $A_{N_T}$ ,  $B_{N_T}$ ,  $A_{N_e}$ ,  $B_{N_e}$  – відповідні коефіцієнти лінеаризації.

Значення вакууму в конденсаторі при будь-яких значеннях витрати пари  $D_2$  визначається величиною витрати охолодної води, і її температурою. На рис. 2.4 показані значення тиску в конденсаторі  $P_2$  залежно від витрати пари в ньому  $D_2$  для різних значень температур охолодної води  $T_1^B$  й фіксованій витраті охолодної води  $Q_{цв}$ .

Тоді величина вакууму в конденсаторі буде функцією 3-х змінних:

$$P_2 = f(D_2, Q_{цв}, T_1^B). \quad (2.59)$$

Завдання має два рішення: який буде вакуум при заданих  $D_2, Q_{\text{цв}}, T_1^B$ , або який необхідна витрата охолодної води для забезпечення необхідного вакууму при заданих  $D_2$  і  $T_1^B$ .

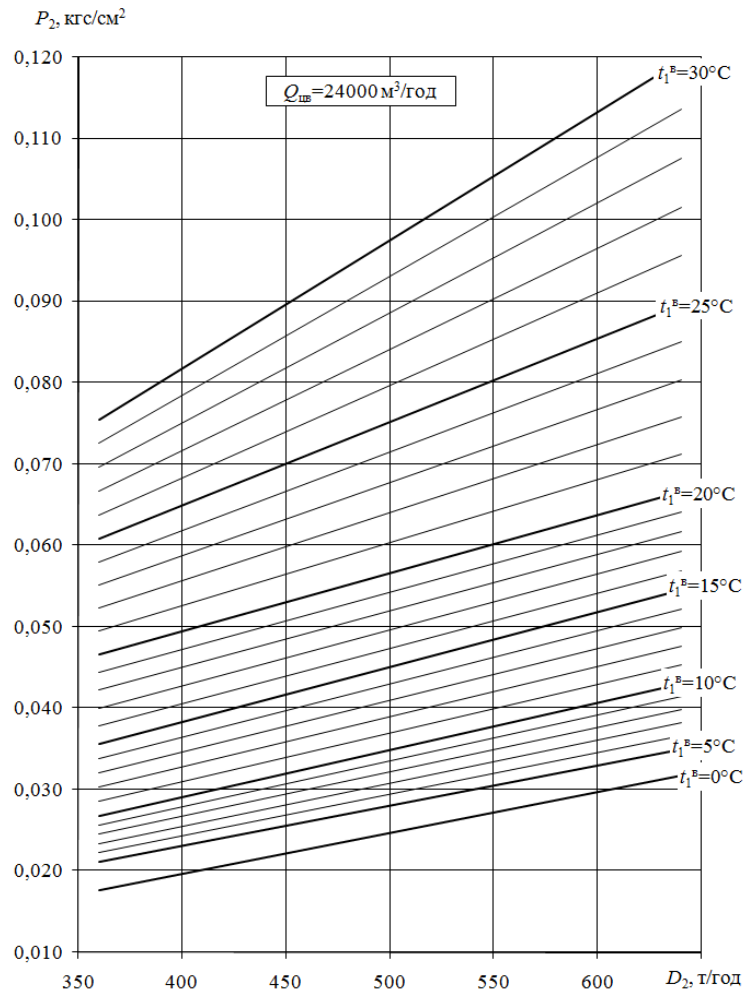


Рисунок 2.4 – Характер зміни тиску в конденсаторі  $P_2$  від витрати пари в ньому  $D_2$  для різних значень температур охолодної води  $T_1^B$  й фіксованій витраті охолодної води  $Q_{\text{цв}}$ . Конденсатор турбіни К-300-240

При зниженні тиску в конденсаторі збільшується енергетична ефективність роботи турбіни, однак також збільшуються втрати на приводи циркуляційних насосів і ежекторів.

Зміни (виправлення) питомих витрат тепла, палива й витрати свіжої пари залежно від рівня вакууму в конденсаторі мають вигляд, показаний на рис. 2.5.

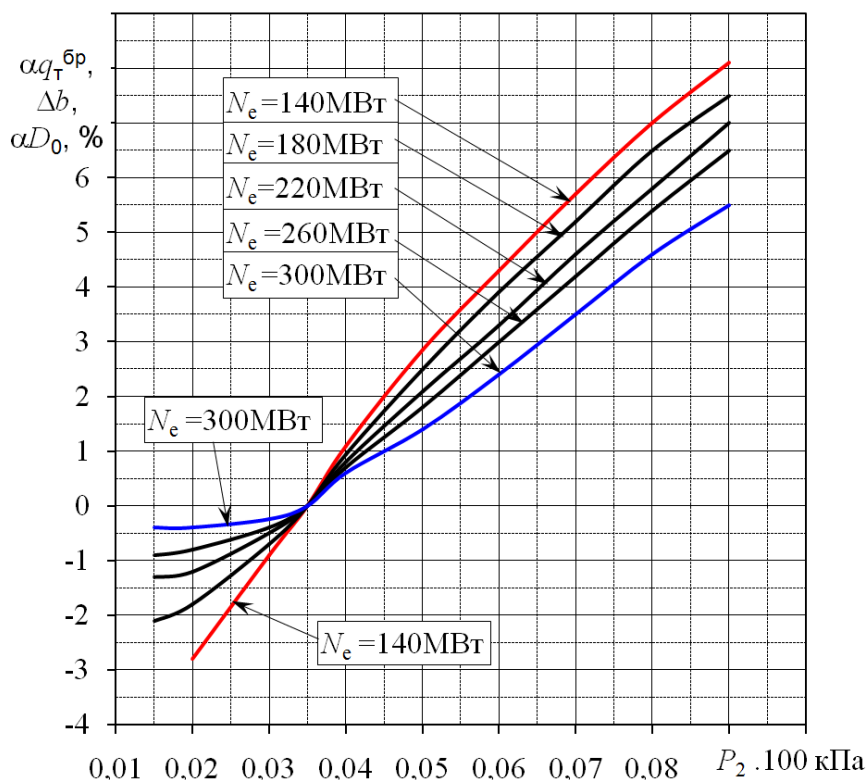


Рисунок 2.5 – Виправлення до питомої витрати тепла, палива й витраті свіжої пари на відхилення тиску в конденсаторі, наведеному до проєктного (сходження в одній точці). Турбіна К-300-240

У завдання НПК входить створення та забезпечення необхідного кінцевого тиску пари в турбіні  $P_K$ .

Найбільш істотний зв'язок НПК із енергоблоком здійснюється через кінцеві параметри пари ( $P_K$ ,  $T_K$ ) і витрата електроенергії на привід насосів комплексу, тобто НПК впливає на економічність ТЕС, впливаючи на їх ККД [131]:

$$\eta_c = \eta_{ty} \cdot \eta_{ky} \cdot \eta_{tr} (1 - \beta_{вп}) , \quad (2.60)$$

де  $\eta_{ty} = \eta_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r$  – ККД турбоустановки;

$$\eta_i = \frac{h_0 - h_K}{h_0 - h'_K} \text{ – абсолютний внутрішній ККД турбіни;} \quad (2.61)$$

$h_K = f(P_K)$ ,  $h'_K = f(P_K)$  – ентальпія пари і його конденсату.



Як видно з вираження (2.60), кінцевий тиск впливає на ККД турбоустановки і витрату електроенергії на власні потреби електростанції  $\beta_{\text{вп}}$ .

Сумарна величина втрат розташовуваної енергії в НПК для енергоблоків ТЕС потужністю 300-1200 МВт становить 7-8% для систем водопостачання з водоймами-охолоджувачами й випарними градирнями та 8-10% для систем з радіаторними й сухими градирнями [132].

Для випадку, коли за якимись причинами, тиск у конденсаторі зростає ( $+\Delta P_{\text{к}}$ ), рівняння енергетичного балансу буде мати вигляд:

$$\Delta N_{\text{кп}} = -\Delta N_{\text{к}} + \Delta N_{\text{цн}} + \Delta N_{\text{кн}} + \Delta N_{\text{еж}} + \Delta N_{\text{нд}}, \quad (2.62)$$

тобто оптимальному значенню тиску пари в конденсаторі  $P_{\text{к}} = \text{opt}$  буде відповідати мінімальне зниження вироблення енергії, тобто  $\Delta N_{\text{кп}} = \text{min}$ . Ця справедливі також при  $Q_0 = \text{const}$ .

Таким чином, за критерій ефективності роботи НПК може бути прийняте значення збільшення вироблення потужності турбіни  $\Delta N_{\text{кп}}$ .

Аналіз експлуатації НПК Запорізької АЕС показує, що основні параметри конденсатора значно міняються в плинні року (рис. 2.6). А, отже, необхідно мати таку АСК НПК, яка б забезпечувала максимум ККД системи при будь-яких відхиленнях експлуатаційних параметрів (сезонні зміни температури, режимні зміни потужності турбіни і т.і.).

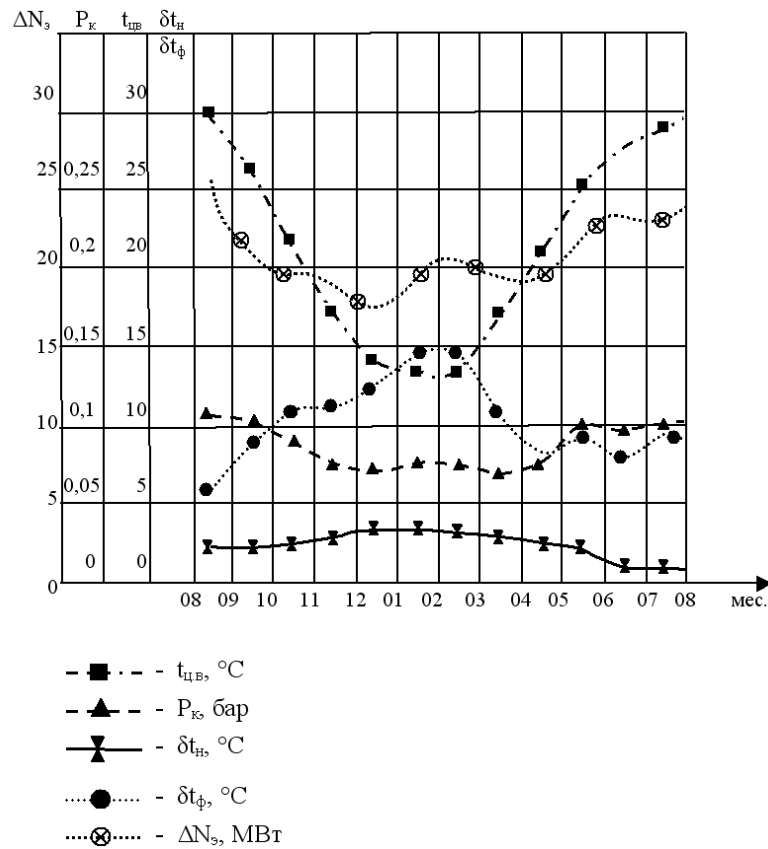


Рисунок 2.6 – Основні показники роботи конденсатора блоку Запорізької АЕС протягом року

Експериментальні дослідження, проведені на блоці 300 МВт Зміївської ТЕС показали, що залежність тиску пари у конденсаторі від температури циркуляційної води й витрати пари при фіксованій витраті циркуляційної води має вигляд, показаний на рис. 2.4. Як видно з рисунку, залежність тиску пари  $P_2$  від витрати пари  $D_2$  має лінійний характер, тобто сімейство кривих описується системою рівнянь:

$$\begin{cases} P_{21} = A_1 D_2 + B_1 | T_{цв} = T_1 \\ P_{22} = A_2 D_2 + B_2 | T_{цв} = T_2 \\ P_{23} = A_3 D_2 + B_3 | T_{цв} = T_3, \text{ при } Q_{цв} = Q_{цв1} \\ \dots \\ P_{2i} = A_i D_2 + B_i | T_{цв} = T_i \end{cases} \quad (2.63)$$

Аналогічним образом будуються системи рівнянь для  $Q_{цв} = Q_{цв2}$ ,  $Q_{цв} = Q_{цв3}$ ,  $Q_{цв} = Q_{цвi}$ . Однак такі залежності для керування не зовсім зручні,

тому з експериментальних характеристик необхідно побудувати системи рівнянь типу:

$$\begin{cases} Q_{цв1} = A_1 D_2 + B_1 | P_2 = P_{21} \\ Q_{цв2} = A_2 D_2 + B_2 | P_2 = P_{22} \\ Q_{цв2} = A_3 D_2 + B_3 | P_2 = P_{23}, \text{ при } T_{цв} = T_{цв1} \\ \dots \\ Q_{цви} = A_i D_2 + B_i | P_2 = P_{2i} \end{cases} \quad (2.64)$$

$$\begin{cases} Q_{цв1} = A_1 D_2 + B_1 | P_2 = P_{21} \\ Q_{цв2} = A_2 D_2 + B_2 | P_2 = P_{22} \\ Q_{цв2} = A_3 D_2 + B_3 | P_2 = P_{23}, \text{ при } T_{цв} = T_{цви} \\ \dots \\ Q_{цви} = A_i D_2 + B_i | P_2 = P_{2i} \end{cases} \quad (2.65)$$

Графічно ці залежності будуть виглядати, як показано на рис. 2.7:

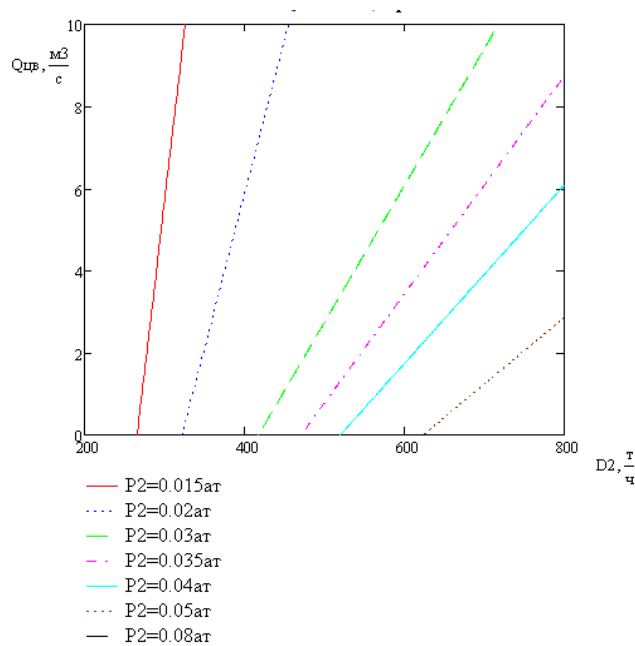


Рисунок 2.7 – Залежність температури циркуляційної води від витрати пари в конденсаторі при різних значеннях вакууму

При зміні витрати пари, що у турбіні  $D_2$  і бажаному тиску в конденсаторі  $P_2$  за графіком (для кожної температури – графік свій) визначається необхідна витрата циркуляційної води  $Q_{цв}$ , що забезпечує заданий тиск у конденсаторі.

Для рішення задачі у загальному вигляді необхідно одержати сімейство залежностей типу:

$$\begin{cases} Q_{\text{цв}} = f(D_2, P_2) | T_{\text{цв}} = T_1 \\ Q_{\text{цв}} = f(D_2, P_2) | T_{\text{цв}} = T_2 \\ Q_{\text{цв}} = f(D_2, P_2) | T_{\text{цв}} = T_3, \\ \dots \\ Q_{\text{цв}} = f(D_2, P_2) | T_{\text{цв}} = T_i \end{cases} \quad (2.66)$$

або:

$$Q_{\text{цв}} = f(D_2, P_2, T_{\text{цв}}). \quad (2.67)$$

Однак інтерполяція функції 3-х змінних (2.67) математично складна, і її використання може виявитися не доцільно, тому що може збільшити обсяг операцій обчислювального комплексу АСК без збільшення точності моделі. Тому зупинимось на інтерполяції функції 2-х змінних (2.66) з наступною побудовою сімейства площин.

Для рішення цієї задачі доцільно використати інтерлінаційні рівняння [133]. Даний математичний апарат дозволяє одержати більшу точність інтерполяції при малих вихідних даних [133].

Витрата циркуляційної води  $Q_{\text{цв}}$  при фіксованому значенні температури води  $T_{\text{цв}}$  визначається:

$$Q_{\text{цв}} = \sum_{k=1}^T (Q_{\text{цв}} = f(D_2)) \cdot \prod_{\substack{j=1, \\ j \neq k}}^M \frac{P_2 - P_{2j}}{P_{2k} - P_{2j}} \quad (2.68)$$

Для кожної фіксованої температури циркуляційної води  $T_{\text{цв}}$  будемо залежність  $Q_{\text{цв}} = f(D_2, P_2)$  (рис. 2.8). Система площин, побудована по рівнянню (6), буде мати вигляд, показаний на рис. 2.9.

Виходячи з відомих значень  $D_2$ ,  $T_{\text{цв}}$  і бажаному тиску в конденсаторі  $P_2$ , по сімейству кривих (рис. 2.4) визначається необхідна витрата охолодної води  $Q_{\text{цв}}$ , що забезпечує задані параметри.

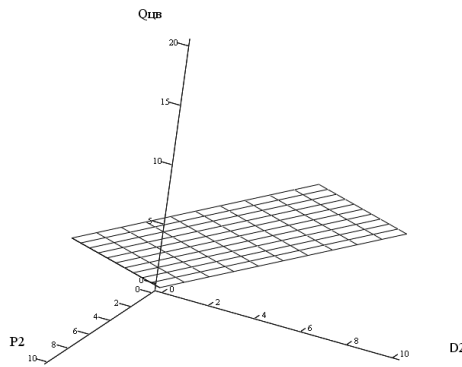


Рисунок 2.8 – Побудова залежності витрати циркуляційної води від витрати пари в конденсаторі для фіксованого значення температури води

Наступним етапом визначається потужність циркуляційних насосів  $N_{цн}$ , яка необхідна для забезпечення витрати  $Q_{цв}$ .

Виходячи з характеристик виправлень потужностей турбіни для конкретної витрати пари (рис. 2.5) і залежності витрати циркуляційної води від споживаної потужності циркуляційних насосів, будується порівняльна характеристика енергетичної ефективності роботи системи турбіна-конденсатор, наведена на рис.2.10.

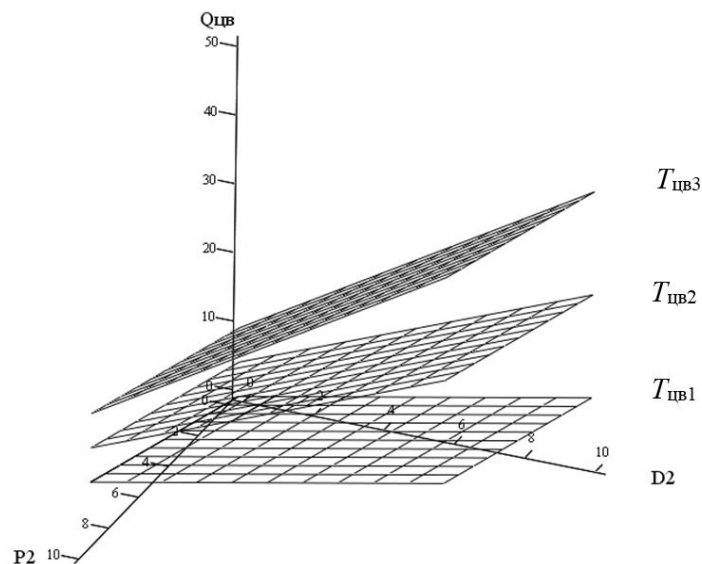


Рисунок 2.9 – Побудова залежності витрати циркуляційної води від витрати пари в конденсаторі для різних значень температури води

Точка перетину кривих втрат у турбіні й циркуляційних насосах є оптимальною з погляду енергетичних втрат, незважаючи на те, що зі

збільшенням вакууму в конденсаторі, приріст потужності турбіни збільшується. Ця точка (для конденсаторів турбін цього класу) відповідає тиску 0,035 атм., однак найчастіше неможливо забезпечити даний рівень вакууму. Це може бути обумовлено високою температурою циркуляційної води, недостатньою потужністю циркуляційних насосів та ін. У зв'язку із цим данні дослідження мають практичний інтерес з погляду енергозберігаючого керування системою НПК ТЕС і АЕС.

На підставі вищенаведених теоретичних положень, розроблено алгоритм енергозберігаючого керування НПК, наведений на рис. 2.11.

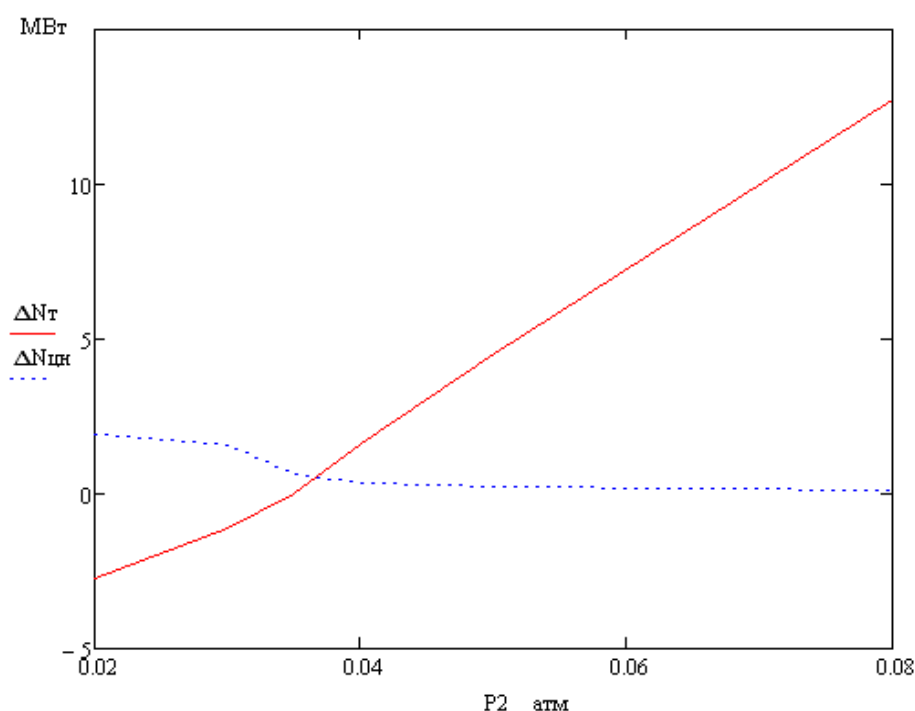


Рисунок 2.10 – Критерій оптимальності роботи НПК

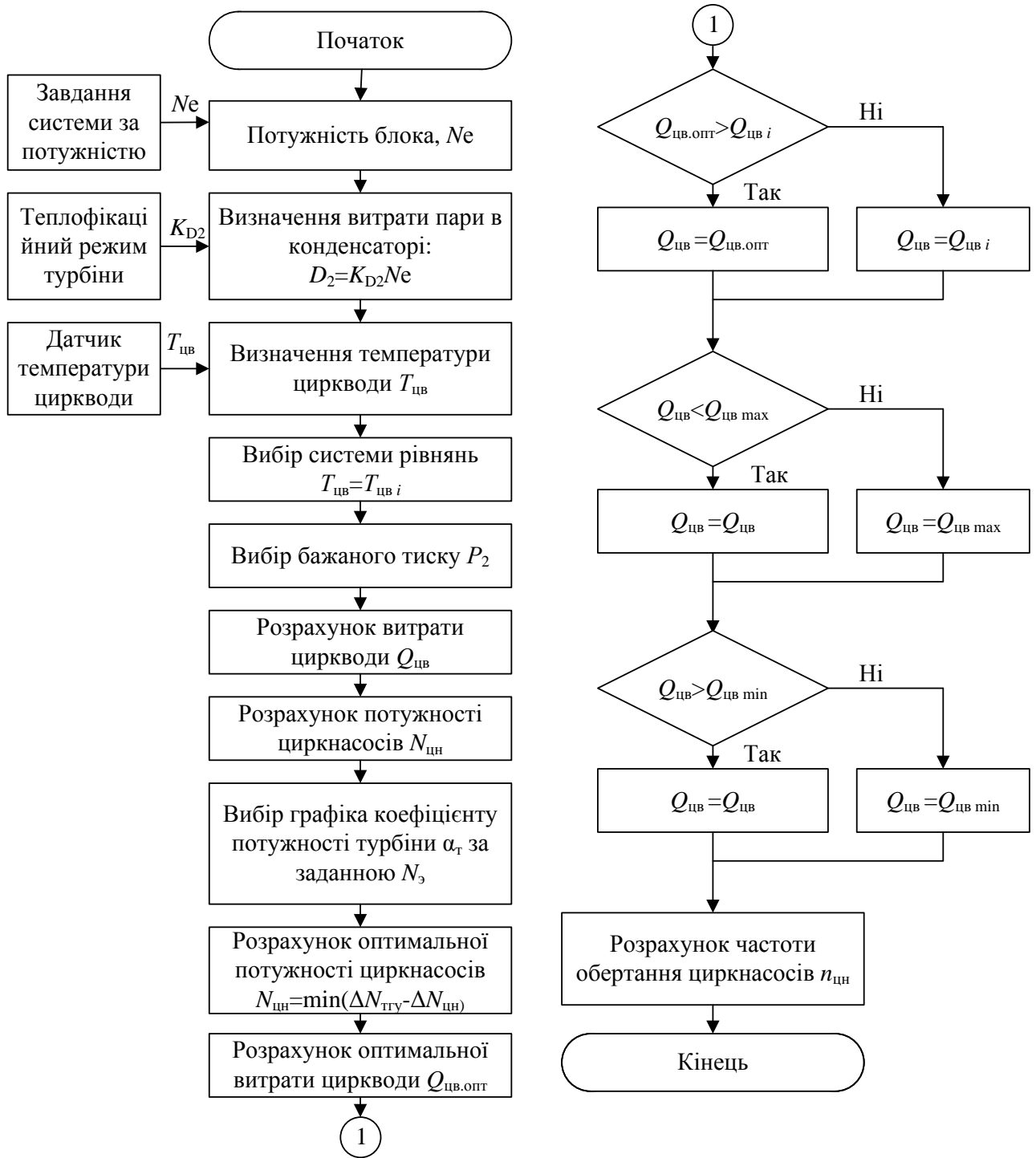


Рисунок 2.11 – Алгоритм керування НПК за критерієм оптимуму витрати циркуляційної води

## **2.5. Підвищення показників якості роботи систем діагностики НПК**

Система технічного діагностування та керування НПК теплоенергетичних установок електростанцій призначена для підвищення економічності, надійності, довговічності та екологічної чистоти енергоблоків ТЕС за рахунок оптимізації режимів експлуатації НПК.

До цього часу контроль та технічна діагностика конденсаційних установок зазвичай здійснювалися у двох формах: аналізу, що проводиться за допомогою алгоритмів та вимірювальних засобів АСК ТП та систем автоматичного контролю, висновків та рекомендацій, отриманих на основі періодичних та регламентованих ПТЕ випробувань, здійснюваним персоналом цеху налагодження ТЕС або зовнішніх організацій. Застосування системи оперативної діагностики з урахуванням ЕОМ дозволяє як збільшити обсяг аналізованої інформації.

Підвищити періодичність контролю для оперативного відстеження та діагностування особливостей та змін станів конденсаційної установки, а також реалізувати більш високий рівень аналізу, даючи деякі прогнозні оцінки та безпосередні рекомендації персоналу, що полегшують керування та підтримку економічних режимів роботи обладнання.

Застосування експертних систем для діагностики та аналізу роботи такої багатofакторної системи, якою є конденсаційна установка, дуже доцільно, так як вони призначені для вирішення задач, що важко формалізуються або завдань, що не мають алгоритмічного рішення. З'являється можливість підвищення рівня експлуатації обладнання під час використання у повсякденній практиці знань висококваліфікованих експертів, які беруть участь у виробленні вирішення завдань оперативного контролю та діагностики.

Включення в систему діагностики експертної системи дозволяє при встановленні причин порушень у роботі конденсаційної установки подолати труднощі, пов'язані з неоднозначністю поведінки обладнання, а також отримувати достовірні висновки при неповній та фрагментарній інформації.



Програмна оболонка експертної системи включає базу знань, що містить у формалізованому вигляді експертну інформацію про можливі порушення в роботі елементів конденсаційної установки конкретного турбоагрегату. Конкретне заповнення основи знань, тобто. формування її змісту та встановлення апіорних ймовірностей гіпотез та "ціни" свідочств проводяться методом експертних оцінок із залученням фахівців, що працюють з тепломеханічним обладнанням ТЕС, при цьому враховується специфіка роботи обладнання на конкретній електростанції.

При переході від моніторингу наступного рівня діагностики, тобто. до експертної системи, програма звернеться до результатів, отриманих на першому рівні, проаналізує їх і запросить інформацію, що не вистачає, з бази даних або у користувача. Отримані відповіді будуть формалізовані залежно від ступеня їхньої визначеності, і отримана таким чином "ціна" кожного свідочства буде врахована при розрахунку апостеріорної ймовірності всіх гіпотез і зробить остаточний висновок про причину несправності.

Після встановлення причин наявних несправностей система діагностики може дати рекомендації персоналу щодо способів усунення діагностованих порушень та деякі прогностні оцінки щодо, наприклад, визначення терміну чищення поверхні конденсатора, якщо причиною порушення є забруднення трубок.

Система забезпечує:

- технічну діагностику обладнання НПК з метою підвищення надійності, довговічності та екологічної чистоти енергоблоків;
- оптимізацію режимів роботи та експлуатації енергоблоків з урахуванням графіків енергетичних навантажень, справності обладнання, екологічного та метеорологічного стану;
- підвищення надійності роботи енергоблоків;
- збільшення міжремонтних періодів експлуатації енергетичного обладнання; – вибір оптимальних видів ремонтів, модернізації та реконструкції;
- зниження ступеня забруднення навколишнього середовища;

– скорочення витрат палива та водних ресурсів.

Система передбачає збір інформації про параметри енергоносіїв та стан обладнання з максимальним використанням штатних приладів, накопичення бази даних, обробку інформації на ЕОМ та видачу рекомендацій. Вона може працювати як автономно, так і у складі АСК ТП енергоблока (у режимі підсистеми).

Коло завдань, що охоплюються системою діагностики роботи НПК, включає наступне:

#### 1. Конденсатор:

– визначення фактичних та нормативних показників роботи конденсатора  
– вакууму, недогріву води до температури насичення, нагрівання води, гідравлічного опору;

– аналіз та з'ясування можливих причин порушення у роботі конденсатора;

– вибір способів встановлення оптимальних термінів чищення трубок;

– визначення оптимальних термінів заміни трубок.

#### 2. Циркуляційні насоси та трубопроводи системи циркуляційного водопостачання:

– визначення характеристик роботи насосів;

– аналіз та з'ясування можливих причин відхилень у роботі циркуляційної системи;

– оптимізація включення та параметрів експлуатації циркуляційних насосів.

#### 3. Повітряні насоси:

– перевірка відповідності показників роботи ежекторів паспортним даним;

– аналіз та з'ясування причин незадовільної роботи ежекторів та їх охолоджувачів.

#### 4. Конденсатні насоси

5. Оцінка зниження економічності роботи турбоустановки залежно стану конденсаційної установки.

Реалізація СТДУ НПК можлива у межах різних моделей [44]:

– мінімальної, що забезпечує програмно-інструментальні засоби для інженерів ТЕС з оперативного контролю (моніторингу) параметрів стану елементів установки в обсязі прийнятому на електростанції, зіставлення фактичних значень параметрів з нормативними, а також побудова ретроспективи параметрів стану установки та виявлення тенденцій їх зміни, що особливо важливо при низькій надійності та точності показань вимірювальних засобів;

– максимальної, що містить не тільки підсистеми збору та обробки інформації, але й реалізує крім моніторингу завдання вищого рівня, експертні завдання з виявлення причин порушень у роботі обладнання та оптимізаційні завдання, такі як, наприклад, оптимізація роботи системи, оптимізація термінів чищення та заміни трубок поверхні теплообміну тощо;

– інженерної, що займає проміжне положення за обсягом і складністю між першими двома.

В рамках мінімальної моделі СД реалізуються завдання безперервного оперативного контролю основних параметрів, що характеризують роботу конденсаційної установки (недогрівання води до температури насичення пари, тиск у конденсаторі, переохолодження конденсату, вміст повітря в парі, солевміст конденсату та ін.), порівняння фактичних значень цих параметрів з нормативними, розрахованими за закладеними в СД алгоритмами, і за невідповідності фактичного та нормативного значень видачі повідомлень про порушення режиму експлуатації, а також аналізуються тенденції зміни того чи іншого параметра при впливі на нього інших факторів.

Максимальна модель СД містить у собі мінімальну модель як підсистему. При виявленні в рамках цієї підсистеми відхилень і порушень у режимі роботи конденсаційної установки підсистема вищого рівня, проаналізувавши наявну інформацію та доповнивши її недостатньою, отриманою шляхом моделювання

або в діалозі з оператором, ЕОМ формує діагноз технічного стану конденсаційної установки із зазначенням можливих причин, що спричинили порушення її роботи та надає рекомендації персоналу для усунення виявлених неполадок.

До складу максимальної моделі включаються програмні модулі, що реалізують за бажанням користувача процедури вироблення прогнозних оцінок за розробленими методиками, а також рішення перерахованих вище оптимізаційних завдань, які дозволяють підвищити ефективність роботи обладнання шляхом підтримки економічних режимів його експлуатації або використання оптимальних схем його включення.

Розробка системи технічної діагностики включає:

- вибір методу контролю НПК (моніторинг);
- експертну оцінку;
- висновок.

Моніторинг НВК здійснюється шляхом:

- прямого вимірювання параметрів за допомогою приладів технологічного контролю;
- непрямого виміру (аналітичними методами);
- комбінованим (інтегральним) методом.

Під час експлуатації НПК повинні, згідно з ПТЕ, проводитися такі заходи:

- профілактика щодо запобігання забруднення конденсаторів (обробка охолоджувальної води, кулькове очищення);
- періодичне чищення конденсаторів;
- контроль за чистотою поверхонь охолодження та трубних дощок конденсаторів; поверхонь охолодження в охолоджувачах ежекторів;
- контроль за витратою охолоджувальної води (шляхом прямого виміру по тепловому балансу конденсаторів), оптимізація витрати охолоджувальної води відповідно до її температури і парового навантаження конденсатора;
- перевірка щільності вакуумної системи та її ущільнення, при цьому величина присосу повітря, в діапазоні зміни парового навантаження

конденсатора, не повинна перевищувати норми; - перевірка водяної щільності конденсатора шляхом систематичного контролю солемісту конденсату; - перевірка вмісту кисню в конденсаті після конденсатних насосів.

Загальноприйнятим методом контролю за роботою конденсаційної установки є регулярне порівняння фактичних експлуатаційних показників його роботи з нормативними показниками, отриманими на підставі випробувань однотипного обладнання при свідомо справному та чистому стані всіх елементів установки

Для своєчасного та якісного проведення перерахованих вище заходів здійснюється безперервний контроль параметрів.

До основних параметрів, що характеризують роботу НПК, прийнято відносити тиск відпрацьованої в турбіні пари ( $P_K$ ) і температурний напір в конденсаторі ( $\delta T$ ) при заданих значеннях:

- витрати пари ( $D_K$ ) та охолоджувальної води ( $G_B$ ) у конденсаторі турбіни;
- температури охолоджуючої води на вході в конденсатор ( $T_{B1}$ ).

Ці параметри визначають рівень термодинамічної досконалості циклу турбоустановки, характеризуючи величину теплоперепаду залежно від кінцевого тиску. Одночасно вони дають можливість оцінки впливу НПК та енергоблоку на довкілля.

Визначення тиску відпрацьованої пари ( $P_K$ ) проводиться шляхом безперервного вимірювання штатними приладами. Безперервний контроль з використанням штатних КВП ведеться за параметрами, перерахованими вище.

Значення температурного напору ( $\delta T$ ) визначається як різниця температур пари на вході в конденсатор ( $T_{кп}$ ) та охолоджуючої води на виході з конденсатора ( $T_{2в}$ ), тобто

$$\delta T = T_{кп} - T_{2в}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2.69)$$

Витрата пари в конденсатор може бути визначена з урахуванням витратного коефіцієнта ( $K_{п}$ ), зазначеного в нормативних характеристиках для кожного типу турбін, за формулою:

$$D_K = K_{п} \cdot P_{п}, \text{ } \text{T/ГОД} \quad (2.70)$$

де  $K_{\text{п}}$  – витратний коефіцієнт (т/год)/МПа;

$P_{\text{п}}$  – тиск пари в контрольному ступені, МПа.

Крім цього, витрата пари ( $D_{\text{к}}$ ) може бути визначена з розрахунку теплової схеми турбоустановки. Цей метод в даний час більш кращий для турбоустановок, що тривалий час в експлуатації і зазнали значного фізичного зносу. Тим більше, що використання ЕОМ при розрахунку схеми спрощує цей метод і підвищує його точність.

Витрата охолоджувальної води  $G_{\text{в}}$  може бути визначена або за допомогою витратоміра, або за характеристикою циркуляційного насоса, або за витратою електроенергії та на насос насоса (при заданому тиску нагнітання  $P_{\text{цн}}$ , тиску на всмоктуванні в насос  $P_{\text{цв}}$  і ККД насоса  $\eta_{\text{цн}}$ ). Однак на практиці витрати охолоджувальної води для потужних енергоблоків частіше визначають із теплового балансу конденсатора:

$$G_{\text{в}} = \frac{D_{\text{к}}(h_{\text{к}} - h'_{\text{к}})}{\Delta T_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}}}, \text{кг/год} \quad (2.71)$$

де  $D_{\text{к}}$  – витрата пари в конденсаторі, кг/год;

$h_{\text{к}}, h'_{\text{к}}$  – відповідно, ентальпії пари і конденсату, кДж/кг;

$C_{\text{в}}$  – теплоємність води, кДж/(кг °С);

$\Delta T_{\text{в}}$  – нагрів води в конденсаторі, °С.

Чистота поверхні трубок конденсатора визначається також аналітично з використанням значень: коефіцієнта теплопередачі пари, конденсату, температурного напору, температур і витрати охолоджувальної води або методами, пропонованими нижче.

Найбільш простим методом визначення коефіцієнта теплопередачі  $K$  у конденсаторі є розрахунок його за формулою:

$$K = \frac{C_{\text{в}} \cdot G_{\text{в}}}{F_{\text{к}}} \cdot \ln \frac{\delta T - \Delta T_{\text{в}}}{\delta T}, \text{Вт/}^{\circ}\text{С} \cdot \text{м}^2 \quad (2.72)$$

де  $F_{\text{к}}$  – поверхня охолодження конденсатора, м<sup>2</sup>;

$\delta T$  – температурний напір в конденсаторі, °С.

Експертна оцінка проводиться за результатами моніторингу, у тих випадках, коли джерело та причини відмови не очевидні. У цих випадках експлуатаційний персонал або ЕОМ звертаються до банку даних щодо відмов, які введені на згадку про ЕОМ, або до експерта. Експертом має бути висококласний фахівець із числа працівників ТЕС.

До банку даних вносять енергетичні характеристики конденсаторів, насосів, ежекторів тощо. Крім цього, вносять характеристики відмов в елементах НПК (їх причини, джерела, періодичність відмов).

До висновку належить – рекомендації щодо оптимізації режиму НПК.

До завдання оптимізації НПК входить:

– вибір оптимального варіанту з можливих (за економічності, надійності та екологічності);

– приведення НПК в оптимальний стан.

В таблиці 2.3 наведено найбільш характерні причини погіршення вакууму в конденсаторах парових турбін, їх ознаки та способи усунення [46, 48].

При розробці СТД НПК бралися до уваги такі фактори:

- вимірювання параметрів та обробка результатів здійснюється безперервно, періодично або епізодично;

- параметри визначаються шляхом прямих вимірів з використанням КВП;

- інтегральний вимір параметрів (за показаннями кількох приладів);

- аналітичний вимір параметрів, переважно видаткових;

- інтегральний вимір із використанням приладів контролю та аналітичних вимірювань. Під виміром параметрів мається на увазі визначення параметрів за допомогою КВП та обробка результатів з урахуванням похибок системи вимірювання та інших факторів.

Розробка алгоритму СТД НПК включала [44, 59, 90]:

- вибір оптимальної кількості параметрів, що характеризують роботу та стану НПК;

- накопичення бази даних щодо відмов у роботі НПК та енергоблоку;

- нагромадження бази даних за способами локалізації відмов.

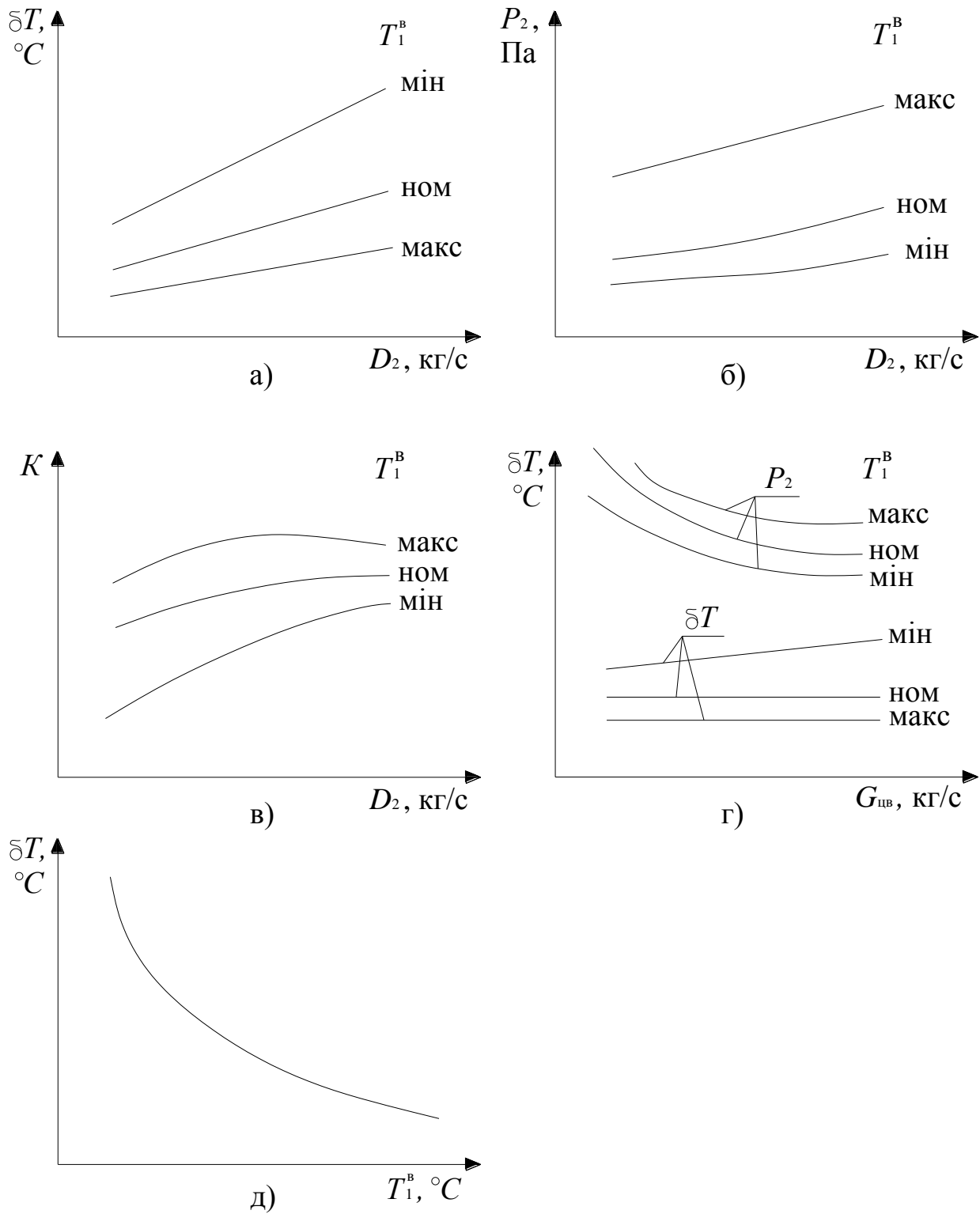
Послідовність операцій, що виробляються системою, зображена на рис.

2.18.

Основними етапами роботи системи є [44, 59, 90] (рис. 2.12-2.15):

- контроль поточних значень параметрів ( $P_k$  і,  $X_k$  і т.і.);
- порівняння параметрів ( $P_k$  і  $P_{k0}$ ) і видача сигналу;
- при  $P_k$  і  $P_{k0}$  продовжити виконання заданого режиму експлуатації.
- при  $P_k$  і  $P_{k0}$  та необхідності переходу на новий режим роботи зробити вибір оптимального режиму з урахуванням зовнішніх умов  $N_{ei}$ ,  $Q_{mi}$ ,  $T_{нви}$  і т.і.;





а)  $\delta T = f(D_2, T_1^B)$ ; б)  $P_2 = f(D_2, T_1^B)$ ; в)  $K = f(D_2, T_1^B)$  – при номінальній витраті охолоджуючої води; г)  $\delta T = f(G_{\text{цв}}, T_1^B)$  і  $P_2 = f(G_{\text{цв}}, T_1^B)$  – при номінальній паровому навантаженні конденсатора; д)  $\delta T = f(T_1^B)$  – при номінальних паровому навантаженні і витраті охолоджуючої води.

Рисунок 2.12 – Теплотехнічні характеристики конденсатора

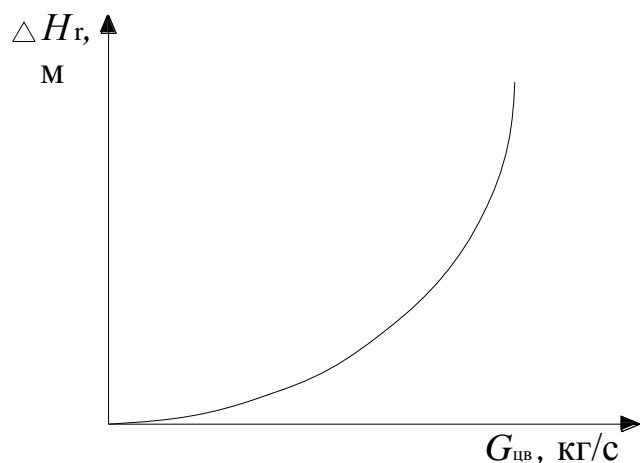


Рисунок 2.13 – Гідрравлична характеристика конденсатора:  $\Delta H_r = f(G_{цв})$

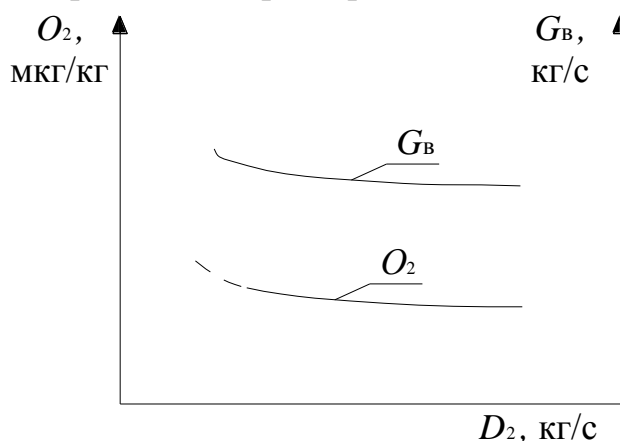
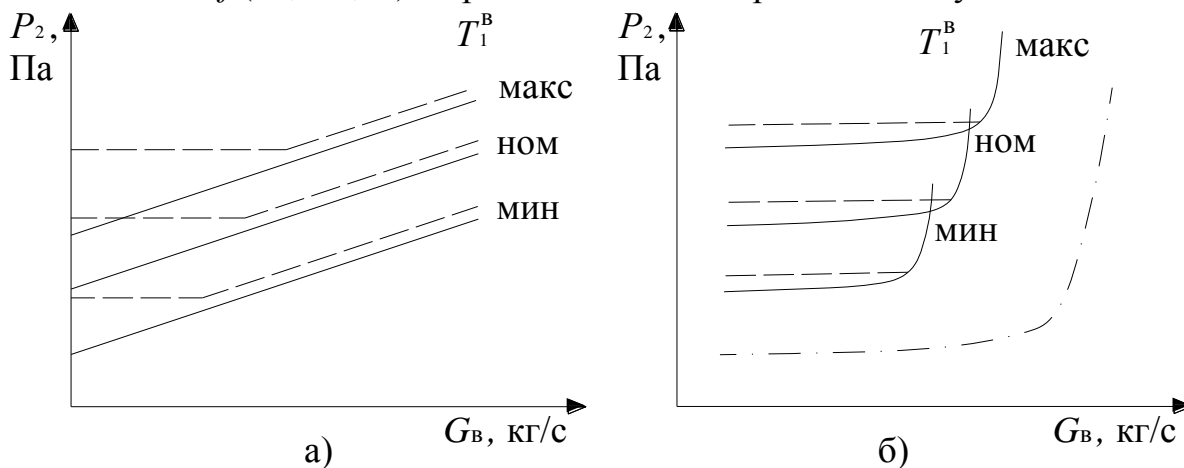


Рисунок 2.14 – Деаеруюча здатність конденсатора.  
 $O_2 = f(D_2, T_1^B, G_B)$  – при номінальній витраті охолоджуючої води.



а) – водоструйний ежектор; б) – пароструйний ежектор. \_\_\_\_\_ тиск пароповітряної суміші на вході в ежектор; ----- тиск пари в перехідному патрубці конденсатора; -.-.- тиск на вході в ежектор при роботі на сухому повітрі ( $P_B^{еж}$  и  $P_{п}^{еж}$  – постійні).

Рисунок 2.15 – Характеристики повітрявидаляючих пристроїв

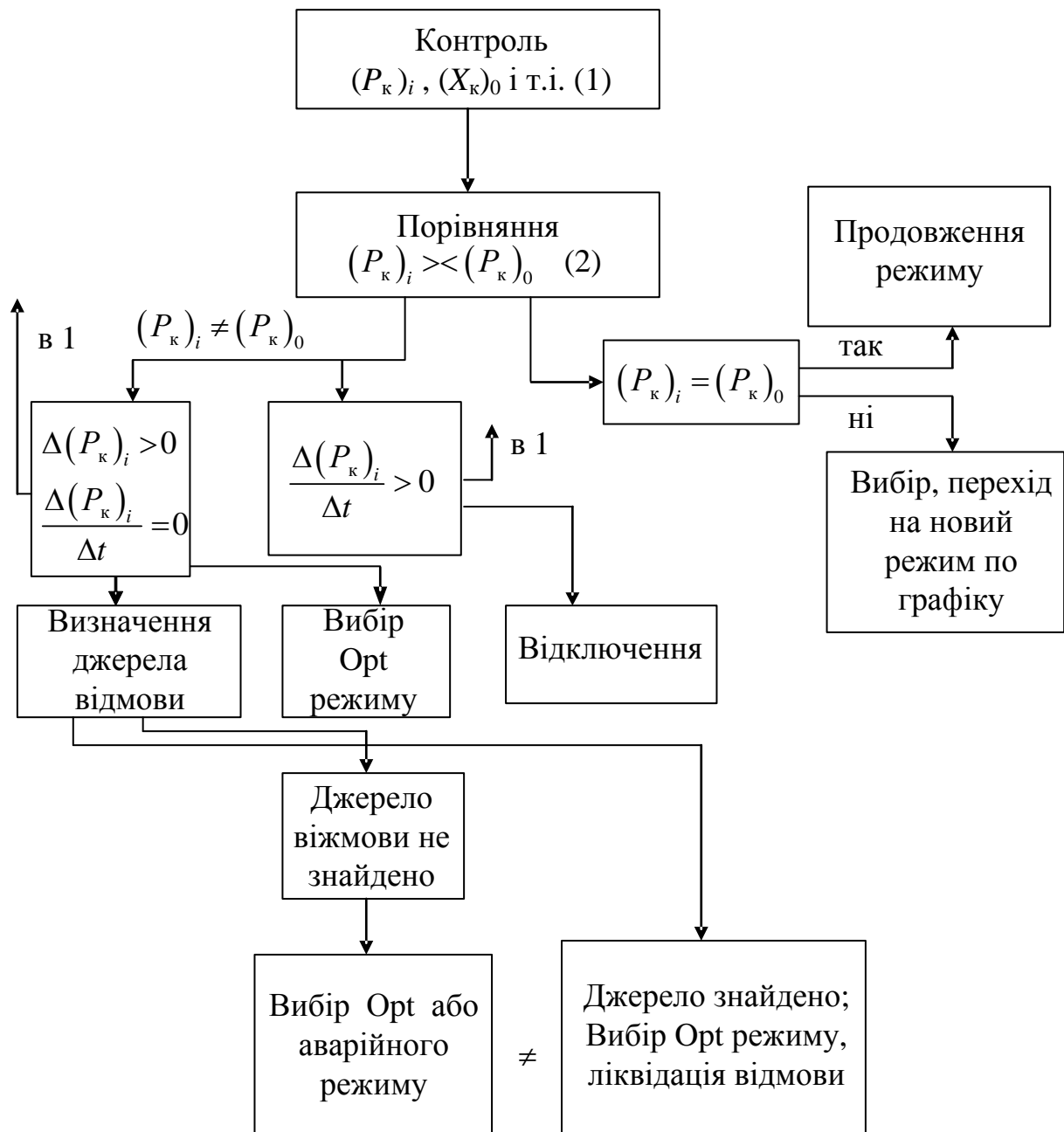


Рисунок 2.16 – Алгоритм операцій системи технічної діагностики НПК

Таблиця 2.3 – Причини погіршення вакууму

Причини погіршення вакууму	Признаки	Спосіб усунення
<p>Зменшення витрати охолоджувальної води:</p> <p>а) внаслідок засмічення трубних дощок конденсатора</p> <p>б) внаслідок наявності підпору на зливальній лінії конденсатора</p> <p>в) внаслідок зриву сифона або зменшення розрідження у сифоні</p> <p>г) внаслідок зниження рівня води у приймальних колодязях берегової насосної; внаслідок засмічення всмоктувальних патрубків циркуляційного насоса</p> <p>д) внаслідок зносу робочих коліс, засмічення каналів коліс та напрямних апаратів, підсмоктування повітря через ущільнення валу циркуляційних насосів.</p> <p>е) внаслідок наявності великого опору на напірній лінії конденсатора</p>	<p>а) Збільшення <math>\Delta T</math>. Підвищення тиску води перед конденсатором. Збільшення гідравлічного опору конденсатора.</p> <p>б) Збільшення <math>\Delta T</math>. Підвищення тиску води перед конденсатором. Зменшення гідравлічного опору конденсатора. Збільшення тиску води, що охолоджує, в зливних трубах конденсатора.</p> <p>в) Збільшення <math>\Delta T</math>. Підвищення тиску води перед конденсатором. Зменшення розрідження на лінії зливу води із конденсатора. Зменшення гідравлічного опору конденсатора.</p> <p>г) Збільшення <math>\Delta T</math>. Збільшення розрідження у всмоктувальній лінії циркуляційних насосів. Зменшення тиску напірної лінії циркуляційної системи. Зменшення гідравлічного опору конденсатора. Збільшення розрідження у сифоні.</p> <p>д) Збільшення <math>\Delta T</math>. Зменшення тиску у напірній магістралі. Зменшення розрідження на всмоктувальній лінії циркуляційного насоса. Зменшення гідравлічного опору конденсатора. Збільшення розрідження у сифоні.</p> <p>е) Збільшення <math>\Delta T</math>. Зменшення тиску напірної лінії перед конденсатором.</p>	<p>а) Знизити навантаження та провести очищення трубних дощок вручну або зворотним ходом води</p> <p>б) Перевірити положення засувок на зливальній лінії. Відкрити повністю засувки на зливальних трубах конденсатора. Перевірити стан сопел бризкального басейну (в системах охолодження з бризканням).</p> <p>в) Включити пристрій для відсмоктування повітря із верхніх точок зливних труб. Відновити сифон.</p> <p>г) Перевірити величину перепаду рівнів води у приймальних сітках берегової насосної. Очистити сітки. Перевірити роботу сіток, що обертають. Включити резервний циркуляційний насос та очистити сітки всмоктувальної лінії працюючого насоса.</p> <p>д) Увімкнути резервний циркуляційний насос. Зупинити та провести ревізію працюючого насоса.</p> <p>е) Перевірити положення засувок на напірній лінії. Повністю відкрити засувки на напірній лінії.</p>

	Зменшення гідравлічного опору конденсатора. Збільшення розрідження у сифоні.	
Забруднення охолоджувальної поверхні конденсатора	Збільшення $\delta T$ . Деяке збільшення гідравлічного опору конденсатора. Стан повітряної густини вакуумної системи нормальний.	Визначити характер забруднень і чищення трубок конденсатора.
Збільшення присосів повітря у вакуумну систему	Збільшення $\delta T$ . Збільшення переохолодження конденсату. Перевірка стану повітряної густини свідчить про збільшення присосів повітря. Збільшення вмісту кисню у конденсаті.	Визначити місця присосів та усунути виявлені нещільності.
Погіршення роботи повітрявидаляючих пристроїв	Збільшення вмісту кисню у конденсаті. Перевірка стану повітряної густини не свідчить про збільшення присосів повітря.	У пароструминних ежекторів: перевірити тиск пари перед соплами і відновити тиск до нормального; перевірити умови охолодження пароповітряної суміші у холодильниках; при нестачі охолоджувальної води збільшити рециркуляцію конденсату; при засміченні холодильників провести чищення трубої системи, при затопленні холодильників конденсатом перевірити та прочистити дренажні лінії, пошкоджені трубки холодильників заглушити або замінити; провести ревізію сопла; при засміченні прочистити, зношені сопла замінити, водоструминних ежекторів: перевірити

		тиск води перед соплами та відновити тиск до нормального.
--	--	---

- при  $P_{ki} \neq P_{k0}$ :

- повторно перевірити коректність заміру параметра прямим та непрямим заміром  $P_{ki} = f(T_{ki}, T_{2vi} \dots)$ ;

- перевірити  $\frac{\Delta P_{ki}}{\Delta t} \geq 0$ .

1) у випадку  $\frac{\Delta P_{ki}}{\Delta t} = 0$  (відмова не розвивається). Продовжити пошук джерела відмови;

2) у разі, якщо: джерело відмови не знайдено, але  $\Delta P_{ki} / \Delta t = 0$  необхідно вибрати оптимальний режим роботи НПК, енергоблоку, станції.

3) джерело відмови не знайдено, але  $\Delta P_{ki} / \Delta t > 0$  – необхідно вимикати енергоблок.

4) при  $\Delta P_{ki} / \Delta t > 0$  – відключити енергоблок (або ввести резервний елемент НПК).

5) після усунення, локалізації джерела відмови:

5.1) повторити пп. 1-2, 4.

Для математичного забезпечення системи можна використовувати математичні моделі елементів НПК [63]:

- останнього ступеня турбіни;
- конденсатора турбіни;
- системи водопостачання

Визначення ступеня забруднення трубок конденсаторів є найбільш характерним в умовах експлуатації енергоблоків ТЕС. Алгоритм вирішення цього завдання включає наступні операції [44, 59, 90]:

1. Визначення масових витрат:

- пари  $D_2$ ; - води  $G_{цв}$ ; - конденсату  $G_K$ ;

2. Визначення масових витрат пари і води, в залежності від режиму роботи енергоблоків:

- води  $G_{цв}=f(D_2)$ ; - пари  $D_2=f(G_{цв})$ ; - пари  $D_2=f(G_K)$  ;

3. Визначення термодінамічних параметрів пари, води, конденсату  $P_K, T_K, h_K, X_K; T_{в1}, T_{в2}, h'_{в1}, h'_{в2}, P_1^B, P_2^B, T_{кн}, h'_{кн}$  ;

4. Визначення коефіцієнта теплопередачі (з рівняння теплопередачі)

$$Q_K = K \cdot F_K \cdot \Delta T = D_K \cdot q_K = G_{цв} \cdot (h'_{в2} - h'_{в1}). \quad (2.73)$$

4.1. Визначення температурного напору:

$$\Delta T = T_{кн} - T_2^B ;$$

4.2. Визначення:  $q_K = h_K - h'_{кн}$  ;

4.3. Визначення:  $\Delta h'_в = h'_{в2} - h'_{в1}$  ;

4.4. Визначення поверхні охолодження конденсатора:

$$F_K = \pi \cdot d_2 \cdot l \cdot Z, \quad (2.74)$$

де:  $Z$  – кількість діючих трубок в конденсаторі, (виключаються заглушені);  
 $l$  – довжина трубки (в одному ході), (м);  $d_2$  – зовнішній діаметр трубки, (м).

4.5 . Визначення теплового навантаження конденсатора:

$$Q = D_2 \cdot q_K = G_{цв} \cdot \Delta h'_в; \quad (2.75)$$

4.6. Визначення коефіцієнта теплопередачі:

$$K = \frac{Q_K}{\Delta T \cdot F_K}; \quad (2.76)$$

5. Визначення питомого парового навантаження конденсатора:

$$d_K = D_2 / F_K, \text{ (кг/с)/м}^2; \quad (2.77)$$

6. Визначення швидкості води в трубках конденсатора:  $w = \frac{Q_{цв} \cdot 10^6}{f \cdot 3600}$ ,

де:  $f = \pi \cdot d_1^2 Z_1 / 4$  – площа прохідного перетину трубок в одному ході, м<sup>2</sup>;

$Z_1$  – число діючих трубок в одному ході, шт;

$d_1$  – внутрішній діаметр трубки конденсатора, м;

7. Визначення зміни опору конденсатора:

$$\Delta P = \Delta P_i - \Delta P_0; \quad (2.78)$$

8. З формули для визначення гідравлічного опору

$$\Delta P = 9,81 \cdot Z_1 \left( \frac{C \cdot l}{\alpha_c} Q_{\text{цв}}^{1,75} + 0,135 Q_{\text{цв}}^{1,75} \right) \quad (2.79)$$

визначаємо коефіцієнт стану трубок:

$$\alpha_c = \frac{9,81 \cdot Z_1 \cdot C \cdot l \cdot Q_{\text{цв}}^{1,75}}{\Delta P - 9,81 \cdot 0,135 Q_{\text{цв}}^{1,5} \cdot Z_1}.$$

Тут:  $C = f(d_1, T_B)$  – множник;  $l$  – довжина трубки (в ходу);

$\Delta P = P_1^B - P_2^B$  – гідравлічний опір (хода) конденсатора, кПа;

9. Визначається коефіцієнт чистоти трубок конденсатора:

$$\alpha = \alpha_c \cdot \alpha_n,$$

де  $\alpha_i$  – коефіцієнт, який залежить від матеріалу і товщини стінок трубки;

10. Визначається відносний приріст коефіцієнта:

$$\bar{\alpha}_i = \alpha_0 \cdot \left( \frac{\alpha_{ci} \cdot \alpha_{ni}}{\alpha_{c0} \cdot \alpha_{n0}} \right),$$

де: індекс "i" – дослідний режим; індекс "0" – базовий режим;

11. Визначається коефіцієнт теплопередачі:

$$K_i = 4070 \cdot \alpha_i \left( \frac{1,1 \cdot G_i}{d_2^{0,25}} \right) \cdot \left[ 1 - \frac{\nu(\alpha_i)}{10^3} (35 - T_1^B)^2 \right] \times \left[ 1 - \frac{Z - 2}{15} \left( 1 - \frac{T_1^B}{45} \right) \right] \Phi_\delta. \quad (2.80)$$

Діагностування енергоустановок є одним із найбільш ефективних способів підвищення економічності, надійності, довговічності, екологічності та соціально-економічної ефективності теплових електростанцій в умовах їхньої тривалої експлуатації [59].

Системи технічної діагностики, як підтверджують приклади вітчизняних та зарубіжних подібних систем, можуть бути реалізовані або як спеціалізовані підсистеми у складі АСК ТП енергоблоків, або як окремі автономні системи. При цьому вони можуть забезпечувати всю технологічну схему електростанції або окремі, найбільш відповідальні елементи [44, 59, 90].



Впровадженню систем діагностування енергоустановок на ТЕС мають передувати підготовленість обладнання та, що особливо важливо, професійна підготовка персоналу електростанції.

## **2.6. Висновки**

У напрямку рішення задачі підвищення показників якості роботи низькопотенційних комплексів проведені теоретичні дослідження і отримані наступні основні результати.

Визначені параметри, які впливають на ефективність роботи системи низькопотенційного комплексу електростанцій.

Розроблено математичну модель робочих процесів систем НПК, що враховує процеси теплообміну і конденсації пари, роботи пароежекторної установки і циркуляційного насоса. Наведені лінеаризовані співвідношення, необхідні для вирішення задачі оптимального керування системою низькопотенційного комплексу електростанцій.

Розроблено алгоритм керування НПК за критерієм оптимуму витрати циркуляційної води, що дозволяє забезпечити підтримання заданих параметрів технологічного процесу при мінімальних втратах енергії на охолодження відпрацьованої пари.

Наведено методику підвищення показників якості систем діагностики НПК, що забезпечує своєчасне визначення стану обладнання, що є необхідною умовою не тільки для забезпечення надійності та роботи НПК, аде й для точного та своєчасного визначення енергоефективних режимів його роботи.

Аналіз показав, що при роботі блоку на навантаження нижче номінального, зменшення рівня вакууму дає тим більший енергетичний ефект (зменшення витрати пари через турбіну, зменшення питомої витрати палива й тепла), чим нижче навантаження блоку.

Змінне навантаження ускладнює задачу оптимального керування системою низькопотенційного комплексу.

# РОЗДІЛ 3. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА СТРУКТУРНИЙ СИНТЕЗ ЕФЕКТИВНИХ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНИМИ КОМПЛЕКСАМИ ЗА КРИТЕРІЄМ ЕКОНОМІЧНОСТІ ЇХ РОБОТИ

## 3.1. Експериментальні характеристики об'єкта досліджень

### 3.1.1. План проведення експерименту

План проведення експерименту, необхідного для розв'язання задачі енергозберігаючого керування системою НПК, показано на рис. 3.1.

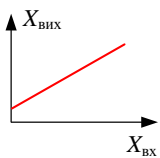
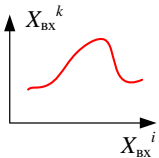
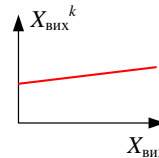
<b>Планування експерименту з дослідження НПК</b>						
<b>1) Мета: Визначення типових енергетичних характеристик елементів НПК</b>						
<b>2) Умови проведення експерименту: Використовуються штатні вимірювальні системи та нормальні умови експлуатації</b>						
<b>3)</b>  <b>Вимірювальні параметри НПК</b>	$P_0, T_0, P_2, T_2, T_{цв1}, T_{цв2}, P_{цв1}, P_{цв2}, T_k, P_k, P_{пнт}, T_{пнт}, U_{цн}, I_{цн}, U_{кн}, I_{кн}, U_{еж}, I_{еж}, T_{еж}, P_{еж}, Q_{цв}$			<b>4)</b>  <b>Розрахункові параметри НПК</b>	$\Delta T, \delta T, G_2, G_{цв}, G_{пнт}, G_k, G_{еж}, \eta_T, \eta_{цн}, \eta_{кн}, \eta_{еж}, N_T, N_{цн}, N_{кн}, N_{еж}, \Delta N_T, \Delta N_{цн}, \Delta N_{кн}, \Delta N_{еж}, \Delta Q_k, K, \alpha_{цв}$	
<b>5) Необхідна точність результатів вимірювань: відповідно до точності штатних КВП</b>						
<b>6) Технологічні обмеження</b>	$Q_{\min} < Q_{цв} < Q_{\max}$	$P_{\min} < P < P_{\max}$	$T_{\min} < T < T_{\max}$	$G_{\min} < G < G_{\max}$	$n_{\min} < n < n_{\max}$	
<b>8) Статистичне опрацювання результатів експерименту: дисперсійний аналіз, апроксимація характеристик та ідентифікація математичних моделей елементів НПК</b>						
<b>8) Візуальне відображення результатів експерименту</b>						
						

Рисунок 3.1 – План проведення експерименту з визначення енергетичних характеристик елементів НПК

Експериментальні характеристики будувалися за даними, отриманим у ході пуско-налагоджувальних робіт блоків №1 (200 МВт) і №8 (300 МВт) Зміївської ТЕС, до складу яких входять турбіна К-300-240.

Технічні правила випробування насосів з метою встановлення їх характеристик визначаються ДСТ 6134-2007 (ISO 9906:1999).

Випробування в експлуатаційних умовах для уточнення характеристик елементів НПК повинні проводитися не рідше 1 разу на 2 роки.

Основні експериментальні характеристики елементів НПК наведено у додатку.

### **3.1.2. Характеристика турбоагрегатів ТЕС**

Парова турбіна [134]. Конденсаційна одновальна турбіна К-300-240 ХТГЗ номінальною потужністю 300 МВт, що працює при частоті обертання  $50\text{с}^{-1}$ , призначений для приводу генератора змінного струму. Турбіна розрахована для роботи з параметрами свіжої пари перед стопорними клапанами циліндра високого тиску (ЦВТ) турбіни 24 МПа та  $560^{\circ}\text{C}$  та температурою пари після промперегріву, виміряної перед стопорними клапанами циліндра середнього тиску (ЦСТ)  $565^{\circ}\text{C}$ .

Номінальним (розрахунковим) є режим роботи турбоагрегату при номінальних значеннях наступних показників:

- Потужності генератора;
- Параметрів свіжої пари;
- температури пари після промперегріву;
- кількості та температури охолоджувальної води;
- Вакууму в конденсаторі.

Номінальний режим досягається при повністю включеній системі регенерації турбіни та відборах пари на бойлерну установку, що працює за графіком  $130/79^{\circ}\text{C}$  та має продуктивність 4167 ккал/с (15 Гкал/год).

Турбіна має дев'ять нерегульованих відборів пари, призначених для підігріву поживної води в підігрівачах низького тиску (ПНТ), деаераторі та підігрівачах високого тиску (ПВТ).

При витраті пари на турбіну 257,5 кг/с та номінальних параметрах пара величина додаткового відбору відповідно знижується для збереження номінальної потужності.

При витраті пари на турбіну 257,5 кг/с, відключених відборах на бойлери та включеній регенерації, номінальних параметрах пари, номінальній температурі води, що охолоджує, може бути досягнута потужність близько 315 МВт. При збільшенні витрати пари через турбіну до максимального 264 кг/с максимальна потужність становить близько 320 МВт.

Турбіна є одновальним трициліндровим агрегатом з трьома вихлопами пари в один загальний конденсатор. Свіжа пара з котла подається до двох блоків клапанів паророзподілу ЦВТ, що окремо стоять.

У кожному блоці клапанів паророзподілу ЦВТ розташовано по одному стопорному клапану (СК) і по три регулюючих клапани (РК). Після регулюючих клапанів пара по десяти перепускним трубам надходить до чотирьох паровпускних патрубків ЦВТ. Паровпускні патрубки розташовані на корпусі ЦВТ симетрично – два зверху та два знизу. Паророзподіл турбіни сопловий. Через паровпускні патрубки свіжа пара підводиться до соплових камер, виконаних у внутрішньому корпусі ЦВТ. Основні технічні характеристики турбіни К-300-240 показані у таблиці 3.1., а дані щодо регенеративного відбору – у таблиці 3.2.

Для поліпшення умов прогріву турбіни та скорочення часу пуску турбіни передбачено паровий обігрів фланців та шпильок ЦВТ та ЦСТ. При пусках блоку та при скиданнях навантаження передбачається прийом пари в конденсатор:

- на ПСБО 1 і 2 (паро-скидні пристрої) від РОУ в кількості до 69,4 кг/с від кожного РОУ, з параметрами:  $P=0,665$  МПа та  $T=200-220^{\circ}\text{C}$ .

- на ПСБО № 3 скидання з промперегріву через ППЗ із витратою до 41,7 кг/с та температурою трохи більше  $200^{\circ}\text{C}$ .

Передбачено також прийом у конденсатор пароводяної суміші розпалювального розширювача котла в кількості до 83,3 кг/с з температурою не більше 200°C.

Турбіна, конденсатор і допоміжне обладнання мають необхідну кількість вимірювальних приладів безпосередньої дії, що забезпечують правильну та безпечну експлуатацію всієї установки та її окремих частин.

Експериментальні залежності параметрів турбіни ( $\Delta q$ ,  $\Delta N=f(\Delta D_0, \Delta P_0, \Delta T_0, \Delta P_k, \Delta T_{пнт}, \Delta T_{цв}, \Delta T_{цвт})$ ) детально викладено в [32]).

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики турбіни К-300-240

Параметр	Величина
Номінальна потужність	300 МВт
Частота обертання ротора	50 с <sup>-1</sup>
Тиск свіжої пари перед блоками клапанів ЦВТ	24 МПа
Температура свіжої пари перед блоками клапанів ЦВТ	545°C
Тиск пари на виході з ЦВТ	4 МПа
Температура пари на виході з ЦВТ	309° С
Тиск пари після промперегріву на вході в ЦСТ	3,6 МПа
Температура пари після промперегріву перед блоками клапанів ЦСТ	545°C
Тиск в конденсаторі при розрахунковій температурі охолоджувальної води +12° С і її витраті 34805м <sup>3</sup> /год	3,5 кПа
Температура живильної води після ПВТ	269°C
Критичні частоти обертання	1200, 1370, 1680, 1940-2060, 4660 хв <sup>-1</sup>

Таблиця 3.2 – Основні дані по регенеративним відбірам турбіни К-300-240

№ відбіру турбіни	Найменування підігрівача	Параметри пари при номінальному навантаженні турбіни			Ступінь турбіни, після якої здійснюється відбір пари
		Тиск МПа	Температура, °С	Витрата пара на підігрівач, кг/с	
1.	ПВТ № 9	6,50	366	12,56	VIII ЦВТ
2.	ПВТ № 8	3,85	309	22,36	XI ЦВТ
3.	ПВТ № 7	1,46	446	9,17	IV ЦСТ
3.	Деаератор	1,46	446	3,06	IV ЦСТ
3.	ЖТН	1,46	446	11,1	
4.	ПНТ № 6	0,576	339	3,83+2,83*	VIII ЦСТ

5.	ПНТ № 5	0,322	284	5,28	X ЦСТ
6.	ПНТ № 4	0,148	252	6,36**	XII ЦСТ
7.	ПНТ № 3	0,031	171	5,97	I ч.н.д. (1-й потік)
8.	ПНТ № 2	- 0,0371	106	3,92+0,81*	I ч.н.д. (2-й і 3-й потоки)
9.	ПНТ № 1	- 0,0726	64	6,81	III ч.н.д. (2-й і 3-й потоки)

\* – 2,83 и 0,81 кг/с – пар з ущилень

\*\* – пара після турбоприводу живильного насоса

### 3.1.3. Характеристика систем низькопотенційних комплексів ТЕС

Низькопотенційний комплекс складається з конденсатора, характеристики якого наведені в таблиці 3.3, повітрявидаляючого пристрою, конденсатних насосів, циркуляційних насосів.

До турбіни К-300-240 поставляється один поверхневий двоходовий конденсатор К-15240 ХТГЗ, з бічним відсмоктуванням повітря, з поверхнею охолодження 15240м<sup>2</sup>. Конденсатор складається з одного корпусу, приєднаного одночасно до трьох вихлопних патрубків турбіни та з двома відокремленими один від одного симетричними трубними пучками.

Охолодна поверхня складається з трубок діаметром 28x1 мм довжиною 9000 мм, виготовлених з матеріалу, який відповідає умовам роботи з охолоджувальною водою заданої якості.

Повітрявидаляючий пристрій, що забезпечує нормальний процес теплообміну в конденсаторі, складається з двох основних парових ежекторів (ОЕ) і одного водоструминного ежектора, призначеного для прискорення набору вакууму в конденсаторі при пусках, а також для заповнення циркуляційної системи водою перед пуском турбіни.

Кожен із парових ежекторів складається: їх трьох ступенів стиснення пароповітряної суміші, трьох поверхневих охолоджувачів для конденсації пари суміші, що відсмоктується.

Витрата пари на кожен основний ежектор 0,278 кг/с при тиску перед соплами 0,5 МПа. Джерелом живлення ежекторів при роботі блоку служить пара з випару деаераторів, а при пусках – пара зі сполучної магістралі. Обидва ежектори по парі та конденсату включені паралельно. За допомогою конденсатних насосів I ст. (НОУ) конденсат з конденсатора подається через блокову знесолюючу установку (БЗУ) на всмоктування конденсатних насосів II ст. (КЕН). Конденсатні насоси II ст. (КЕН) служать для прокачування конденсату через підігрівачі низького тиску (ПНТ) та подачі його в деаератор

Таблиця 3.3. Характеристика конденсатора К-15240

Параметр	Величина
Тип	К-15240 двоходовий
Загальна площа охолодження	15240 м <sup>2</sup>
Розрахунковий тиск	0,0035 МПа
Температура охолоджувальної води на вході (розрахункова)	12°С
Витрата охолоджувальної води	9668 кг/с
Швидкість охолоджувальної води	1,86 м/с
Гідравлічний опір по воді	4·10 <sup>-4</sup> Па
Діаметр трубок (контурних)	28×2 мм
Діаметр трубок	28×1 мм
Кількість трубок	19592 шт
Матеріал трубок	5 МНЖ-1
Вага трубок	124 т
Вага конденсатора без води	377 т
Вага конденсатора в робочому стані	610 т
Гідравлічне випробування парового простору	наливом води
Номінальна витрата пари в конденсатор	165,6 кг/с
Довжина трубок одного ходу	8850 мм
Кількість ходів охолоджувальної води	2

Охолоджувальна вода для конденсатора, маслоохолоджувача та охолоджувача газоохолоджувачів генератора подається циркуляційними насосами. Сумарна витрата води, що охолоджує, на турбоустановку близько 15 м<sup>3</sup>/с.

Для очищення циркуляційної води від механічних домішок (трава, черепашки) та підтримки внутрішніх поверхонь конденсаторних трубок у чистоті від відкладень, кожному блоці встановлені системи кулькової очищення (СШО).

Для додаткового очищення циркуляційної води, що надходить до охолоджувачів, до охолоджувача газоохолоджувачів генератора, а також до повітроохолоджувачів електродвигуна ЖЕН і резервних збудників, встановлюються фільтри ФС-400 з поворотними сітками для їх промивання в процесі роботи.

Для зриву вакууму в конденсаторі передбачено засувку з електричним приводом. Керування засувкою здійснюється з БЩУ.

### **3.1.4. Експериментальні дослідження та ідентифікація параметрів циркуляційного насоса ОП-2-145**

Відповідно до теоретичних досліджень, використання запропонованих методик дозволить одержати значний економічний ефект. Метою даного дослідження є експериментальне визначення ефективності частотного керування циркуляційними насосами, що є не тільки відповідальними й потужними агрегатами НПК, але й потужнішими споживачами власних потреб енергоблоків.

Експериментальні дослідження проводилися на типовому циркуляційному насосі потужністю 1700 кВт енергоблоку 300 МВт Зміївської ТЕС.

Циркуляційним насосом на Зміївській ТЕС є відцентровий насос типу ОП-2-145, номінальною потужністю 1700 кВт. Основні паспортні дані насоса наведені в таблиці 3.4.



Таблиця 3.4 – Паспортні дані циркуляційного насоса

Тип	Номінальна потужність двигуна $N_{дв}$ , кВт	Витрата $Q$ , м <sup>3</sup> /год (м <sup>3</sup> /с)	Напір $H$ , м	Частота обертання $n$ , хв <sup>-1</sup>	Тип електродвигуна
ОП-2-145	1700	30000 (8,333)	15	375	ВДД-213/54-16

Експериментальні характеристики насоса ОП-2-145 наведено на рис.3.2. Температура  $T=20^{\circ}\text{C}$ , тиск  $P=755$  мм.рт.ст. Знімання характеристик проводились для трьох частот: 250 хв<sup>-1</sup> (рис. 3.2 а), 310 хв<sup>-1</sup> (рис. 3.2 б) и 375 хв<sup>-1</sup> (рис. 3.1 в).

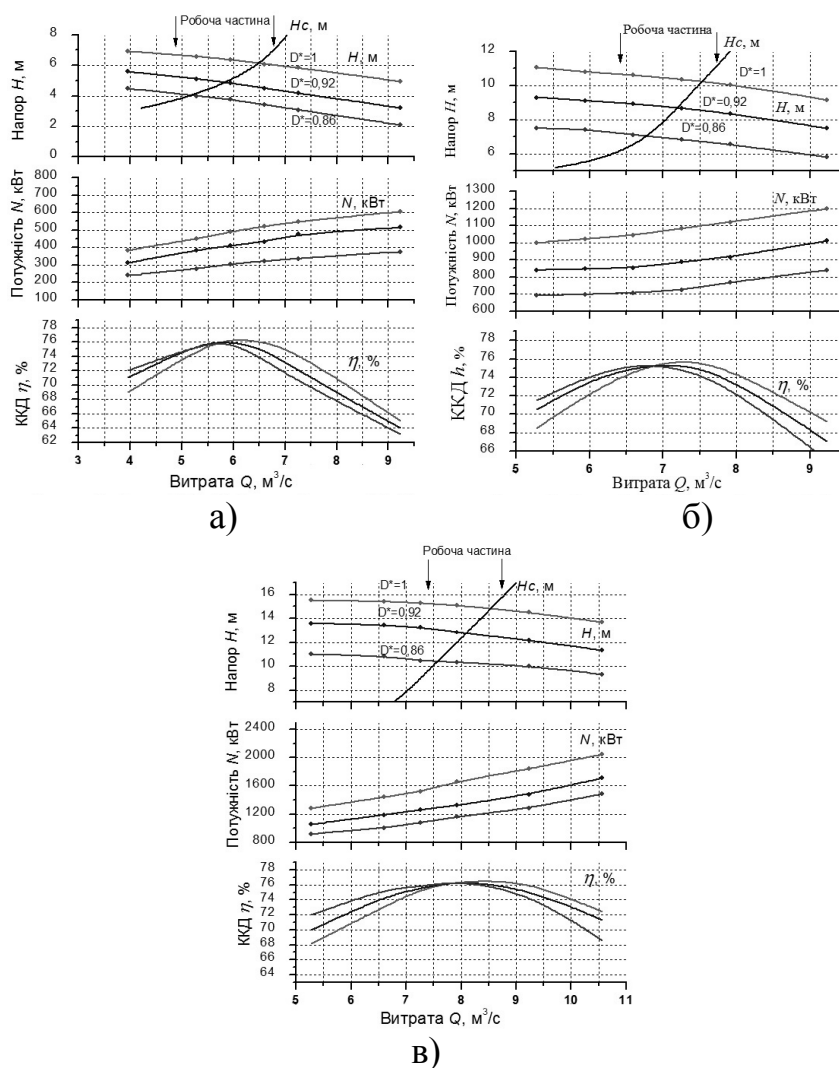


Рисунок 3.2 – Характеристика циркуляційного насоса ОП-2-145.

Значення параметрів насоса при фіксованій подачі й різних частотах обертання наведені в таблицях 3.5-3.7:

Таблиця 3.5 – Характеристики насоса ОП-2-145 при  $Q_1=5,28 \text{ м}^3/\text{с}$

Параметр	Витрата $Q_1=19000 \text{ м}^3/\text{год}$ або $5,28 \text{ м}^3/\text{с}$								
	Частота обертання			Частота обертання			Частота обертання		
	$n_1=250 \text{ хв}^{-1}$			$n_2=310 \text{ хв}^{-1}$			$n_3=375 \text{ хв}^{-1}$		
Відносний діаметр засувки $D$ , мм	0,86	0,92	1	0,86	0,92	1	0,86	0,92	1
Напір $H$ , м	4	5,12	6,58	7,5	9,3	11,05	11	13,58	15,5
Споживана потужність $N_e$ , кВт	276	384	448	690	840	1000	920	1056	1280
ККД $\eta$ , %	75,5	75,7	74,9	71,5	70,5	68,5	72	70	68,2
Втрати потужності $N=N_e(1-\eta)$ , кВт	67,6	93,2	112,5	196,7	247,8	315	257,6	316,8	407

Таблиця 3.6 – Характеристики насоса ОП-2-145 при  $Q_2=7,26 \text{ м}^3/\text{с}$

Параметр	Витрата $Q_2=26125 \text{ м}^3/\text{год}$ або $7,26 \text{ м}^3/\text{с}$								
	Частота обертання			Частота обертання			Частота обертання		
	$n_1=250 \text{ хв}^{-1}$			$n_2=310 \text{ хв}^{-1}$			$n_3=375 \text{ хв}^{-1}$		
Відносний діаметр засувки $D$ , мм	0,86	0,92	1	0,86	0,92	1	0,86	0,92	1
Напір $H$ , м	3,08	4,17	5,8	6,83	8,67	10,35	10,44	13,22	15,25
Споживана потужність $N_e$ , кВт	336	476	548	722	886	1083	1075	1260	1515
ККД $\eta$ , %	70,5	72	74,5	75	75,5	76	75,7	75,5	75,4
Втрати потужності $\Delta N=N_e(1-\eta)$ , кВт	99,1	133,3	139,7	180,5	217,1	259,9	261,2	312,5	372,7

Таблиця 3.7 – Характеристики насоса ОП-2-145 при  $Q_3=9,24 \text{ м}^3/\text{с}$ 

Параметр	Витрата $Q_3 = 33250 \text{ м}^3/\text{год}$ або $9,24 \text{ м}^3/\text{с}$								
	Частота обертання			Частота обертання			Частота обертання		
	$n_1= 250 \text{ хв}^{-1}$			$n_2= 310 \text{ хв}^{-1}$			$n_3= 375 \text{ хв}^{-1}$		
Відносний діаметр трубопроводу (засувки) $D$ , мм	0,86	0,92	1	0,86	0,92	1	0,86	0,92	1
Напір $H$ , м	2,1	3,21	4,95	5,81	7,5	9,17	10	12,17	14,5
Споживана потужність $N_e$ , кВт	376	515	605	840	1011	1200	1280	1480	1840
ККД $\eta$ , %	63,2	64	65	65	67,1	69,2	75	75,5	76,6
Втрати потужності $\Delta N=N_e(1-\eta)$ , кВт	138	185,4	211,7	294	332,6	369,6	320	362,6	430,5

Можливі резерви підвищення ККД при забезпеченні оптимального режиму роботи циркуляційного насоса:

$$\Delta\eta=\eta_{\max}-\eta_{\min}$$

	$n_1=250 \text{ хв}^{-1}$	$n_2=310 \text{ хв}^{-1}$	$n_3=375 \text{ хв}^{-1}$
$\Delta\eta$ , %	75,7-74,9=0,8	76-75=1	76,5-75=1,6

Можливі резерви зниження витрат потужності на привід насоса:

$$\Delta N=N_{\text{ср}}\cdot\Delta\eta,$$

де  $N_{\text{ср}}$  – середнє значення споживаної потужності для даної частоти обертання в робочому діапазоні (у діапазоні максимальних ККД)

	$n_1=250 \text{ хв}^{-1}$	$n_2=310 \text{ хв}^{-1}$	$n_3=375 \text{ хв}^{-1}$
$\Delta N$ , кВт	$384 \cdot 0,8/100= 3,1$	$886 \cdot 1/100=8,86$	$1480 \cdot 1,6/100=23,7$

Потенційна річна економія в грошовому еквіваленті:

$$E = \Delta N \cdot T_{\text{уст}} \cdot C,$$

де:  $T_{\text{уст}} = 4500$  год – кількість годин використання встановленої потужності;

$C = 1,2$  грн/кВт·год – собівартість вироблення 1 кВт·год електроенергії (2020 р.).

	$n_1=250 \text{ хв}^{-1}$	$n_2=310 \text{ хв}^{-1}$	$n_3=375 \text{ хв}^{-1}$
$E, \text{ грн/рік}$	16740	47800	128000

З експериментальних характеристик одержуємо:

1. Залежність напору  $H$  від частоти обертання  $n$  і витрати  $Q$  при відкритій засувці:

	$D = 1$			$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
	$n, \text{ хв}^{-1}$			
	250	310	375	
$H, \text{ м}$	6,58	11,05	15,5	5,28
	5,83	10,35	15,25	7,26
	4,95	9,17	14,5	9,24

Апроксимуючи табличні дані, одержимо:

$$H(Q, n) = 5,6378 \cdot 10^{-6} \cdot Q^2 \cdot n^2 - 0,0039 \cdot Q^2 \cdot n + 0,60634 \cdot Q^2 - 4,6093 \cdot 10^{-5} \cdot Q \cdot n^2 + 0,03556 \cdot Q \cdot n - 6,18068 \cdot Q + 3,78910^{-5} \cdot n^2 + 0,0225399 \cdot n - 0,05876 \text{ м}$$

2. Залежність споживаної потужності  $N_e$  від частоти обертання  $n$  і витрати  $Q$  при відкритій засувці:

	$D = 1$			$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
	$n, \text{ хв}^{-1}$			
	250	310	375	
$N_e, \text{ кВт}$	448	1000	1280	5,28
	548	1083	1515	7,26

	605	1200	1840	9,24
--	-----	------	------	------

Апроксимуючи табличні дані, одержимо:

$$N_e(Q,n)=0,40467 \cdot Q^2 \cdot n-4,30359 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2 \cdot n^2-79,755 \cdot Q^2+0,015989 \cdot Q \cdot n^2- \\ -11,14986 \cdot Q \cdot n+1907,378 \cdot n-0,11156 \cdot n^2+78,707 \cdot n-12732,735 \text{ кВт}$$

3. Залежність ККД  $\eta$  від частоти обертання  $n$  і витрати  $Q$  при відкритій засувці:

	$D = 1$			$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
	$n, \text{ хв}^{-1}$			
	250	310	375	
$\eta, \%$	74,9	68,5	68,2	5,28
	74,5	76	75,4	7,26
	65	69,2	76,6	9,24

Апроксимуючи табличні дані, одержимо:

$$\eta(Q,n)=0,0002187 \cdot Q^2 \cdot n^2-0,13353 \cdot Q^2 \cdot n+18,55 \cdot Q^2- \\ -0,003293 \cdot Q \cdot n^2+2,04934 \cdot Q \cdot n-292,1536 \cdot Q+0,0121 \cdot n^2-7,6617 \cdot n+1190,185 \%$$

4. Залежність втрат потужності  $\Delta N$  від частоти обертання  $n$  і витрати  $Q$  при відкритій засувці:

	$D = 1$			$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
	$n, \text{ хв}^{-1}$			
	250	310	375	
$\Delta N, \text{ кВт}$	112,4	315	407,0	5,28
	139,7	259,9	372,7	7,26
	211,7	369,6	430,6	9,24

Апроксимуючи табличні дані, одержимо:

$$\Delta N(Q,n)=-0,001298 \cdot Q^2 \cdot n^2+0,98232 \cdot Q^2 \cdot n-158,737 \cdot Q^2+0,0203 \cdot Q \cdot n^2- \\ -15,277 \cdot Q \cdot n+2491,2 \cdot Q-0,08681 \cdot n^2+65,4394 \cdot n-10676 \text{ кВт}$$

Для визначення закону керування насосом, апроксимуємо залежність ККД  $\eta$  від витрати для різних частот:

$n=250 \text{ хв}^{-1}$		$n=310 \text{ хв}^{-1}$		$n=375 \text{ хв}^{-1}$	
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$\eta, \%$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$\eta, \%$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$\eta, \%$
3,9583	69	5,2778	68,5	5,2778	68,2
5,2778	74,9	5,9375	72	6,5972	73,1
5,9375	76,5	6,5972	74,81	7,2569	75,4
6,5972	76	7,2569	76	7,9167	76,5
7,2569	74,5	7,9167	75	9,2361	76,6
9,2361	65	9,2361	69,2	10,5556	72,4

Для частоти  $n=250 \text{ хв}^{-1}$  одержуємо:  $\eta = 24,825 + 16,337 \cdot Q - 1,299 \cdot Q^2$ .

Дорівнявши першу похідну  $\eta' = 16,337 - 2,598 \cdot Q$  до нуля, отримуємо значення витрати  $Q = 6,288 \text{ м}^3/\text{с}$ , при якій ККД буде максимальним.

Для частоти  $n=310 \text{ хв}^{-1}$  одержуємо:  $\eta = -19,437 + 26 \cdot Q - 1,776 \cdot Q^2$ .

Дорівнявши першу похідну  $\eta' = 26 - 3,552 \cdot Q$  до нуля, отримуємо значення витрати  $Q = 7,3198 \text{ м}^3/\text{с}$ , при якій ККД буде максимальним.

Для частоти  $n=375 \text{ хв}^{-1}$  одержуємо:  $\eta = 14,142 + 14,829 \cdot Q - 0,88 \cdot Q^2$ .

Дорівнявши першу похідну  $\eta' = 14,829 - 1,76 \cdot Q$  до нуля, отримуємо значення витрати  $Q = 8,435 \text{ м}^3/\text{с}$ , при якій ККД буде максимальним.

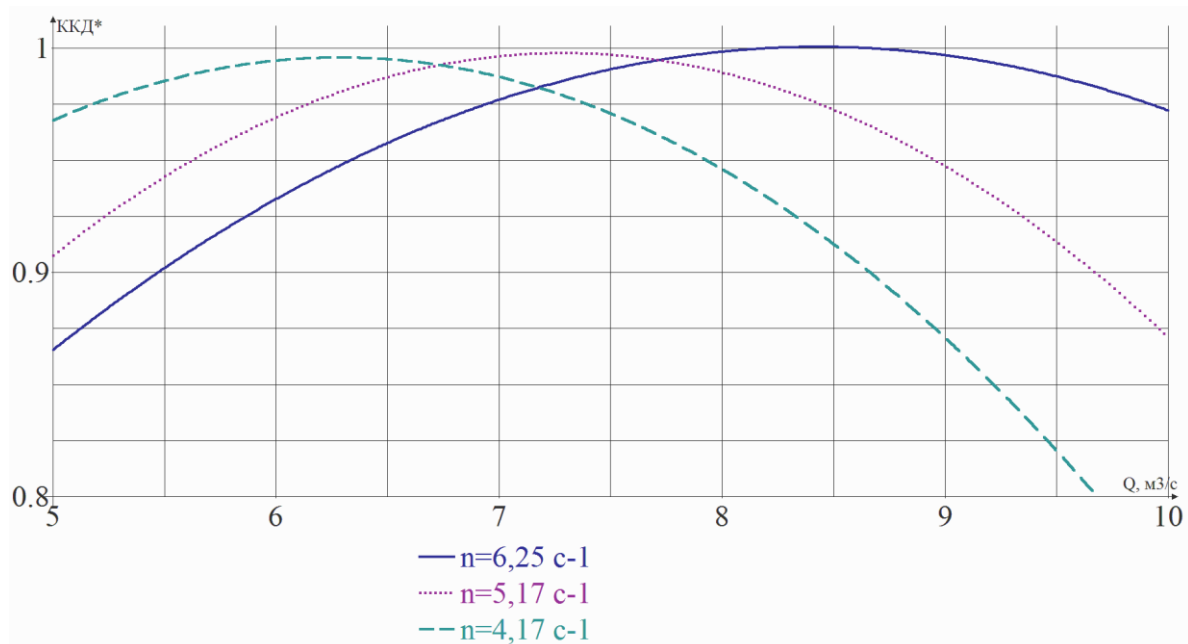
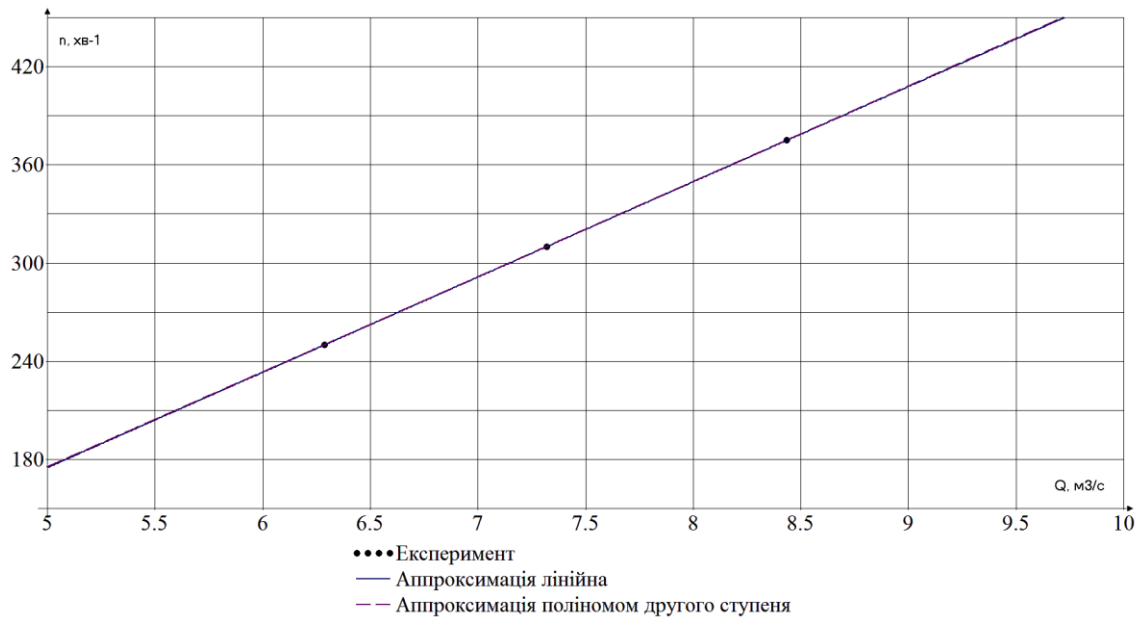
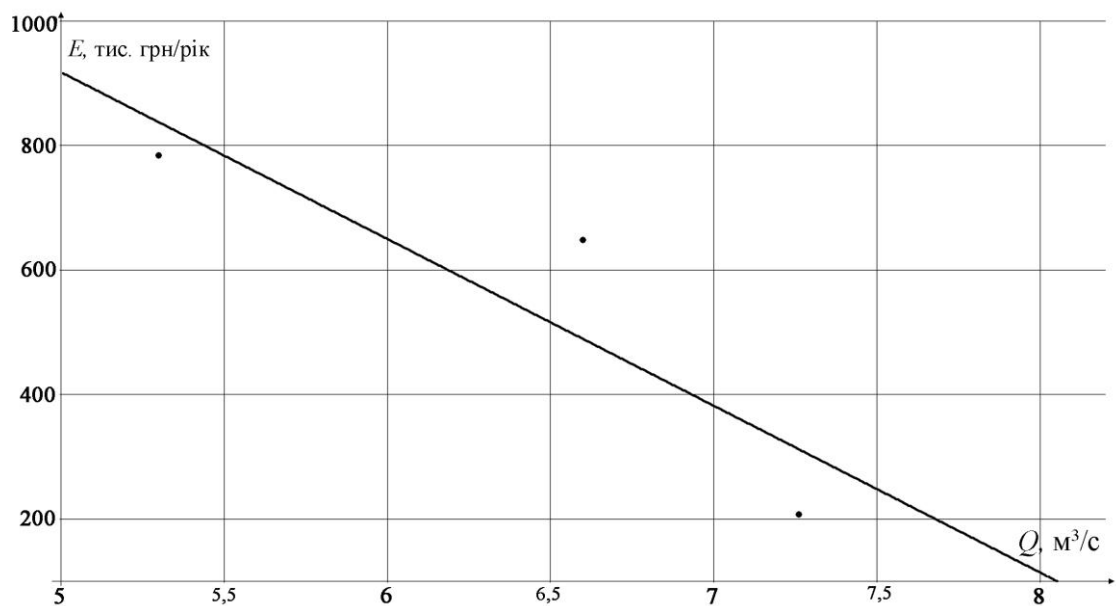


Рисунок 3.3 – Залежність відносного ККД\*= $\eta/\eta_{\text{макс}}$  від витрати  $Q$  для різних частот обертання циркуляційного насоса ОП-2-145

Перерахувавши число оборотів на витрату, при якій буде максимальний ККД, одержимо залежність економічної ефективності плавного частотного керування (у відмінності від східчастого) від витрати (рис. 3.4. б) і залежність частоти обертання  $n$  від витрати  $Q$ , при якій буде забезпечено максимальний ККД насосної установки (рис. 3.4. а):



а)



б)

Рисунок 3.4 – Залежність частоти обертання, що забезпечує максимальне значення ККД, від витрати а) і очікувана економічна ефективність б).

Закон керування:

- при апроксимації поліномом другого порядку:

$$n(Q) = A Q^2 + B Q + C$$

$$n(Q) = 0,0627 \cdot Q^2 + 57,297 \cdot Q - 112,764 \text{ хв}^{-1}$$

- при лінійній апроксимації:

$$n(Q) = 58,22 \cdot Q - 116,12 \text{ хв}^{-1}$$

На станції керування циркуляційним насосом здійснюється на одній частоті шляхом зміни місцевого опору засувки.

Зрівняємо втрати при дроселюванні й 3-х східчастому частотному керуванні (табл. 3.8).

Таблиця 3.8 – Порівняння ефективності способів керування

	Витрата $Q$ , м <sup>3</sup> /с				
	5,3	6,6	7,26	7,9	9,24
Втрати при дроселюванні, кВт	257,6	245	309	391	460
Втрати при 3-х східчастому частотному керуванні, кВт	112,4	125	260	-	-
Різниця втрат, кВт	145,2	120	51	-	-
Річний економічний ефект, грн	784 000	648 000	207 540	-	-

Таким чином, експериментальні дослідження показали працездатність алгоритмів автоматизованого енергозберігаючого керування, викладених в [44, 59, 58, 135] і економічну доцільність їхнього використання. Річний економічний ефект для одного циркуляційного насосу потужністю 1700 кВт становить 200-700 тис.грн/рік в залежності від режиму роботи енергоблоку.



### 3.2. Структурно-логічна схема ефективного керування НПК

Фактичними та розрахунковими значеннями конденсату на виході, команда з датчиків відповідних параметрів потрапляє в систему обробки інформації, а далі на виконавчі органи, які в залежності від схеми керування та згідно отриманого сигналу збільшують або зменшують витрату циркуляційної води та витрату пару, який відсмоктується ежекторами.

Дотепер накопичений багатий науковий матеріал теорії автоматизованого керування НПК. У цей час питаннями енергозберігаючого керування займається ряд відомих наукових шкіл і колективів як на Україні, так і в ближнім і далекому зарубіжжі. З останніх робіт українських учених у цій області слід зазначити роботи А.И. Рогачова [137], М.А. Дуеля [127, 128, 136], А.Х. Горелика [138, 139, 140], В.П. Северіна [141], Г.І. Канюка [129, 130] та інших.

Виявлено, що важливими експлуатаційними характеристиками АСК НПК є ефективна робота конденсатора, а саме енергоефективність, тобто мінімум втрат усіх видів енергій під час нормальної експлуатації НПК. При цьому виникає необхідність враховувати надійність, швидкодію та стабільність роботи систем АСК.

У зв'язку з цим, розробка АСК НПК, яка б працювала за принципом мінімуму втрат енергії (максимум енергозбереження) та зберігала б основні інші необхідні показники (швидкодія, надійність, стабільність та інші) у заданих межах, є однією з актуальних задач систем автоматизованого керування енергетичними об'єктами теплових та атомних електричних станцій.

Існує автоматизована система керування "Комплекс-АСВТ" для теплових електростанцій та автоматизована система керування "Комплекс-Титан 2" для атомних електростанцій [136].

Недоліком існуючих АСК НПК є те, що принцип енергозбереження виконується побічно, або не виконується взагалі, що збільшую втрати енергії на власні потреби та підвищує собівартість електричної енергії, що виробляється на теплових та атомних електростанціях.

В основу ідеї поставлено задачу зменшення втрат енергії та підвищення енергоефективності НПК шляхом використання енергозберігаючої АСК, що включає датчики витрати конденсату, датчики тиску конденсату, датчики температури конденсату, датчики витрати пару, датчики витрати циркуляційної води, регулятора.

Поставлена задача вирішується тим, що автоматизована система керування НПК додатково містить блок еталонної моделі низькопотенційного комплексу, блок формування функції втрат енергії, блок формування функції мінімуму втрат енергії, блок регулювання.

Застосування еталонної математичної моделі НПК, яка в режимі реального часу може змінювати свої параметри в залежності від конкретних умов, дозволяє більш точно та повно визначати функцію втрат енергії в НПК в будь-який час, та виявляти шляхи їх зменшення без порушення основних технологічних показників конденсатора.

Сутність пояснюється на рис. 3.5, де схематично зображено структурна функціональна схема енергозберігаючої автоматизованої системи керування НПК з блоком еталонної моделі НПК, блоком формування функції втрат енергії в НПК, блоком формування функції мінімуму втрат енергії в НПК та блоком регулювання.

Енергозберігаюча автоматизована система керування НПК складається з низькопотенційного комплексу 1, блоку еталонної моделі НПК 2, датчика витрати конденсату 3; датчика тиску конденсату 4, датчика температури конденсату 5, блоку формування функції втрат 6, блоку формування функції визначення мінімальних втрат 7, блоку регулювання 8, регулятора витрати пару 9, датчика пару 10, регулятора витрати циркуляційної води 11, датчика витрати циркуляційної води 12, регулятора витрати конденсату 13, датчика витрати конденсату 14, регулятора витрати пару крізь ежектори 15, датчика витрати пару крізь ежектори 16.

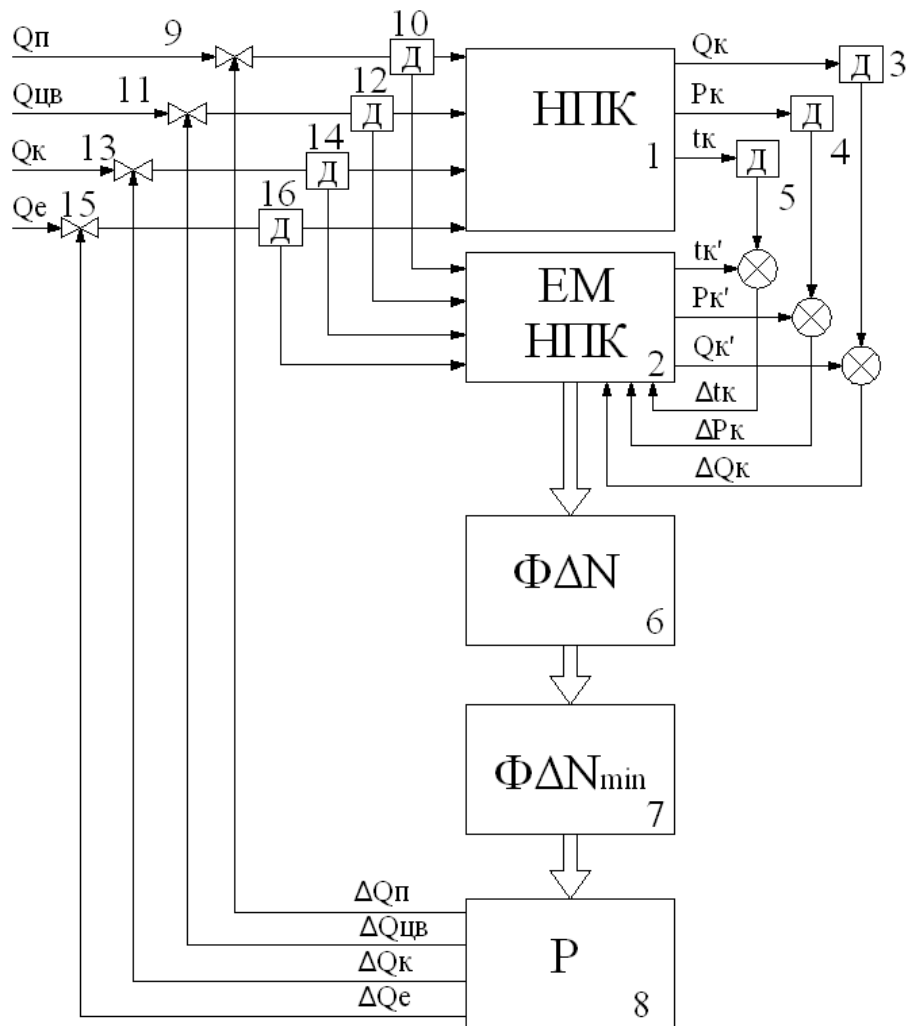


Рисунок 3.5 – Функціональна схема енергозберігаючої АСК НПК.

1 – низькопотенційний комплекс; 2 – блок еталонної моделі НПК 3 – датчик витрати конденсату  $G_k$ ; 4 – датчик тиску конденсату  $P_k$ ; 5 – датчик температури конденсату  $T_k$ ; 6 – блок формування функції втрат  $\Phi \Delta N$ ; 7 – блок формування функції визначення мінімальних втрат  $\Phi N_{\min}$ ; 8 – регулятор  $P$ ; 9 – регулятор витрати пари; 10 – датчик витрати пари  $D_2$ ; 11 – регулятор витрати циркуляційної води; 12 – датчик витрати циркуляційної води  $Q_{цв}$ ; 13 – регулятор витрати конденсату; 14 – датчик витрати конденсату  $G_k$ ; 15 – регулятор витрати ежектора; 16 – датчик витрати ежектора;  $T_k'$  – еталонна температура конденсату;  $P_k'$  – еталонний тиск конденсату;  $G_k'$  – еталонна витрата конденсату;  $\Delta T_k$  – різниця температури конденсату еталона та природи;  $\Delta P_k$  – різниця тисків конденсату еталону та природи;  $\Delta G_k$  – різниця витрати конденсату еталона та природи.

Система працює таким чином: відпрацьований пар з турбіни потрапляє в низькопотенційний комплекс 1, витрата якого визначається датчиком витрати пару 10, тиск – датчиком тиску 4, температура – датчиком температури 5, витрата конденсату – датчиками витрати конденсату 3, оцифровані сигнали з

яких порівнюються з відповідними еталонними сигналами, які генеруються в блоці еталонної моделі НПК 2 та визначаються різниці відповідних сигналів, за величинами цих сигналів та сигналів з датчика витрати пару 10, датчика витрати циркуляційної води 12, датчика витрати конденсату 14, датчика витрати пару крізь ежектори 16 в блоці еталонної моделі 2 генерується сигнал, який потрапляє в блок формування функції втрат 6, а далі в залежності від рівня втрат, сигнал потрапляє в блок формування функції мінімуму втрат 7, сигнал з якого потрапляє в блок регулювання 8, який дає команди на регулятор витрати пару 9, регулятор витрати циркуляційної води 11, регулятор конденсату 13, регулятор витрати пару крізь ежектори 15, підтримуючи роботу НПК в максимально енергоефективному режимі.

Позитивний ефект: зменшуються втрати потужності та енергії в НПК, підвищується енергоефективність роботи НПК, зменшується собівартість електричної енергії, що виробляється на теплових та атомних електричних станціях.

### **3.3. Програми ефективного функціонування конденсатора**

На підставі загальної математичної моделі конденсатора формується алгоритм еталонної програми функціонування конденсатора при заданих значеннях витрат пари  $(G_n^{bx})_3$  й конденсатора  $(G_k)_3$  (рис. 3.6). Ця програма може формувати оптимальні впливи для САР положенням регулюючої засувки на робочому потоці пари ежекторної установки, засувки циркуляційного насоса та привода циркуляційного насоса. При цьому загальна структура (функціональна схема) енергоефективної САУ режимами роботи конденсатора може мати вигляд, представлений на рис. 3.7.

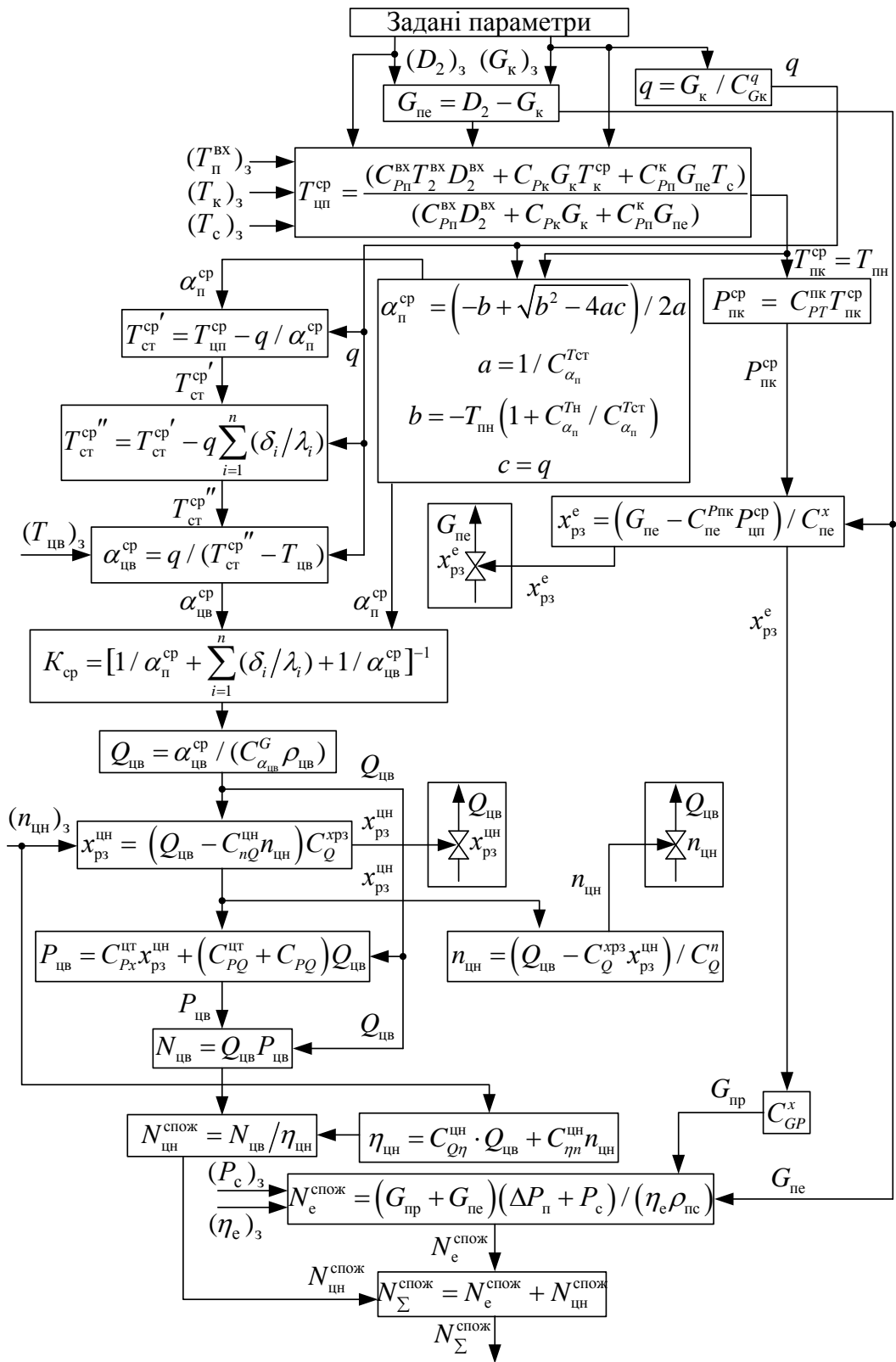


Рисунок 3.6 – Алгоритм формування заданої програми роботи НПК

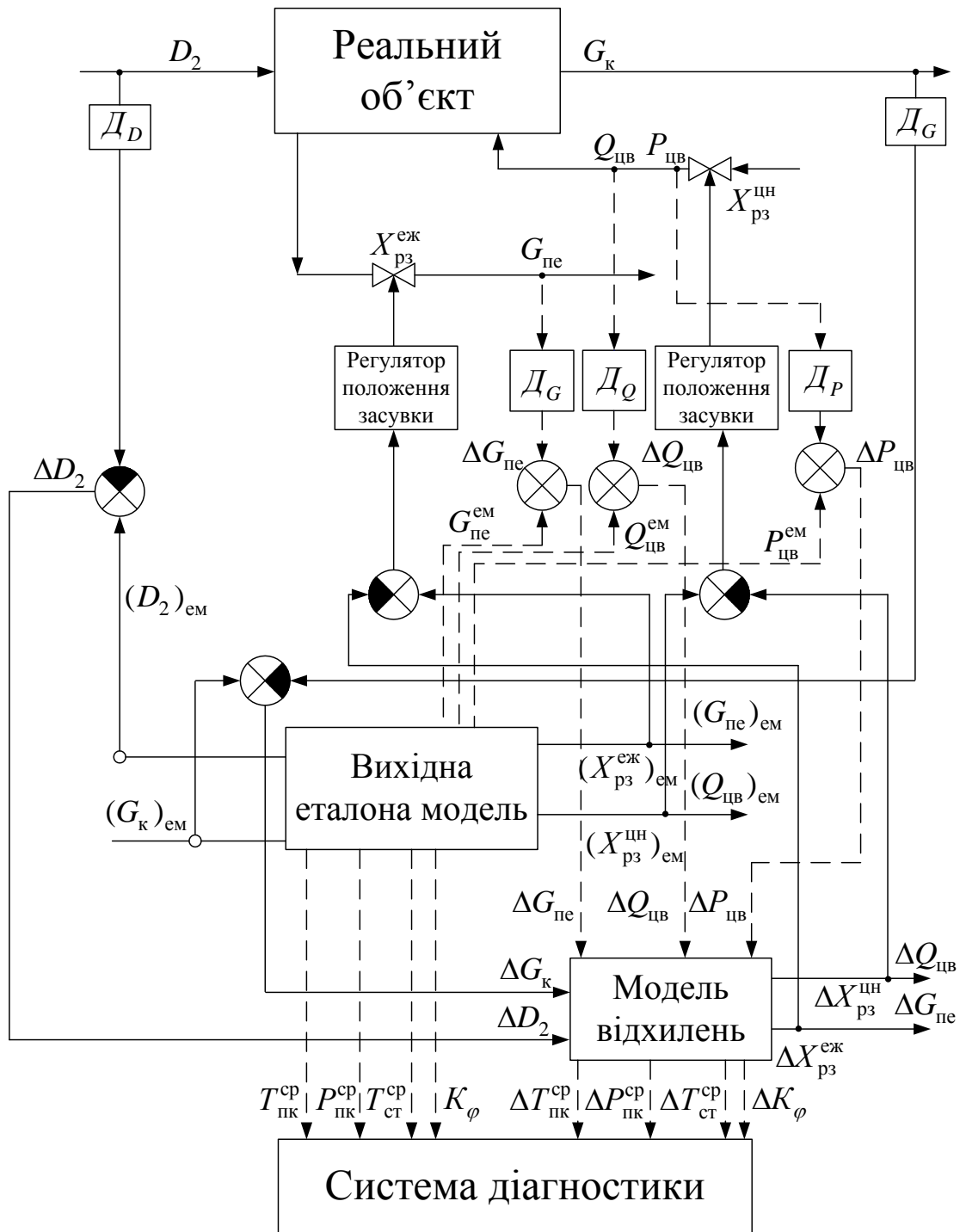


Рисунок 3.7 – Загальна функціональна схема енергозберігаючої САУ режимами роботи конденсатора з використанням еталонної моделі

Подальші завдання в цьому напрямку полягають у наступному:

- підбор і апроксимація експериментальних характеристик робочих процесів і елементів конденсаційної установки, необхідних для замикання та конкретизації розробленої математичної моделі;
- одержання функції потужності енергетичних втрат, затрачених на функціонування НПК і дослідження її на екстремум (мінімум);
- конкретизація запропонованої загальної структури енергоефективної САК режимами роботи НПК, доведення її до можливості практичного використання.

### **3.4. Розробка проєкту нормативного забезпечення енергоефективних режимів роботи НПК**

**ПРОЄКТ**

**ТЕХНІЧНІ УМОВИ**

**ТУУ 40.10.10.100.003 УПА**

---

## **СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧОГО КЕРУВАННЯ НИЗЬКОПОТЕНЦІЙНИМИ КОМПЛЕКСАМИ ТЕПЛОВИХ І АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

---

**Чинний від \_\_\_\_\_**

### **1. СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ**

1.1 Ці технічні вимоги розповсюджуються на системи автоматичного керування (САК) елементами низькопотенційних комплексів (конденсатні насоси, циркуляційні насоси, ежектори) електричних станцій типу ТЕС і АЕС, що забезпечують підтримання необхідних технологічних процесів енергоблоків електростанцій.

1.2 Ці технічні вимоги розповсюджуються на системи автоматичного керування з мікропроцесорними регуляторами.

1.3 Положення цих технічних вимог використовуються:

- розробниками систем автоматичного керування технологічних процесів;
- службами налагодження, експлуатації і ремонту підприємств, у технологічних процесах яких використовуються системи автоматичного керування елементами систем низькопотенційних комплексів;
- органами з сертифікації продукції та систем якості при проведенні атестації виробництва.

### **2. НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ**

В цьому стандарті є посилання на такі нормативні документи:



ДСТУ 2709-94 Автоматизовані системи керування технологічними процесами. Метрологічне забезпечення. Основні положення.

ДСТУ EN 45510-6-4:2015 (EN 45510-6-4:1999, IDT) Настанова щодо поставок обладнання електростанцій. Частина 6-4. Допоміжне обладнання турбін. Насоси. Зазначено загальні вимоги щодо насосних агрегатів електричних станцій. Потужності, класи безпеки, умови експлуатації тощо.

ДСТУ EN 16297-1:2017 (EN 16297-1:2012, IDT) Насоси. Відцентрові насоси. Безсальникові циркуляційні насоси. Частина 1. Загальні вимоги та процедури для випробування та розрахунку показника енергоефективності (EEI)

ДСТУ EN 45510-6-3:2015 Настанова щодо поставок обладнання електростанцій. Частина 6-3. Допоміжне обладнання турбін. Конденсаційні установки (EN 45510-6-3:1998, IDT). Зазначено загальні вимоги щодо конденсаційних установок електричних станцій. Вибір конденсатора, його характеристик.

ДСТУ 3503-97 Насоси. Основні технічні показники та характеристики рідинних насосів. Терміни, визначення та позначення.

ГКД 34.30.301-95 Методика розрахунку виправлень до потужності, витраті свіжої пари й питомій витраті теплоти на відхилення параметрів і умов від номінальних для турбоагрегатів з регульованими відборами пари.

ГКД 34.11.301-93 Метрологічні характеристики обчислювальної процедури розрахунку техніко-економічних показників енергоблока теплової станції. Методика визначення.

ГКД 34.30.401-93 Методичні вказівки з налагодження та експлуатації водоструминних ежекторів конденсаційних установок парових турбін.

ГКД 34.09.103-96 Розрахунок звітних техніко-економічних показників електростанції про теплову економічність устаткування. Методичні вказівки.

### **3. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ**

3.1. Система низькопотенційного комплексу являє собою сукупність машин та агрегатів, поєднаних технологічним процесом та призначена для підтримання необхідного тиску (величина вакууму) на виході з парової турбіни.

3.2. Система автоматичного керування низькопотенційним комплексом є сукупність технічних пристроїв, які забезпечують задану величину вакууму за останньою ступенню парової турбіни у відповідності з режимом роботи турбіни та енергоблока.

3.3. Енергозберігаюча САК забезпечує режим керування елементами низькопотенційних комплексів за критерієм мінімуму енергетичних втрат в турбіні при заданих значеннях технологічних параметрів (витрата пари крізь турбіну) та заданих обмеженнях (температура циркуляційної води, обсяг ежектуємої пари, показники надійності, безпеки та інше).

3.4. Енергозберігаюча САК – САК з виконавчим механізмом, який може працювати в комплекті з електронним мікропроцесорним регулятором, що забезпечує точне відпрацювання заданої програми роботи об'єкта керування.

### **4. КОМПЛЕКТНІСТЬ**

4.1. Енергозберігаюча САК повинна включати:

4.1.1. Елемент системи НПК (насос або компресор)

4.1.2. Електричний привід

4.1.3. Вимірювальний блок, що включає:

– давач положення регулюючих засувки;

– давач швидкості обертання (частоти обертання) колес циркуляційних насосів, конденсатних насосів, ежекторів;

– давачі основного і (при необхідності) допоміжних параметрів технологічного процесу;

– класи точності давачів перелічених вище параметрів повинні бути не нижчі за 0,5.

4.1.4. Електронний мікропроцесорний регулятор, що включає:

– блок задавання режиму роботи об'єкта керування;

– блок керування частотами обертання насосів та ежекторів та положення їх регулюючих засувок;

– блок визначення основного параметру технологічного процесу, що регулюється (витрата, тиск та інше);

– блок формування та мінімізації функції енергетичних втрат в системі НПК.

## 5. СТРУКТУРА ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧОЇ САК НПК

Функціональну схему САК наведено на рис. 1.

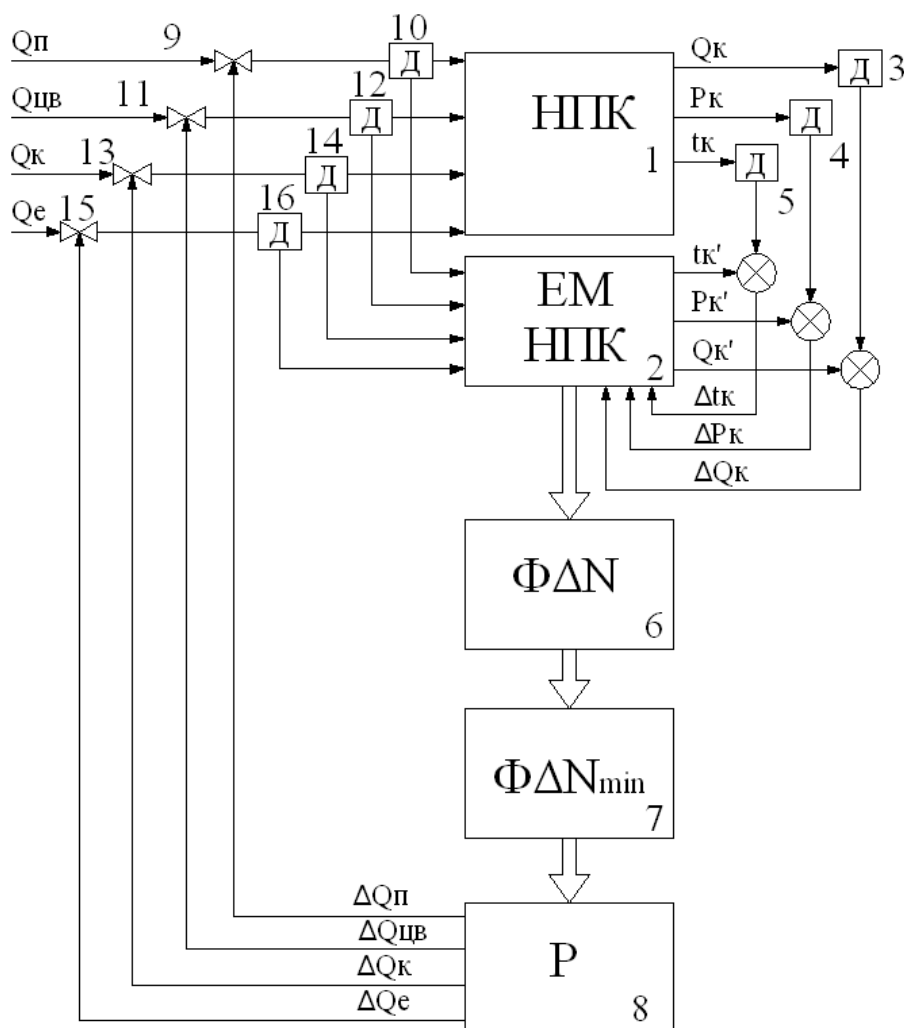


Рисунок 1 – Функціональна схема енергозберігаючої АСК НПК.

1 – низькопотенційний комплекс; 2 – блок еталонної моделі НПК 3 – датчик витрати конденсату  $G_k$ ; 4 – датчик тиску конденсату  $P_k$ ; 5 – датчик температури конденсату  $T_k$ ; 6 – блок формування функції втрат  $\Phi \Delta N$ ; 7 – блок формування функції визначення мінімальних втрат  $\Phi N_{\min}$ ; 8 – регулятор  $P$ ; 9 – регулятор витрати пари; 10 – датчик витрати пари  $D_2$ ; 11 – регулятор витрати циркуляційної води; 12 – датчик витрати циркуляційної води  $Q_{цв}$ ; 13 – регулятор витрати конденсату; 14 – датчик витрати конденсату  $G_k$ ; 15 – регулятор витрати ежектора; 16 – датчик витрати ежектора;  $T_k'$  – еталонна температура конденсату;  $P_k'$  –

еталонний тиск конденсату;  $G_k'$  – еталонна витрата конденсату;  $\Delta T_k$  – різниця температури конденсату еталона та натури;  $\Delta P_k$  – різниця тисків конденсату еталону та натури;  $\Delta G_k$  – різниця витрати конденсату еталона та натури.

Сутність енергозберігаючого керування елементами НПК полягає у визначенні необхідних режимів роботи окремих, при яких сумарні втрати енергії в системі турбіна-конденсатор будуть мінімальні при заданих обмеженнях. Вирішення даної задачі залежить від параметрів пара, режиму роботи турбіни (енергоблоку) і параметрів елементів НПК (частоти обертання та положення засувки насосів та ежекторів).

## **6. АЛГОРИТМ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧОГО КЕРУВАННЯ НПК**

Алгоритм визначення оптимуму циркуляційної води (рис. 2) передбачає можливість визначення величини витрати циркуляційної води, при якій втрати енергії в НПК будуть мінімальні. Отримана величина є завданням для системи керування циркуляційних насосів.

Алгоритм формування заданої програми роботи НПК (рис. 3) передбачає визначення оптимальних (з точки зору мінімуму втрат енергії) режимів роботи циркуляційних, конденсатних насосів та ежекторів у всьому діапазоні роботи турбіни.

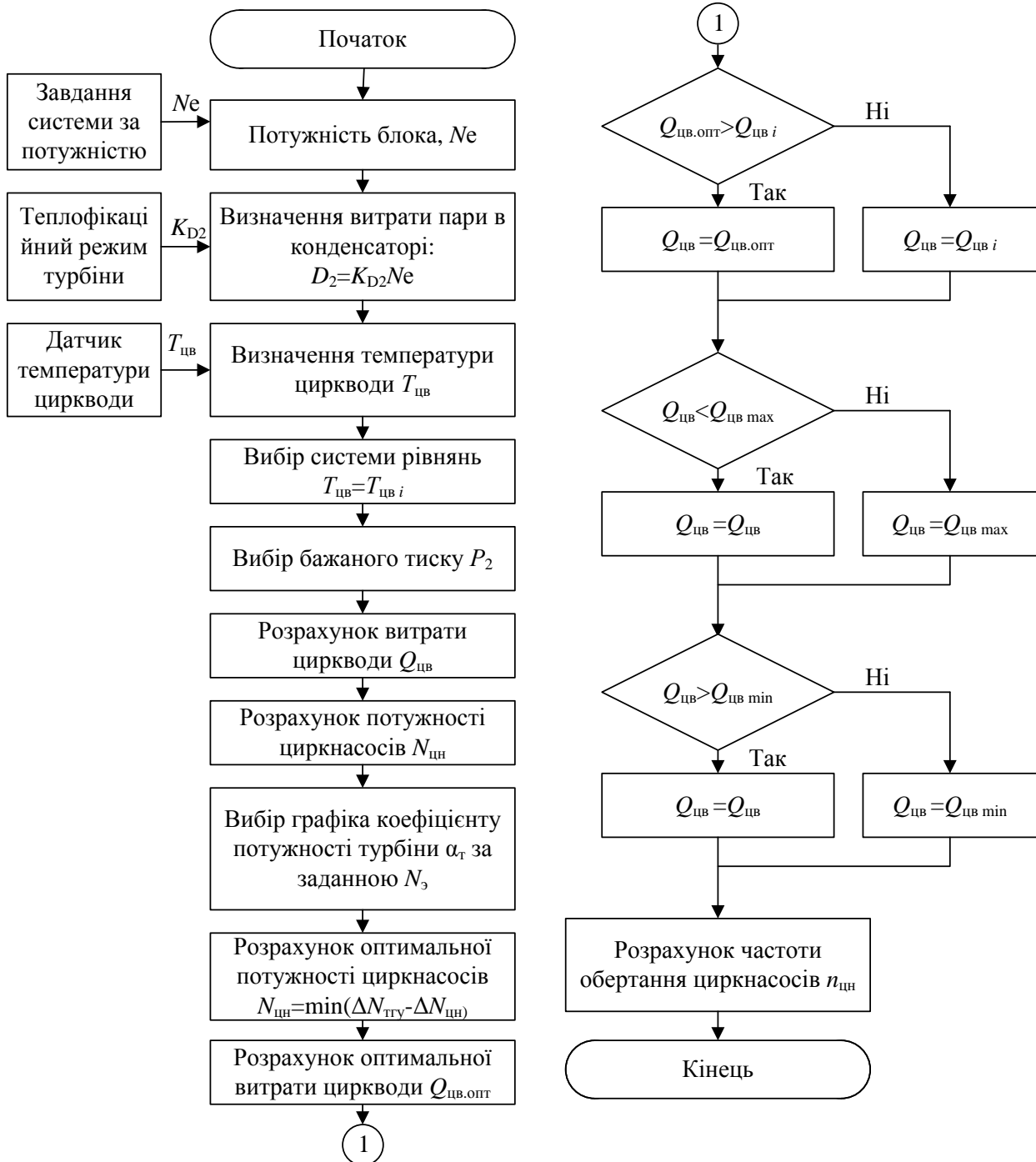


Рисунок 2 – Алгоритм керування НПК за критерієм оптимуму витрати циркуляційної води

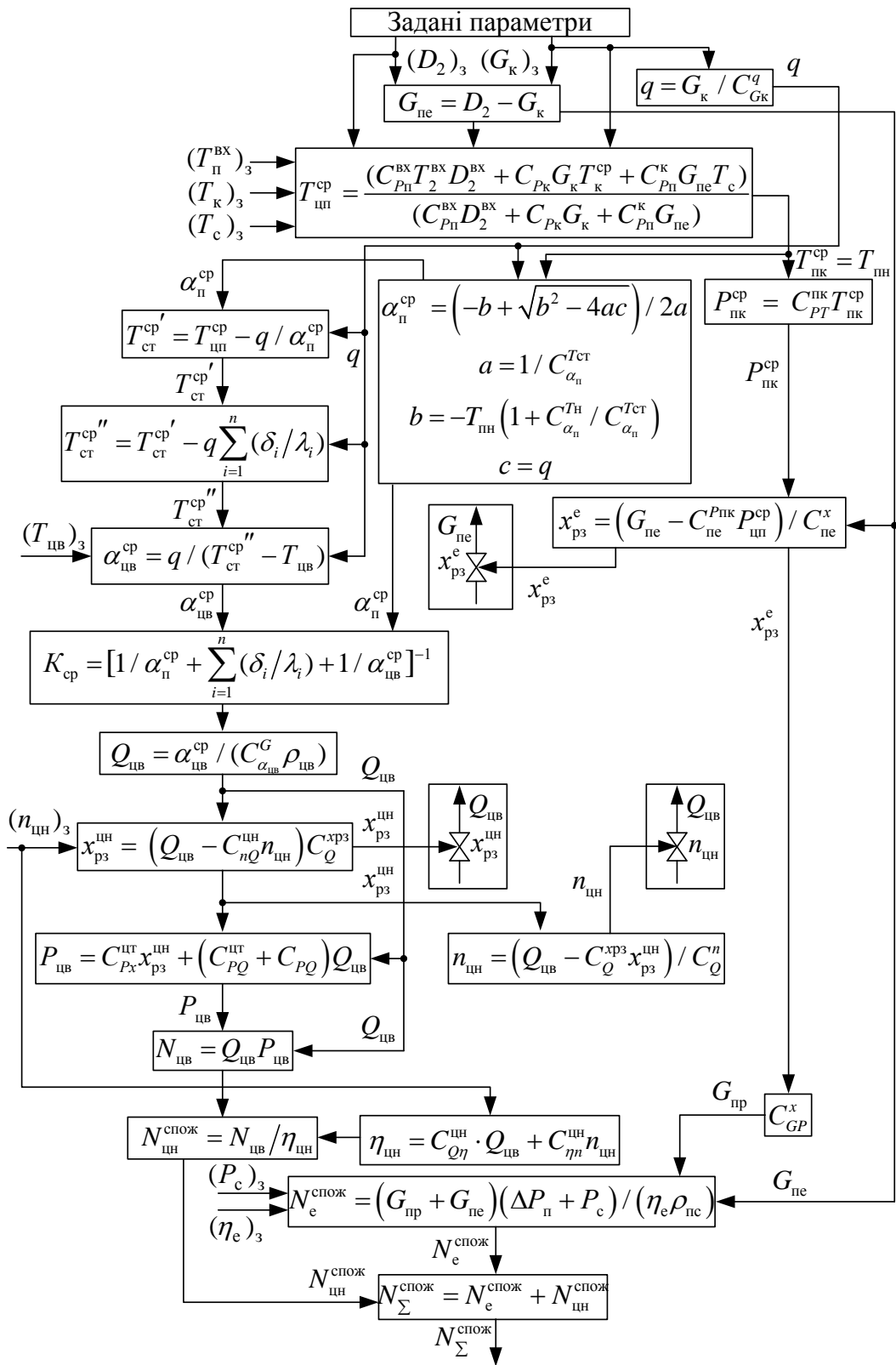


Рисунок 3 – Алгоритм формування заданої програми роботи НПК

## 7. ЕТАЛОННІ МОДЕЛІ НПК

Вектор нерегульованих вхідних параметрів  $\vec{X}_{\text{вх}}^{\text{нерег}}$  включає номінальні для певного режиму роботи значення масової витрати ( $G_{\text{п}}^{\text{вх}}$ ), тиски ( $P_{\text{п}}^{\text{вх}}$ ) й температури ( $T_{\text{п}}^{\text{вх}}$ ) пари, що входить у конденсатор з останнього щабля турбіни.

Вектори регульованих параметрів  $\vec{X}_{\text{вх}}^{\text{рег1}}$  і  $\vec{X}_{\text{вх}}^{\text{рег2}}$  – відповідні значення параметрів охолодної води ( $G_{\text{в}}^{\text{вх}}, P_{\text{в}}^{\text{вх}}, T_{\text{в}}^{\text{вх}}$ ) й пари, яка видаляється ежекторами ( $G_{\text{п}}^{\text{е}}, P_{\text{п}}^{\text{е}}, T_{\text{п}}^{\text{е}}$ ).

При цьому вектор внутрішніх параметрів, по яких може безпосередньо здійснюватися керування:

$$\vec{X}_{\text{кер}} \{G_{\text{в}}^{\text{вх}}; G_{\text{п}}^{\text{е}}\}.$$

Вектор внутрішніх параметрів  $\vec{X}_{\text{вн}}$  може бути представлений середніми значеннями тиску ( $P_{\text{пк}}^{\text{ср}}$ ), температури ( $T_{\text{пк}}^{\text{ср}}$ ) й швидкості циркуляції пари ( $U_{\text{пк}}^{\text{ср}}$ ) в паровому просторі конденсатора, а також середнім значенням кількості теплоти ( $Q_{\text{ср}}$ ), що віддає пара холодній воді через стінки трубних пучків.

Вектор вихідних параметрів  $\vec{X}_{\text{вих}}$  являє собою значення масової витрати конденсату ( $G_{\text{к}}$ ).

Вектор втрат  $\vec{X}_{\text{втр}}$  – значення потужностей, споживаних циркуляційним насосом ( $N_{\text{щн}}$ ) і ежекторами ( $N_{\text{е}}$ ).

Загальна математична модель стаціонарного режиму роботи конденсатора:

$$\begin{aligned} G_{\text{п}}^{\text{вх}} &= G_{\text{к}} + G_{\text{п}}^{\text{е}}, \\ G_{\text{п}}^{\text{е}} &= C_{\text{не}}^{\text{х}} X_{\text{рз}}^{\text{е}} + C_{\text{не}}^{\text{рпк}} P_{\text{пк}}^{\text{ср}}, \\ T_{\text{пн}}^{\text{ср}} &= C_{\text{Трн}} P_{\text{пк}}^{\text{ср}} + C_{\text{Трн}}', \\ q &= \alpha_{\text{п}}^{\text{ср}} (T_{\text{пн}}^{\text{ср}} - T_{\text{ст}}^{\text{ср}}), \\ q &= (T_{\text{ст}}^{\text{ср}} - T_{\text{ст}}^{\text{ср}''}) / \sum_{i=1}^n (\delta_i / \lambda_i), \\ q &= \alpha_{\text{в}}^{\text{ср}} (T_{\text{ст}}^{\text{ср}''} - T_{\text{в}}^{\text{ср}}), \\ \alpha_{\text{п}}^{\text{ср}} &= C_{\alpha\text{п}}^{\text{ш}} T_{\text{пн}}^{\text{ср}} + C_{\alpha\text{п}}^{\text{ср}} T_{\text{пн}}^{\text{ср}}', \end{aligned}$$

$$\alpha_B^{cp} = C_{\alpha B}^G \rho_B Q_B,$$

$$G_k = C_{qk}^q q,$$

$$N_B = Q_B P_B = C_{Nk}^{upr} X_{p3}^{upr} + C_{Nq}^{upr} Q_B,$$

$$N_{цн}^{спож} = N_B / \eta_{цн} = C_{Nk}^{цн} X_{p3}^{цн} + C_{Nq}^{цн} n_{цн},$$

$$Q_B = C_{qv}^{xp3} X_{p3}^{цн} + C_{qe}^n n_{цн},$$

$$\begin{aligned} T_{пк}^{cp} (C_{pп}^{bx} G_{п}^{bx} + C_{pконд} G_k + C_{pп}^k G_{п}^e) = \\ = (C_{pп}^{bx} T_{п}^{bx} G_{п}^{bx} + C_{pконд} G_k T_{конд}^{cp} + C_{pп}^k G_{п} T_{c}) - q A_k, \end{aligned}$$

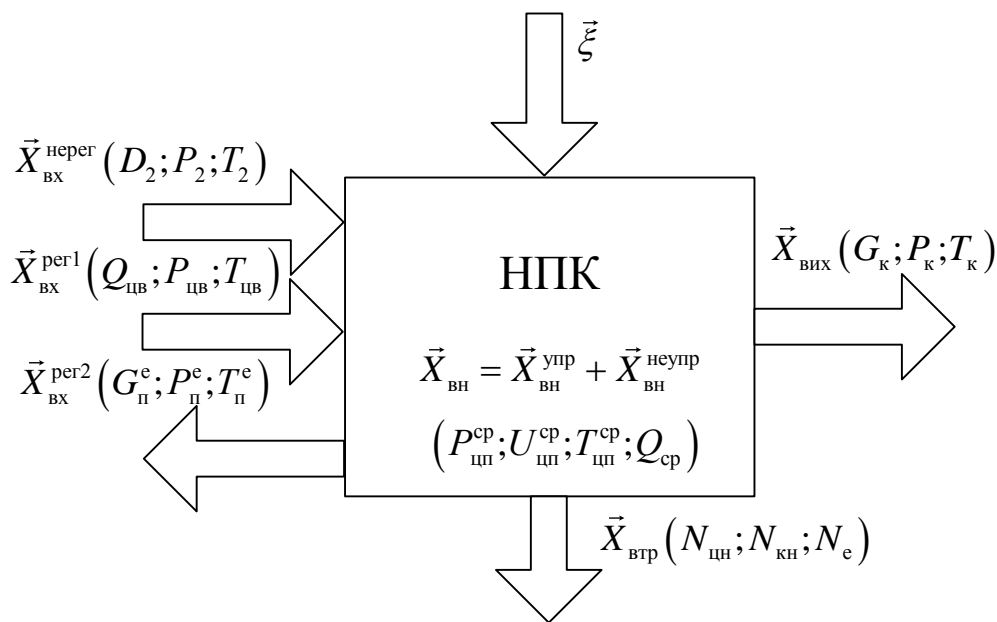


Рисунок 4 – Загальна векторна структурна схема НПК

де  $G_{п}^{bx}$  – масова витрата вступника відпрацьованої пари;

$G_k$  – масова витрата конденсату, що утвориться;

$G_{п}^e$  – витрата пари, що видаляє з конденсатора ежекторами для підтримки заданого значення вакууму;

$T_{пн}^{cp}$  – температура конденсації;

$q$  – поверхнева щільність теплового потоку, переданого від пари до зовнішніх поверхонь трубних пучків, що проходить через стінки трубних пучків і віддає внутрішніх стінок трубних пучків охолодній воді;



$\alpha_{\text{п}}^{\text{сп}}$ ,  $\alpha_{\text{в}}^{\text{сп}}$  – коефіцієнти тепловіддачі від пари до зовнішніх стінок трубних пучків і від внутрішніх стінок трубних пучків до охолодної води;

$T_{\text{ст}}^{\text{сп}'}$  і  $T_{\text{ст}}^{\text{сп}''}$  – середні значення температур зовнішніх і внутрішніх поверхонь трубних пучків;

$T_{\text{пн}}^{\text{сп}}$  – середнє значення температури насиченої пари (при якому відбувається його конденсація);

$\delta_i$  і  $\lambda_i$  – товщини й теплопровідності шарів стінок трубних пучків (з урахуванням можливих покриттів і відкладень);

$C_{\text{ан}}^{\text{Тн}}$ ,  $C_{\text{ан}}^{\text{Тсн}}$ ,  $C_{\text{аб}}^{\text{г}}$  – відповідні коефіцієнти лінеаризації;

$N_{\text{в}}$  – корисна гідравлічна потужність циркуляційного насоса;

$Q_{\text{в}}$  – об'ємна витрата охолодної води (подача циркуляційного насоса);

$\rho_{\text{в}}$  – щільність води;

$P_{\text{в}}$  – тиск, що розвиває насосом;

$N_{\text{цн}}^{\text{спож}}$  – споживана потужність циркуляційного насоса;

$\eta_{\text{цн}}$  – ККД циркуляційного насоса;

$A_{\text{к}}$  – площа поверхні трубних пучків;

$r$  – питома теплота паротворення (конденсації) при відповідних значеннях тиску й температури насичення  $P_{\text{пн}}^{\text{сп}}$  й  $T_{\text{пн}}^{\text{сп}}$ .

## 8. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ НПК

Точка перетину кривих втрат у турбіні й циркуляційних насосах є оптимальною з погляду енергетичних втрат. Ця точка (для конденсаторів турбін цього класу) відповідає тиску 0,035 атм., однак найчастіше неможливо забезпечити даний рівень вакууму. Це може бути обумовлено високою температурою циркуляційної води, недостатньою потужністю циркуляційних насосів та ін.

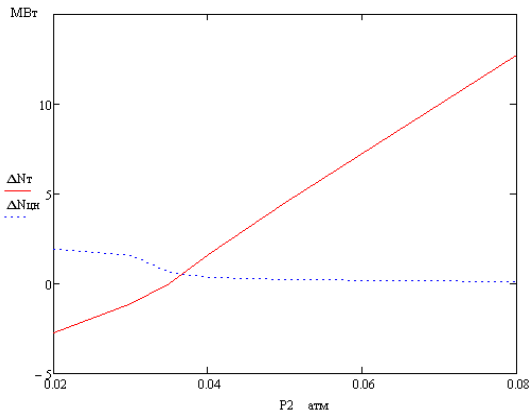


Рисунок 5 – Критерій оптимальності роботи НПК

Ключові слова: автоматизована система керування, система низькопотенційного комплексу, конденсатор, циркуляційний насос

Затверджено:

Зав. Каф. Автоматизації, метрології та енергоефективних технологій, д.т.н., проф.

Геннадій Канюк

Науковий керівник: к.т.н., доц.

Андрій Мезеря

Виконавець

Антон Чеботарьов

### 3.5. Висновки

За результатами експериментальних досліджень можна зробити такі висновки:

Проведено цикл експериментальних досліджень елементів систем низькопотенційних комплексів у реальних умовах експлуатації, виконано перевірку розроблених принципів енергозберігаючого керування системою НПК і математичних моделей і зроблено оцінку їх потенційної практичної ефективності;

Експериментальні дослідження показали працездатність алгоритмів енергозберігаючого керування і підтвердили економічну доцільність їхнього використання. Річний економічний ефект для одного циркуляційного насосу потужністю 1700 кВт становить 200-700 тис.грн./рік в залежності від режиму роботи енергоблоку. Отримано енергетичні характеристики конденсаторних установок, циркуляційних насосів, які є основними споживачами енергії в ситемах низькопотенційних комплексів та безпосередньо впливають на показники якості НПК. Експериментальні дослідження показали адекватність удосконалених математичних моделей елементів систем низькопотенційних комплексів і алгоритмів керування.

Розроблено алгоритм формування заданої програми роботи НПК і вхідної дії для САР витрат ежектуємого пари і охолоджувальної води. Розроблено загальну функціональну схему енергоефективної САУ режимами роботи НПК з використанням еталонної моделі об'єкта і моделі відхилень основних параметрів від заданих значень, здатна автоматично формувати оптимальні значення на регулятори продуктивності циркуляційного насоса і ежекторної установки з метою забезпечення мінімальних втрат потужності.

Розроблено проєкт технічних умов, спрямований на забезпечення високих показників якості керування режимами роботи систем низькопотенційних комплексів електростанцій. Вимоги можуть бути розповсюджені на системи автоматичного керування (САК) елементами низькопотенційних комплексів (конденсатні насоси, циркуляційні насоси, ежектори) електричних станцій типу ТЕС і АЕС з метою забезпечення суттєвого зниження втрат енергії на власні потреби енергоблоків.

## ВИСНОВКИ

Дисертацію присвячено розробці і обґрунтуванню наукових методів підвищення показників якості систем низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій шляхом синтезу та оптимізації автоматизованих систем керування, доведенню теоретичних рішень до рівня практичної реалізації в умовах діючих енергоблоків електростанцій. Отримані у процесі роботи наукові та практичні результати дозволяють зробити такі основні висновки:

1. Проведено аналіз та визначено структуру наукової літератури та нормативно-технічній документації України, спрямованої на покращення показників якості роботи систем низькопотенційних комплексів теплових і атомних електростанцій. Встановлено, що питання визначення та автоматичної підтримки енергоефективних режимів роботи систем висвітлено недостатньо. Існують норми щодо окремих елементів систем НПК електростанцій (насоси, конденсатор та інші), але бракує нормативних документів, які б нормували забезпечення високих показників якості щодо НПК як загальної системи.

2. Розроблено принципи підвищення показників якості НПК, сформульовано уточнені та ідентифіковані за результатами еспериментів математичні моделі робочих процесів і елементів НПК, які враховують процеси теплообміну і конденсації пари, роботи пароежекторної установки і циркуляційного насоса. Математичні моделі окремих елементів поєднані в загальну систему, що дає змогу забезпечити ефективність НПК за критерієм мінімуму енергетичних втрат.

3. Проведено цикл експериментальних досліджень елементів НПК у реальних умовах експлуатації, виконано перевірку запропанованих методів підвищення показників якості НПК і математичних моделей та виконано оцінку їх потенційної ефективності. Експериментальні дослідження показали адекватність удосконалених математичних моделей, а також підтвердили економічну доцільність їхнього використання. При цьому річний економічний ефект для

одного циркуляційного насосу потужністю 1700 кВт становить 200-700 тис.грн./рік в залежності від режиму роботи енергоблоку.

4. Розроблено загальну функціональну схему енергоефективної системи керування режимами роботи НПК з використанням еталонної моделі об'єкта і моделі відхилень основних параметрів від заданих значень. Система здатна автоматично формувати оптимальні керуючі дії на регулятори продуктивності циркуляційного насоса і ежекторної установки з метою забезпечення максимальних ККД, що забезпечує максимальні значення ККД. Розроблено алгоритм формування заданої програми роботи НПК і алгоритми формування вхідної дії для систем керування витратами ежектуємого пари і холодної води.

5. Розроблено алгоритм керування витратою циркуляційної води за критерієм мінімуму втрат енергії в циркуляційному насосі та максимумі ККД турбіни, що дозволяє забезпечити підвищення показників якості НПК та знизити собівартість виробництва електроенергії.

6. Удосконалено систему діагностики НПК, яка дозволяє своєчасно визначити стан обладнання з метою забезпечення надійності та ефективності НПК.

7. За результатами наукових досліджень розроблено проєкт технічних умов, спрямований на підвищення показників якості низькопотенційними комплексами електростанцій шляхом забезпечення енергоефективних режимів їх роботи. Розроблені умови можуть суттєво знизити втрати енергії на власні потреби енергоблоків та покращити техніко-економічних показники. За експерними оцінками, результати досліджень дозволять забезпечити зниження втрат енергії на власні потреби електростанцій 0,8-1,2%, та отримати річний економічний ефект до 10 млн. грн. на рік на кожну 1000 МВт встановленої потужності енергоблоку Сукупність результатів досліджень є основою для створення сучасних систем автоматизованого керування низькопотенційними комплексами електростанцій і дозволяють забезпечити підвищення техніко-економічних показників якості роботи енергоблоків ТЕС і АЕС.

## ЛІТЕРАТУРА

- 1 Климовский К.К. / Повышение КПД центробежного насоса. Климовский К.К. // Теплоэнергетика, 2008. –№ 3. –С. 65-66.
- 2 Пивняк Г.Г. Основные пути повышения энергетической эффективности электроприводов / Пивняк Г.Г., Башта А.С. // Всеукраинский научно-технический журнал. Энергосбережение. Крым: неисчерпаемый источник малой гидроэнергетики, 2008 –№5. – С. 7-12.
- 3 Канюк Г.И. Повышение точности и скорости систем автоматического регулирования частоты и мощности паровых турбин тепловых и атомных электростанций: / Отчет о НИР. Тема № 95-2ГБ // Руководитель темы Г.И. Канюк. –2005.
- 4 Дуэль М.А. Оценка эффективности АСУ энергоблоков ТЭС / Дуэль М.А., Шелепов И.Г. // Энергетика и электрификация. –1995. –№4. – С.36-40.
- 5 Дуэль М.А. Повышение эффективности энергосбережения при автоматизации энергопроизводства с использованием интегрированной АСУ ТЭС и АЭС. [Монография] / Дуэль М.А., Канюк Г.И, Мезеря А.Ю., Бабенко И.А. –Харьков: Типография «Мадрид», 2014. –440 с. ISBN 978-617-7050-41-3.
- 6 Енергетична стратегія України на період до 2030 року// Інформаційно-аналітичний вісник «Відомості Міністерства палива та енергетики України». Спеціальний випуск. –2006. –113 с.
- 7 Климовский К.К. О повышении эффективности осевых насосов и компрессоров // Конверсия в машиностроении. –М.: Информация. – 2004. –Вып. 5.
- 8 Арсирый В.А. Расчет эффективности гидравлической системы [Текст] / В.А. Арсирый, Д.А. Голубова // Холодильна техніка і технологія. – 2002. –№4 (78). –С. 48-51.
- 9 Арсирый В.А. Анализ параметров работы тягодутьевых машин с различными углами установки лопаток рабочих колес / В.А. Арсирый, В.О. Макаров, Ю.Н. Сербова, О.В. Вишневская // Холодильна техніка та технологія. –2014. –№ 3. –С. 35-38.
- 10 Канюк Г.И. Система энергосберегающего управления низкопотенциальным комплексом электростанции / Канюк Г.И, Мезеря А.Ю., Фокина А.Р., Лаптинов И.П. // Доклад XIV Международной научно-технической конференции «Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования». –Харьков, 2012.
- 11 Мезеря А.Ю., Лаптинов И.П., Фокина А.Р. Зменшення втрат енергії в котлотурбінному обладнанні шляхом енергозберігаючого управління насосними агрегатами. Актуальні задачі сучасних технологій / Зб. Тез

- доповідей на міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів. –Тернопіль, 2012. –С. 255.
- 12 Канюк Г.И. Модель энергосберегающего управления нагнетательными установками тепловых электростанций / Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Лаптинов И.П. // Вісник НТУ “ХПІ”: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування, 2014. –№12(1055). –С.90-97.
  - 13 Аракелян Э.К., Старшиной В.А. Повышение экономичности и маневренности оборудования тепловых электростанция. –М.: Изд-во МЭИ, 1993.
  - 14 Дуэль М.А. Развитие систем энергосберегающего автоматизированного управления энергопроизводством ТЭС и АЭС Украины [Текст] / Дуэль М.А., Канюк Г.И., Мезеря А.Ю. –Харьков: Изд-во «Точка». –2013. –388 с. ISBN 978-617-699-066-5.
  - 15 Канюк Г.И. Определение оптимального расхода циркуляционной воды в конденсаторах тепловых и атомных электростанций / Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Фокина А.Р., Бабенко И.А. // Энергосбережение, Энергетика, Энергоаудит. –2015. –№6(137). –С.12-19.
  - 16 Ноздренко Г.В. Использование вычислительного комплекса ОРТЭС для технико-экономических исследований «ТЭС / Ноздренко Г.В., Шинников П.А. // Науч. Вестник НГТУ. –2005. –№ 1 (19). –С. 51-62.
  - 17 Биленко В.А. Усовершенствование автоматических систем регулирования технологических параметров энергоблоков / В.А. Биленко, Э.Э. Микушевич, Д.Ю. Никольский и др. // Теплоэнергетика. –2008. –№ 10. –С. 34-44.
  - 18 Римов А.А. Методические аспекты оценки надежности и технического использования теплоэнергетического оборудования ТЭС // Электрические станции. –2010. –№ 3. –С. 9-14.
  - 19 Трифонов Н.Н. Определение эффективности турбо- и электроприводов питательного насоса энергоблоков сверхкритического давления при работе на скользящем давлении пара. / Трифонов Н.Н., Коваленко Е.В., Кургин В.И., Есин С.Б. // Теплоэнергетика. –2011. –№ 4. –С. 61-66
  - 20 Фаткуллин Р.М., Зайченко О.В., Кремер В.Л. Об экономической эффективности применения регулируемого привода на питательных насосах ТЭС с поперечными связями // Энергетик. –2004. –№4. –С. 9-11.
  - 21 Рабенко В.С. Актуальность модернизации АСУ ТП энергоблоков / В.С. Рабенко, В.Е. Назаров, С.В. Карасев, О.В. Еренков // Энергоснабжение и водоподготовка. –2004. –Вып. 2. –С. 30-34.
  - 22 Асланян А.Ш., Аракелян Э.К., Панько М.А. К оценке технико-экономической эффективности разработки и внедрения АСУ ТП ТЭС, реализованных на базе программно-технических комплексов // Вестник МЭИ. –2009. –№ 1. –С. 99-106.
  - 23 Асланян А.Ш. Разработка методики оценки стоимости и эффективности модернизации АСУ ТП на электростанциях: Дис. ...

- канд. Техн. Наук. –М.: МЭИ, 2010.
- 24 Биленко В.А. Теория и практика многосвязного регулирования энергоблоков // Теплоэнергетика. –2010. –№ 10. –С. 27-36.
  - 25 Свидерский А.Г. Технические средства для автоматизации объектов энергетики / Свидерский А.Г., Херпель Х., Кишкин В. Л. // Электрические станции. –2004. –№ 1. –С 7-13.
  - 26 Канюк Г.И. Оптимальное энергосберегающее автоматизированное управление турбокомпрессорными агрегатами [Текст] / Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Близниченко Е.Н., Попов М.А. –Харьков: ООО «Типография Мадрид», 2014. –144 с. ISBN 978-617-7050-51-2
  - 27 Камней В.И., Саков И.А. Применение регулируемого электропривода низкого напряжения для насосов подпитки теплосети ТЭЦ // Теплоэнергетика. –2007. –№ 6. –С. 44 -48.
  - 28 Дубовской С.В. Дослідження та оптимізація технологічних об'єктів і систем енергетики / С.В. Дубовський, М.Е.Бабин, Н.Я. Каденський // Проблеми загальної енергетики. –2013. –Вип. 3(34). –С.35-46
  - 29 Андрийчук К.Н., Андрийчук Н.Д. Математическое моделирование аэродинамических характеристик элементов и систем вентиляции/ К.Н.Андрийчук, Н.Д.Андрийчук. –Луганск: Издательство ВНУ им. В Даля, 2005. –88 с.
  - 30 Артюх С.Ф. Анализ резервов энергосбережения и возможностей повышения технико-экономической эффективности насосных установок низкопотенциального комплекса (НПК) тепловых и атомных электростанций / С.Ф. Артюх, И.Г. Шелепов Г.И. Канюк и др. // Вестник Национального технического университета «ХПИ». – 57. –2005. –Харьков. –С. 32-42.
  - 31 Арсирий В.А. Интеллектуальный анализ при комплексном моделировании для повышения надежности работы энергетического оборудования / В.А. Арсирий, С.Г. Антощук, Е.А. Арсирий, В.И. Кравченко. // Радіоелектронні і комп'ютерні системи. –2012. –№ 6 (58). –С. 89-94.
  - 32 Ефимов А.В. Совершенствование управления технологическими процессами теплоэнергетических установок энергоблоков электростанций на основе анализа параметров состояния и диагностики оборудования [Текст]: дис... д-ра техн. Наук: 05.13.07 / Ефимов Александр Вячеславович; Нац. Акад. Наук Украины, Ин-т проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного. –Х. –1995. –542 с
  - 33 Manuel E. Computer control of steam turbines, boilers and burners. / “Modern Power and Engineering”. –1968. –v.62. –№7. –Р. 54-57.
  - 34 Tamura Y. Power System Control. / “Ohm Electrical Magazine”. –1970. – v.57. –№9. –Р. 129-137.
  - 35 Howard I.R. Experience in DDC Turbine Start-up. –“ISA Journal” –1966. –v.13. –Р. 61-65.
  - 36 Канюк Г.И. Модель энергосберегающего управления низкопотенциальным комплексом электростанций по оптимуму



- расхода циркуляционной воды / Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Фокина А.Р., Бабенко И.А. // Молодой Вчений. –№6(21). Ч. 1. –2015. –С.27-31. ISSN 2304-5809.
- 37 Ефимов А.В. Анализ методов и моделей оптимального распределения нагрузок между энергогенерирующими объектами / А.В. Ефимов, Т.В. Потанина, Д.И. Кухтин, В.Л. Каверцев, Т.А. Гаркуша // Вестник НТУ «ХПИ»: Серия «Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование». –2015. –№16. –С. 117-123.
- 38 Шкультецки Э. Концепция современной автоматизации энергоблока / Шкультецки Э., Киселевич С. // Энергетика та електрифікація. –№2. –2009. –С.30-34.
- 39 Гарбуз В.А. Система автоматического управления блоками мощностью 300 МВт Змиевской ГРЭС / Гарбуз В.А., Дуэль М.А., Штефан В.Е. // Вопросы промышленной кибернетики (Труды ЦНИИКА). –М.: Энергия, 1970. –Вып.27. –С.13-17.
- 40 Канюк Г.И. Нормативные режимы энергоэффективной эксплуатации турбогенераторных и нагнетательных установок электростанций [Текст] / Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Близниченко Е.Н., Хорошун Д.М. –Харьков: типография «Мадрид», 2017. –196 с. ISBN 978-617-7470-93-8.
- 41 Канюк Г.И. Эффективное энергосберегающее управление электрогидравлическими следящими системами. [Монография]/ Канюк Г.И., Артюх С.Ф., Мезеря А.Ю., Близниченко Е.Н., Попов М.А. –Харьков, Изд-во «Точка», 2012. –120с.
- 42 Менделевич В.А. Автоматизированная система управления тепловыми процессами ТЭЦ-8 ОАО «Мосэнерго» на базе программно-технического комплекса САРГОН / Менделевич В.А., Спирина Е.К. и др. // Теплоэнергетика. –2006. –№10. –С. 53-60
- 43 Свидерский А.Г. Применение распределенных систем управления и интеграции АСУ ТП энергооборудования. / Свидерский А.Г., / Теплоэнергетика. –2011. –№ 10. –С. 4-10.
- 44 Канюк Г.И. Научные принципы энергосбережения в тепловой и атомной энергетике / Канюк Г.И., Артюх С.Ф., Мезеря А.Ю., Лаптинова Е.В., Мельников В.Е. –Харьков: Изд-во «Точка», 2013. –140 с.
- 45 Горелик Т.Г. Современные автоматизированные системы управления энергообъектами / Горелик Т.Г., Касаточкин А.А., Кумец И.Е. // Электрические станции. –2003. –№. 7. –С. 32-37.
- 46 Аракелян Э.К. Методические основы многокритериальной оптимизации суточных режимов работы энергооборудования ТЭС / Аракелян Э.К., Минасян С.А., Агабабян Г.Э. // Теплоэнергетика. –2006. –№10. –С. 7-10.
- 47 Аронсон К.Э. Анализ показателей надежности вспомогательного оборудования энергоблоков. / Аронсон К.Э., Бродов Ю.М., Теплоэнергетика. –2011. –№ 8. –С. 2-7.

- 48 Плотников П.Н. Комплексный анализ показателей надежности теплообменных аппаратов паротурбинных установок / Плотников П.Н., Бродов Ю.М., Мурманский Б.Е. // Теплоэнергетика. –2007. –№2. –С. 45-48.
- 49 Демченко В.А. Автоматизация и моделирование технологических процессов АЭС и ТЭС. –Одесса: Астропринт. –2001. –308 с. ISBN 966-549-541-0.
- 50 Аракелян Э.К. Методика выбора оптимальных параметров и режимов работы оборудования энергоблоков на частичных нагрузках // Теплоэнергетика. –2002. –№ 4. –С. 57-60.
- 51 Белый В.В. Исследование теплообмена и модернизация топочной камеры котла П-67 блока 800 МВт / В.В. Белый, СВ. Порозов, В.В. Васильев, АА. Дектерев // Теплофизика и аэромеханика. –2007. –Т. 14. –№ 2. –С. 299-312.
- 52 Менделевич В.А., Волкова И.С. Программно-технический комплекс САРГОН-6 // Промышленные АСУ и контроллеры. –2003. –№ 11. –С. 4-8.
- 54 Биленко В.А. Основные решения по построению АСУ ТП Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга / Р.И. Костюк, В.А. Биленко, СВ. Уколов и др. // Электрические станции. –2004. –№ 1. –С. 71-76.
- 55 Иванов В.Г. Разработка и внедрение АСУ ТП Сочинской ТЭС / В.Г. Иванов, И.И. Курылева, К.А. Молчанов и др. // Теплоэнергетика. –2008. –№ 12. –С. 50-55.
- 56 Биленко В.А. Опыт разработки и внедрения полномасштабной АСУ ТП энергоблока ПГУ-450Т на ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» / АЛ. Копсов, АХ Свидерский, В.А. Биленко и др. // Электрические станции. –2009. –№2. –С. 9-16.
- 57 Модин Б.П. Внедрение гидромффт и частотно-регулируемых приводов в ОАО «Мосэнерго» в 2006-2008 гг. / Модин Б.П., Васютинский В.Ю., Буйков Д.В. // Электрические станции. –2007. –№12.
- 58 Канюк Г.И. Энергосберегающее управление и повышение технико-экономической эффективности насосных установок тепловых и атомных электростанций / Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Фокина А.Р., Лаптинова Е.В., Лаптинов И.П. // Східно-Європейський журнал передових технологій. –Харків, 2012. –№. 3/8 (57). –С.58-62.
- 59 Канюк Г.И. Резервы энергосберегающего управления технологическими процессами на действующих ТЭС и АЭС / Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Михайский Д.В., Лаптинов И.П., Фокина А.Р. – Харьков: Изд-во «Точка», 2012. –184 с. ISBN 978-617-699-064-1.
- 60 Палагин А.А., Ефимов А.В., Меньшикова Е.Д. Моделирование функционального состояния и диагностика турбоустановок. – Киев: Наукова думка, 1991.-192с.
- 61 Черкасский В.М. Насосы, вентиляторы, компрессоры. Учебник для теплоэнергетических специальностей вузов. 2-е изд., перераб. И доп.

- М.: Энергоатомиздат, 1984. –416 с., ил.
- 62 Шелепов И.Г., Заруба В.К., Яцкевич С. В. Исследование и расчёт низкопотенциальных комплексов ТЭС и АЭС. Киев : 1993, 198с.
- 63 Шелепов И.Г., Заруба В.К., Яцкевич С.В. Теплоэнергетические установки электростанций: (Исследование и расчёт низкопотенциальных комплексов ТЭС и АЭС). – К.: УМКВО, 1993. – 280 с.
- 64 Совершенствование турбоустановок методами математического моделирования. Международная научно-техническая конференция (18-22 сентября 2000г.), тезисы докладов. Институт проблем машиностроения им. А.Н.Подгорного НАН Украины. –Харьков. 2000. -244с.
- 65 Капелович Б.Э., Эксплуатация паротурбинных установок. М.: Энергия, 1997, 288с.
- 66 Шелепов И.Г. Теплоэнергетические установки электростанций. Структура, оборудование и методы расчёта тепловых схем. Институт системных исследований Украины. Киев. 1993. -276с.
- 67 Шелепов И.Г., Михайский Д.В. «Исследование параметров работы низкопотенциального комплекса ТЭС и АЭС». Х.: НТУ ХПИ.2005.
- 68 Шелепов И.Г., Михайский Д.В. Исследование влияния режимов работы НПК на эффективность работы энергоблока // Восточно-Европейский журнал передовых технологий, "Технологический центр", Харьков 2005, №3(2), с.122-125.
- 69 Канюк Г. И. Снижение потерь энергии в системе низкопотенциального комплекса паровых турбин путем оптимального регулирования расхода циркуляционной воды / Канюк Г. И., Мезеря А. Ю., Чеботарев А. Н. // XVII Міжнародна науково-технічна конференція «Удосконалювання енергоустановок методами математичного і фізичного моделювання» («УЕ-2019») 8–10 жовтня 2019 р. Харків.
- 70 Шелепов И.Г. Тепловые схемы теплоэнергетических установок электростанций . Киев: 1991,275с.
- 71 Дуэль М.А., Дуэль Т.Л., Шелепов И.Г. Оптимальное управление теплоэнергетическими установками электростанций. – Харьков, ЧП «КиК», – 2000. –308с.
- 72 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
- 73 Артюх С.Ф., Дуэль М.А., Шелепов И.Г. Автоматизированные системы управления электрогенерирующими установками электростанций. Харьков. 2000.-448с.
- 74 Рисухин Л.И. Лопастные насосы вопросы регулирования. / Рисухин Л.И., Вялых А.В., Щурова И.В. Монография. –Луганск. –2008. –100с.
- 75 Дуэль М.А. Техничко-економическая эффективность автоматизации энергопроизводства ТЭС / Дуэль М.А., Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Фурсова Т.Н. // Доклад XIV Международной научно-технической

- конференції «Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования». –Харьков: Белое Озеро. 24-28 сентября 2012.
- 76 Дуэль М.А. Научно-технические основы построения и развития АСУ сложными энергообъектами. / Дуэль М.А., Канюк Г.И., Фурсова Т.Н., Мезеря А.Ю., Близниченко Е.Н. // Энергетика та електрифікація. Науково-виробничий журнал. –№4/13(356). –Квітень 2013. –С.65-69.
- 77 Дуэль М.А. Автоматизация анализа основных показателей экономического управления АСУ энергоблоками тепловых электростанций / Дуэль М.А., Канюк Г.И., Фурсова Т.М., Мезеря А.Ю. // Энергетика та електрифікація. –№3(379). –2015. –С.29-36. ISSN 0424-9879.
- 78 Щинников П.А. Анализ влияния параметров регулирования теплофикационных энергоблоков на перерасход топлива / Щинников П.А., Дворцовой Л.И. // Теплоэнергетика. –2011. –№10. –С. 41-44. ISSN 0040-3636.
- 79 Артюх С.Ф. Автоматизированные системы управления технологическими процессами в энергетике / Артюх С.Ф., Дуэль М.А., Шелепов И.Г. –Харьков, «Знание». –2001. –416 с.
- 80 Горелик А.Х. Разработка и эксплуатация АСУ энергоблоками Запорожской АЭС / Горелик А.Х., Дуэль М.А., Иванисов И.И. и др. – Харьков: Знание LTD. –2000. –207 с.
- 81 Канюк Г.И. Роль энергосберегающих АСУ энергетическими объектами в защите человека и окружающей среды / Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Бабенко И.А. // Науково-практична конференція “Духовно-моральні основи та відповідальність особистості у долі людської цивілізації”. Секція 5 Технічний прогрес та відповідальність фахівця. –Харків: НТУ “ХПІ”, 6 листопада 2014.
- 82 Дуэль М.А. Концептуальные основы построения АСУ энергопроизводством ТЭС / Дуэль М.А., Орловский В.А., Канюк Г.И., Мезеря А.Ю. // XV Международная научно-техническая конференция: Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования. –Харьков: Белое Озеро. 14-17 сентября 2015.
- 83 Мезеря А.Ю. Постановка задачи оптимизации режимов работы энергоустановок электростанций / Мезеря А.Ю., Бабенко И.А., Козлова М.Л. Матеріали ХХІІІ Міжнародної конференції з автоматичного управління «Автоматика-2016», Національна академія наук України, МОН України, Інститут кібернетики ім. В.М.Глушкова НАН України, Інститут космічних досліджень НАН України та ін. – Суми: Сумський Державний університет. –2016. –С.84-85.
- 84 Мезеря А.Ю. Поліпшення техніко-економічних показників котельних агрегатів шляхом впровадження автоматизованих систем енергозберігаючого керування / Мезеря А.Ю., Сук І.В. // Тези доповідей ІІІ міжнародної науково-практичної конференції пам'яті

- професора Петра Столярчука. –Львів: Лівівська політехніка. 11-12 травня 2017 р. –С.187.
- 85 Дуэль М.А. Оценка эффективности энергосберегающего автоматического управления энергоблоками электростанций по информационным критериям. / Дуэль М.А., Канюк Г.І., Фурсова Т.М., Мезеря А.Ю. // Энергетика та електрифікація. –№11(375). –2014. –С. 36-42.
- 86 Инструкция по составлению технического отчета о тепловой экономичности работы электростанции, ОРГРЭС. –М.: Энергия. –1981.–82 с.
- 87 Дуэль М.А., Дуэль А.Л., Кострыкин В.А. и др. Диагностирование состояния и условий эксплуатации энергооборудования ТЭС и АЭС. –Харьков. ЧП «КиК». 2006. –284с.
- 88 Канюк Г.І. Автоматизовані системи енергозберігаючого керування об'єктами паливно-енергетичного комплексу / Г. Канюк, А. Мезеря, Т. Василець, А. Чеботарьов // IV Міжнародна конференція «Виробництво & мехатронні системи 2020», –Харків, 22-23 жовтня 2020 р.
- 89 Канюк Г.І. Підвищення ефективності автоматизованих систем керування низькопотенційним комплексом електростанцій / Канюк Г.І., Мезеря А.Ю., Чеботарьов А.М. // XVI Міжнародна науково-технічна конференція «Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування («УЕ-2019») 25–26 листопада 2020 р. Харків, НТУ «ХП»
- 90 Муравьев В.И. Разработка и анализ технических решений по рационализации конденсационных систем низькопотенциального комплекса ТЭС и АЭС: монографія [Текст] / В.И. Муравьев, Д.В. Михайский, М.И. Суханов и др. –Харьков: ХУВС. –2010. –122 с.
- 91 Князева В.Н. Анализ нормативных документов по обеспечению эффективной работы насосных установок магистральных нефтепроводов / В.Н. Князева, Г.И. Канюк, А.Ю. Мезеря, А.В. Андреев // Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Серія «Нові рішення в сучасних технологіях». –Харків. –Вип. 5.–2019 . –С. 71-77.
- 92 Князева В.Н. Анализ нормативных документов Украины по обеспечению эффективной эксплуатации элементов систем низькопотенциальных комплексов электростанций / В.Н. Князева, А.Ю. Мезеря, А.Н. Чеботарев The 6th International scientific and practical conference “Topical issues of the development of modern science” (February 12-14, 2020) Publishing House “ACCENT”, Sofia, Bulgaria. 2020. –p.553-557
- 93 Канюк Г.І. Підвищення ефективності роботи систем низькопотенційного комплексу електростанцій шляхом оптимального керування витратою циркуляційної води / Г.І. Канюк, А.Ю. Мезеря, А.М. Чеботарьов, Г.С. Близниченко // Електромеханічні і

- енергозберігаючі системи. –Кременчук –Вип. 4(52). –2020. –С.34-39.
- 94 Канюк Г.И. Оптимизация режимов работы низкопотенциальных комплексов ТЭС по критерию минимума энергетических потерь / Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Фурсова Т.Н. // East European Scientific Journal (Warsaw, Poland) –2016. #6. –Czesc 2. –p.108-111.
- 95 Канюк Г.И. Аналіз нормативного забезпечення систем автоматичного регулювання гідрогенераторних установок ГЕС та ГАЕС / Г.И. Канюк, А.Ю. Мезеря, В.Є. Мельников // Машинобудування. Сбірник наукових праць. –Харків, УПА. –2018. –№21. –С.120-127.
- 96 Канюк Г.И. Научное обоснование и нормативное обеспечение энергоэффективных режимов работы систем автоматического регулирования гидрогенераторных установок / Г.И. Канюк, А.Ю. Мезеря, В.Е. Мельников // Вчені записки Таврійського Національного Університету імені В.І.Вернадського. Серія «Технічні науки». –Київ. –Т 29(68). –№3. Частина 2. –2018. –С. 71-77.
- 97 ДСТУ 2226-93 Автоматизовані системи. Терміни та визначення. –1993. Державний стандарт України
- 98 ДСТУ 2709-94 Автоматизовані системи керування технологічними процесами. Метрологічне забезпечення. Основні положення. –1994. Державний стандарт України
- 99 ДСТУ EN ISO 20361:2016 Насоси гідравлічні та насосні агрегати. Правила випробування на шум. Класи точності 2 та 3 (EN ISO 20361:2015, IDT; ISO 20361:2015, IDT). –2016. Державний стандарт України
- 100 ДСТУ EN 45510-6-4:2015 (EN 45510-6-4:1999, IDT) Настанова щодо поставок обладнання електростанцій. Частина 6-4. Допоміжне обладнання турбін. Насоси. –2015. Державний стандарт України
- 101 ДСТУ EN 809:2015 Насоси та насосні агрегати для рідин. Загальні вимоги щодо безпеки (EN 809:1998+A1:2009; AC:2010, IDT). –2015. Державний стандарт України
- 102 ДСТУ EN 12162:2013 Насоси рідинні. Вимоги щодо безпеки. Методика гідростатичних випробувань (EN 12162:2001+A1:2009, IDT). –2013. Державний стандарт України
- 103 ДСТУ EN 16297-1:2017 (EN 16297-1:2012, IDT) Насоси. Відцентрові насоси. Безсальникові циркуляційні насоси. Частина 1. Загальні вимоги та процедури для випробування та розрахунку показника енергоефективності (EEI). –2017. Державний стандарт України
- 104 ДСТУ EN 45510-6-3:2015 Настанова щодо поставок обладнання електростанцій. Частина 6-3. Допоміжне обладнання турбін. Конденсаційні установки (EN 45510-6-3:1998, IDT). –2015. Державний стандарт України
- 105 ДСТУ EN 45510-6-6:2015 Настанова щодо поставок обладнання електростанцій. Частина 6-6. Допоміжне обладнання турбін. Баштові охолоджувачі вологого і волого-сухого типу (EN 45510-6-6:1999, IDT). –2015. Державний стандарт України

- 106 ГОСТ 22247-96 Насоси відцентрові консольні для води. Основні параметри і розміри. Вимоги безпеки. Методи контролю. –1996. Міжнародний стандарт
- 107 ДСТУ ГОСТ 6134:2009 (ИСО 9906:1999) Насоси динамічні. Методи випробувань. –2009. Державний стандарт України
- 108 ДСТУ 3063-95 Насоси. Класифікація. Терміни та визначення. –1995. Державний стандарт України
- 109 ГКД 34.10.401-95 Обробка циркуляційної води на теплових електростанціях. Норми витрати хімічних реагентів. –1995. Галузевий стандарт
- 110 ДСТУ 3503-97 Насоси. Основні технічні показники та характеристики рідинних насосів. Терміни, визначення та позначення. –1997. Державний стандарт України
- 111 ГКД 34.22.502-95 Хімічні очистки конденсаторів турбін і теплообмінних апаратів на теплових електростанціях. Методичні вказівки. –1995. Галузевий стандарт
- 112 ГКД 34.30.301-95 Методика розрахунку виправлень до потужності, витраті свіжої пари й питомій витраті теплоти на відхилення параметрів і умов від номінальних для турбоагрегатів з регульованими відборами пари. –1995. Галузевий стандарт
- 113 ГКД 34.09.302-96 Достовірне оцінювання економічної ефективності механічних заходів, проведених на конденсаційних турбоагрегатах. Методика. –1996. Галузевий стандарт
- 114 ГКД 34.11.301-93 Метрологічні характеристики обчислювальної процедури розрахунку техніко-економічних показників енергоблока теплової станції. Методика визначення. –1996. Галузевий стандарт
- 115 ГКД 34.22.601-96 Технології та обладнання систем технічного водопостачання ТЕС. Рекомендації щодо зменшення витрат води. –1996. Галузевий стандарт
- 116 ГКД 34.25.506-96. Редукційно-охолоджувальні установки (ШРОУ, РОУ, ПСШУ і ПСШУ ВП). Інструкція з експлуатації. –1996. Галузевий стандарт
- 117 ГКД 34.30.401-93 Методичні вказівки з налагодження та експлуатації водоструминних ежекторів конденсаційних установок парових турбін. –1993. Галузевий стандарт
- 118 ГКД 34.09.103-96 Розрахунок звітних техніко-економічних показників електростанції про теплову економічність устаткування. Методичні вказівки. –1996. Галузевий стандарт
- 119 ГКД 34.35.101-95 Обладнання енергетичних блоків потужністю 300 МВт і вище. Вимоги, обумовлені умовами їхньої автоматизації. –1995. Галузевий стандарт
- 120 ДСТУ 4132-2002 Насоси відцентрові загальнопромислового застосування. Вимоги до проектування, виготовлення, постачання, монтажування та експлуатування. Звід правил. –2002. Державний стандарт України

- 121 ДСТУ 4133-2002 Насоси відцентрові загальнопромислового застосування. Вимоги безпеки. –2002. Державний стандарт України
- 122 ДСТУ 2582-94 Теплообмінники. Терміни та визначення. –1994. Державний стандарт України
- 123 ДСТУ 4110-2002 Енергозбереження. Методика аналізу й розрахунку питомих витрат енергоресурсів (ANSI/IEEE 739:95, NEQ). –2002. Державний стандарт України
- 124 ДСТУ 3282-95 (ГОСТ 30371-96) Енергозбереження установки для вакуумної деаерації води. Загальні технічні вимоги. –1995. Державний стандарт України
- 125 ДСТУ 3626-97 Базові програмно-технічні комплекси локального рівня для розосереджених автоматизованих систем керування технологічними процесами. Загальні вимоги. –1997. Державний стандарт України
- 126 ДСТУ 3682-98 Енергозбереження. Методика визначення повної енергоємності продукції, робіт та послуг. (ГОСТ 30583-98). –1998. Державний стандарт України
- 127 Дуель М. А. Развитие систем энергосберегающего автоматизованного управления энергопроизводством ТЭС и АЭС Украины / Дуель М. А., Канюк Г. И., Мезеря А. Ю. –Харків: «Точка». –2013. –388 с.
- 128 Дуель М. А. Повышение эффективности энергосбережения при автоматизации энергопроизводства с использованием интегрированной АСУ ТЭС і АЭС. / Дуель М.А., Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Бабенко /І.А. –Харків: Друкарня «Мадрид». –2014. –440с.
- 129 Канюк Г.И. Резервы энергосберегающего управления технологическими процессами на действующих ТЭС и АЭС: монография [Текст] / Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Михайский Д.В., Лаптинов И.П., Фокина А.Р. –Харьков: Изд-во «Точка», 2012. –184 с. ISBN 978-617-669-064-1
- 130 Канюк Г.И. Загальні принципи енергозберігаючого керування технологічними об'єктами [Текст] / Г.И. Канюк // Східно-Європейський журнал передових технологій. –Харків, 2010. –№ 4/3 (46). –С. 42-44.
- 131 Стерман Л.С. и др. Тепловые и атомные электростанции: Учебник для вузов,- 2-е изд., испр. И доп. – М.: Энергоиздат, 1982.-456с., ил.
- 132 Тепловые и атомные электрические станции: Справочник /Под общ. Ред. В.А.Григорьева, В.М.Зорина. –М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 133 Литвин О.М., Штепа Н.І., Литвин О.О. Математичне моделювання розподілу корисних копалин методами інтерлінації та інтерфлетації функцій. Київ, Наукова Думка НАН України, 2011. – 228 с.
- 134 Техническая документация. Каталог оборудования Змиевской ГРЭС. Пос. Комсомольский. –1975.
- 135 Канюк Г.И., Мезеря А.Ю., Лаптинов И.П. Модель энергосберегающего управления нагнетательными установками



- тепловых электростанций. Вісник НТУ “ХПІ”: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. №12(1055), 2014. – С.90-97.
- 136 Дуэль М.О. Автоматизированное управление объектами и технологическими процессами тепловых и атомных электростанций. Харьков, 2010, 448с.
- 137 Рогачов А. И. Енергозберігаюче управління нестационарними режимами технологічних процесів: автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня д-ра техн. Наук: спец. 05.13.07/ А. І. Рогачов. – Харків. – 2008. – 36 с.
- 138 Горелик Т. Г. Современные автоматизированные системы управления энергообъектами / Т. Г. Горелик, А. А. Касаточкин, И. Е. Кумец // Электрические станции. – 2003. – №7. – С. 32-37.
- 139 Горелик А. Х. Удосконалення системи автоматизованого управління енергоблоків атомних і теплових електростанцій для підвищення їх експлуатаційної надійності: автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня д-ра техн. Наук: спец. 05.13.07 / О. Х. Горелик. – Харків. – 2007. – 36 с.
- 140 Горелик А. Х. Развитие и модернизация АСУ энергоблоками ТЭС и АЭС / А. Х. Горелик, М. А. Дуэль, В. А. Орловский // Доклад на Международном форуме 2000 г. – К. : Новини енергетики. – 2000. – №11.– С. 30-36.
- 141 Северин В. П. Моделі і методи оптимізації показників якості систем автоматичного управління енергоблоку атомної електростанції автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня д-ра техн. наук: спец. 05.13.07/ В. П. Северин. – Харків. – 2007. – 35с.

## **ДОДАТКИ**

### **Додаток А. Енергетичні характеристики обладнання енергоблоку 325 МВт Зміївської ТЕС**

Розрахунок істотно-нормативних питомих витрат умовного палива  
на відпустку електроенергії й тепла енергоблоку ст. № 8 при спалюванні вугілля марки А (Т)  
(в роботі ЖТН і 2 корпусу)

Показник, позначення, розмірність	Значення показника								
	150	160	180	200	220	239,5	260	280	
Потужність турбіни, $N_T$ , МВт	150	160	180	200	220	239,5	260	280	
Питома витрата тепла бруто на турбіну, $q_T^{бр}$ , ккал/кВт.год	1900,7	1886,0	1860,7	1840,1	1822,7	1809,5	1803,4	1797,3	
Витрата тепла на виробництво електроенергії, $Q_e$ , Гкал/год	285,1	301,8	334,9	368,0	401,0	433,4	468,9	503,3	
Витрата тепла на власні потреби, $Q_T^{ch}$ , Гкал/год	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	
Витрата тепла на ЖТН, $Q_{ЖТН}$ , Гкал/год	10,32	10,52	11,07	11,87	12,80	13,93	15,33	16,84	
Пит. витрата тепла на власні потреби, $q_T^{ch}$ , Гкал/год	3,83	3,68	3,48	3,39	3,34	3,35	3,40	3,46	
Витрата тепла на виробництво ЕЕ з урах витрати тепла на ВП, $Q_e$ , Гкал	296,02	312,88	346,59	380,49	414,39	447,90	484,79	520,69	
Повна витрата тепла на турбіну, $Q_0$ , Гкал/год	296,02	312,88	346,59	380,49	414,39	447,90	484,79	520,69	
Витома витрата електроенергії на ВП турбіни, $e_T^{ch}$ , %	2,35	2,23	2,02	1,85	1,72	1,61	1,51	1,42	
Питома витрата тепла нетто на турбіну, $q_T^H$ , ккал/кВт.год	2020,9	2000,0	1965,2	1938,4	1916,5	1900,7	1893,1	1886,4	
Питома витрата тепла на ВП котла, $q_K^{ch}$ , %	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	
Коефіцієнт теплового потоку, $\eta_{тп}$ , %	98,01	98,12	98,30	98,45	98,57	98,68	98,78	98,86	
Тепловиробництво котла, $Q_K^{бр}$ , Гкал/год	303,1	320,0	353,8	387,8	421,9	455,5	492,5	528,5	
ККД бруто котла, $\eta_K^{бр}$ , %	85,00	85,20	85,55	85,90	86,20	86,40	86,63	86,76	
Потужність механізмів ВП котла, $N_K^{ch}$ , кВт	ДВ-2ск	7550	7920	8630	9300	10000	10630	11350	12000
	ДВ-1ск	7030	7370	8050	8700	9350	10000	10700	11350
Питома витрата електроенергії на ВП котла, $e_K^{ch}$ , %	ДВ-2ск	5,03	4,95	4,79	4,65	4,55	4,44	4,37	4,29
	ДВ-1ск	4,69	4,61	4,47	4,35	4,25	4,18	4,12	4,05
Питома витрата електроенергії на ВП блока на виробництво ЕЕ, $e_e^{ch}$ , %	ДВ-2ск	7,38	7,18	6,81	6,50	6,26	6,04	5,87	5,71
	ДВ-1ск	7,04	6,83	6,49	6,20	5,97	5,78	5,62	5,47
ККД нетто котла, $\eta_K^H$ , %	ДВ-2ск	80,34	80,60	81,08	81,54	81,93	82,21	82,50	82,70
	ДВ-1ск	80,64	80,90	81,36	81,81	82,18	82,44	82,72	82,90
Коефіцієнт втрат з відпусткою тепла, $\alpha_{пот}$ , %	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Питома витрата палива на відпустку електроенергії, $b_e$ , г/кВт.год	ДВ-2ск	366,7	361,3	352,2	344,9	339,0	334,7	331,9	329,6
	ДВ-1ск	365,3	359,9	351,0	343,8	338,0	333,8	331,0	328,8
Питома витрата палива на відпустку теплоенергії, $b_{те}$ , кг/Гкал	ДВ-2ск	183,2	182,4	181,0	179,7	178,7	177,9	177,1	176,5
	ДВ-1ск	182,6	181,8	180,4	179,2	178,1	177,4	176,6	176,1

Розрахунок істотно-нормативних питомих витрат умовного палива  
на відпустку електроенергії й тепла енергоблоку ст. № 8 при спалюванні вугілля марки А (Т)  
(в роботі ЖТН і 1 корпус)

Показник, позначення, розмірність	Значення показника					
Потужність турбіни, $N_T$ , МВт	90	110	125	140	150	
Питома витрата тепла бруто на турбіну, $q_T^{бр}$ , ккал/кВт.год	2093,4	2051,6	2022,6	1995,5	1979,7	
Витрата тепла на виробництво електроенергії, $Q_e$ , Гкал/год	188,40	225,68	252,82	279,372	296,957	
Витрата тепла на власні потреби, $Q_T^{ч}$ , Гкал/год	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	
Пит. витрата тепла на власні потреби, $q_T^{ч}$ , Гкал/год	0,31	0,26	0,23	0,21	0,20	
Витрата тепла на виробництво ЕЕ з урах витрати тепла на ВП, $Q_e$ , Гкал/год	188,99	226,27	253,41	279,96	297,55	
Повна витрата тепла на турбіну, $Q_0$ , Гкал/год	188,99	226,27	253,41	279,96	297,55	
Витома витрата електроенергії на ВП турбіни, $e_T^{ч}$ , %	8,77	7,61	6,96	6,42	6,11	
Питома витрата тепла нетто на турбіну, $q_T^H$ , ккал/кВт.год	2301,8	2226,4	2178,9	2137,0	2112,8	
Питома витрата тепла на ВП котла, $q_k^{ч}$ , %	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	
Коефіцієнт теплового потоку, $\eta_{гп}$ , %	98,44	98,69	98,83	98,94	99,00	
Тепловиробництво котла, $Q_k^{бр}$ , Гкал/год	192,7	230,1	257,3	284,0	301,6	
ККД бруто котла, $\eta_k^{бр}$ , %	85,90	86,47	86,70	86,85	86,86	
Потужність механізмів ВП котла, $N_k^{ч}$ , кВт	ДВ-2ск	4600	5370	5900	6400	6720
	ДВ-1ск	4300	5050	5530	6060	6350
Питома витрата електроенергії на ВП котла, $e_k^{ч}$ , %	ДВ-2ск	5,11	4,88	4,72	4,57	4,48
	ДВ-1ск	4,78	4,59	4,42	4,33	4,23
Питома витрата електроенергії на ВП блока на виробництво ЕЕ, $e_e^{ч}$ , %	ДВ-2ск	13,88	12,49	11,68	10,99	10,59
	ДВ-1ск	13,55	12,20	11,38	10,75	10,35
ККД нетто котла, $\eta_k^H$ , %	ДВ-2ск	80,80	81,61	82,01	82,32	82,43
	ДВ-1ск	81,12	81,89	82,29	82,54	82,65
Коефіцієнт втрат з відпусткою тепла, $\alpha_{пот}$ , %	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Питома витрата палива на відпустку електроенергії, $b_e$ , г/кВт.год	ДВ-2ск	413,42	394,88	384,02	374,83	369,88
	ДВ-1ск	411,82	393,57	382,74	373,81	368,86
Питома витрата палива на відпустку теплоенергії, $b_{те}$ , кг/Гкал	ДВ-2ск	181,40	179,13	178,01	177,16	176,81
	ДВ-1ск	180,70	178,54	177,42	176,67	176,33

Розрахунок поправки на відпустку 1 Гкал/год з нерельованих відборів турбіни К-325-240 "Сіменс-Турбоатом"

Потужність турбіни, $N_T$ , МВт		150	160	180	200	220	239,5	260	280	300	325
Ум витрата тепла бруто на турбіну, $q_T^{br}$ , ккал/кВт.год		1887,2	1872,4	1846,9	1825,6	1807,6	1793,0	1785,7	1779,2	1773,6	1770,6
Витрата свіжої пари на турбіну, $D_0$ , т/год		417,83	445,84	501,91	558,01	614,21	669,17	730,82	791,1	851,48	926,99
Коефіцієнт цінності тепла пари нерегульованого відбору, $\zeta$	II отбор	0,815	0,817	0,818	0,820	0,821	0,823	0,824	0,826	0,828	0,829
	IV отбор	0,527	0,528	0,530	0,531	0,532	0,533	0,534	0,536	0,537	0,538
	VII отбор	0,436	0,438	0,440	0,443	0,447	0,450	0,451	0,455	0,457	0,459
Відпустка тепла з нерег. відбіру, $Q_{отб}$ , Гкал/год		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Поправка к умовної витраті тепла бруто на турбіну на відтпуск 1 Гкал/год з нерег. відбору, $\alpha q_T^{br}$ , %	II отбор	-0,065	-0,061	-0,055	-0,049	-0,045	-0,041	-0,038	-0,035	-0,032	-0,030
	IV отбор	-0,167	-0,158	-0,141	-0,128	-0,118	-0,109	-0,100	-0,093	-0,087	-0,080
	VII отбор	-0,199	-0,188	-0,168	-0,153	-0,139	-0,128	-0,118	-0,109	-0,102	-0,094
Витрата тепла на турбіну, $Q_0$ , Гкал/год		293,3	310,0	343,3	376,8	410,2	443,0	479,2	514,5	550,0	595,3
Теплозміст свежої пари, $i_0$ , ккал/кг		793,69	793,69	793,69	793,69	793,69	793,69	793,69	793,69	793,69	793,69
Приріст ентальпії в промперегрівачі, $\Delta i_{пп}$ , ккал/кг		150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Теплозміст живильної води, $i_{пв}$ , ккал/кг		239,0	243,0	248,3	253,8	258,5	264,0	269,0	273,6	276,2	278,0
Теплзміст відпрацьованої пари, $i_2$ , ккал/кг		570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Середній теплозміст пари нерегульованого відбору, $i_{отб}$ , ккал/кг	II отбор	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
	IV отбор	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730
	VII отбор	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705
Витрата пари з нерег.о відбору, $D_{отб}$ , т/год	II отбор	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
	IV отбор	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
	VII отбор	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
Поправка до витрати свіжої пари на турбіну на відпустку 1 Гкал/год з нерег. відбору, $\Delta D_0$ , т/год	II отбор	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
	IV отбор	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
	VII отбор	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
Поправка до витрати свіжої пари на турбіну на відпустку 1 Гкал/год з нерег. відбору, $\alpha D_0$ , %	II отбор	0,256	0,240	0,213	0,192	0,174	0,160	0,146	0,135	0,126	0,115
	IV отбор	0,140	0,132	0,117	0,105	0,095	0,088	0,080	0,074	0,069	0,063
	VII отбор	0,123	0,115	0,102	0,092	0,083	0,077	0,070	0,065	0,060	0,055

Розрахунок повної та питомої витрати тепла, витрати свіжої пари на турбіну К-325-240 "Сіменс-Турбоатом"  
(в роботі ЖТН і два корпусу котла)

Показник, позначення, розмірність		Значення показника									
Потужність турбіни, $N_T$ , МВт		150	160	180	200	220	239,5	260	280	300	325
Показник за результатами випробувань при $P_2=0,0418$ кгс/см <sup>2</sup>	Питома витрата тепла бруто на турбіну, $q_T^{бр(исп)}$ , ккал/кВт.год	1897,0	1881,2	1853,9	1831,0	1811,5	1795,3	1786,3	1778,2	1771,0	1766,2
	Витрата свіжої пари на турбіну, $D_{0(исп)}$ , т/год	420,0	447,9	503,8	559,7	615,5	670,0	731,1	790,6	850,2	924,7
Поправки на приведення показників до $P_2=0,035$ кгс/см <sup>2</sup>	до питомої витрати тепла бруто на турбіну, $\alpha q_T^{бр}$ , %	-1,38	-1,33	-1,24	-1,16	-1,08	-0,99	-0,90	-0,81	-0,72	-0,62
	до витрати свіжої пари на турбіну, $\alpha D_0$ , %	-1,38	-1,33	-1,24	-1,16	-1,08	-0,99	-0,90	-0,81	-0,72	-0,62
Поправки на приведення показників до втрат в промперегріві по випроб	до питомої витрати тепла бруто на турбіну, $\alpha q_T^{бр}$ , %	0,27	0,28	0,30	0,35	0,39	0,47	0,54	0,57	0,60	0,64
	до витрати свіжої пари на турбіну, $\alpha D_0$ , %	0,76	0,78	0,81	0,89	0,98	1,08	1,14	1,20	1,24	1,29
Показники за результатами випробувань з урахуванням поправок	Питома витрата тепла бруто на турбіну, $q_T^{бр(исп)}$ , ккал/кВт.год	1876,0	1861,4	1836,5	1816,2	1799,0	1785,9	1779,9	1773,9	1768,9	1766,5
	Витрата свіжої пари на турбіну, $D_0(исп)$ , т/год	417,4	445,5	501,6	558,2	614,9	670,6	732,8	793,7	854,6	930,9
Допуск на експлуатаційні умови, $K_{доп}^t$ , %		0,8									
Зниження економічності за рахунок нарабки від дати проведенн випробувань, $\alpha q_T^{бр(рес)}$ , %		$0.0155 \cdot (257811 - 224268) \cdot 10^{-3} = 0.52$									
Скореговані показники на величину допуску на експлуатаційні умови 0.8 % і "старіння" 0.52 %	Питома витрата тепла бруто на турбіну, $q_T^{бр}$ , ккал/кВт.год	1900,7	1886,0	1860,7	1840,1	1822,7	1809,5	1803,4	1797,3	1792,2	1789,8
	Витрата свіжої пари на турбіну, $D_0$ , т/год	422,9	451,3	508,3	565,5	623,0	679,5	742,5	804,2	865,9	943,2
	Потужність ЖТН, $N_i^{ЖТН}$ , МВт	5,43	5,58	5,95	6,45	7,02	7,70	8,50	9,37	10,28	11,50
	Витрата тепла на ЖТН, $Q_{ЖТН}$ , Гкал/год	10,32	10,52	11,07	11,87	12,80	13,93	15,33	16,84	18,42	20,58
	Витрата тепла на турбіну, $Q_0$ , Гкал/год	295,4	312,3	346,0	379,9	413,8	447,3	484,2	520,1	556,1	602,3
Витрата тепла на виробництво електроенергії, $Q_e$ , Гкал/год		285,1	301,8	334,9	368,0	401,0	433,4	468,9	503,3	537,7	581,7

Розрахунок повної і питомої витрати тепла, витрати свіжої пари на турбіну К-325-240 "Сіменс-Турбоатом"  
(в роботі ЖЕН і один корпус котла)

Показник, позначення, розмірність		Значення показника				
Потужність турбіни, $N_T$ , МВт		90	110	125	140	150
Показники за результатами випробувань приведеним до $P_2=0,035$ кгс/см <sup>2</sup>	Питома витрата тепла бруто на турбіну, $q_T^{бр(исп)}$ , ккал/кВт.год	2066,7	2025,5	1996,8	1970,1	1954,5
	Витрата свіжої пари на турбіну, $D_{0(исп)}$ , т/год	272,0	327,8	369,7	411,6	439,5
Допуск на експлуатаційні умови, $K_{доп}^t$ , %		0,8				
Зниження економічності за рахунок нарабки від дати проведення випробувань, $\alpha q_T^{бр(рес)}$ , %		$0.0155 \cdot (257811 - 226180) \cdot 10^{-3} = 0.49$				
Скореговані показники на величину допуску на експлуатаційні умови 0.8 % і "старіння" 0.49 %	Питома витрата тепла бруто на турбіну, $q_T^{бр}$ , ккал/кВт.год	2093,4	2051,6	2022,6	1995,5	1979,7
	Витрата свіжої пари на турбіну, $D_0$ , т/год	275,5	332,1	374,5	416,9	445,2
	Витрата тепла на турбіну, $Q_0$ , Гкал/год	188,4	225,7	252,8	279,4	297,0
	Витрата тепла на виробництво електроенергії, $Q_e$ , Гкал/год	188,4	225,7	252,8	279,4	297,0

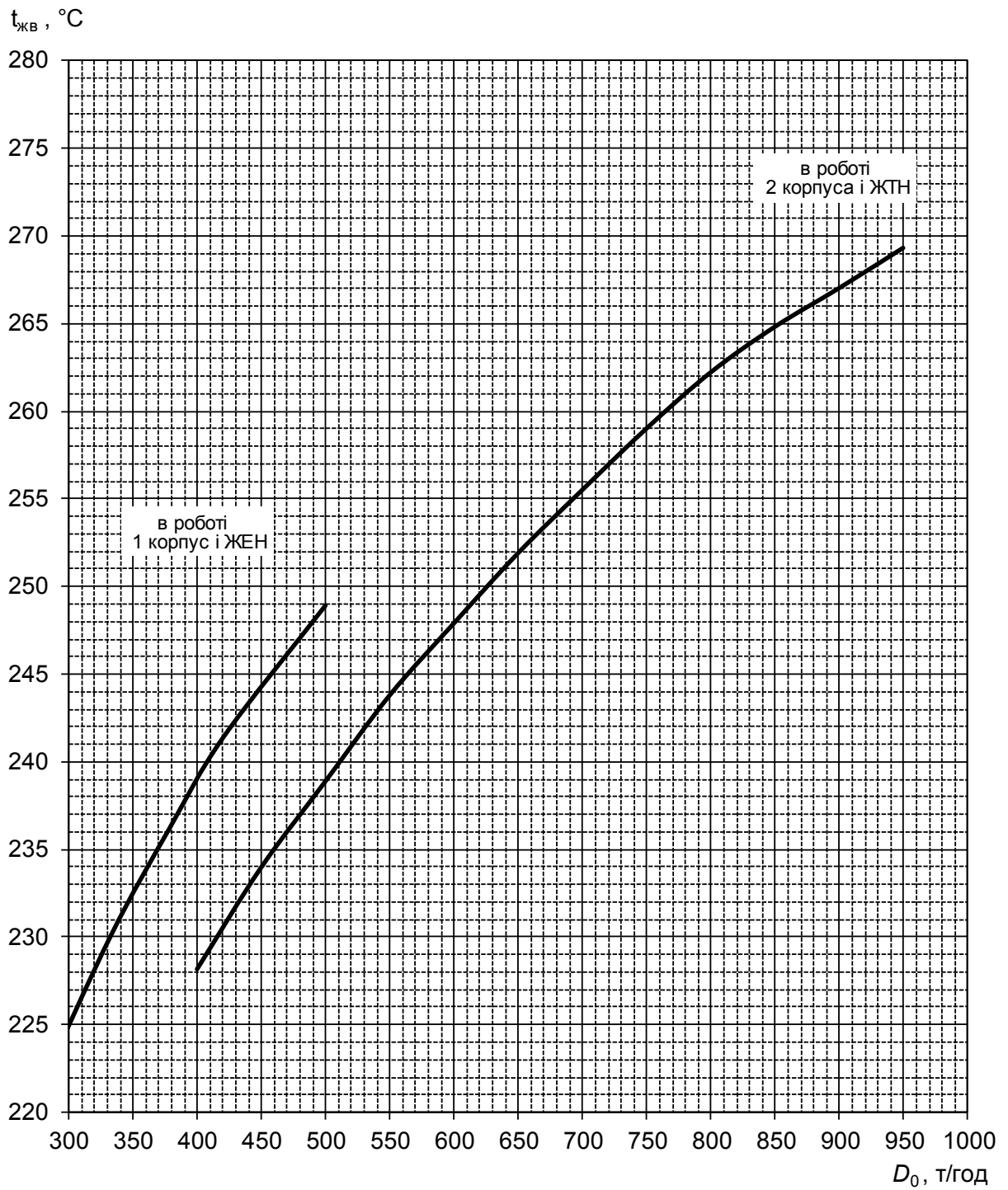


Рисунок А.1 – Температура живильної води турбіни К-325-240 "Сіменс-Турбоатом"

$t_{ЖВ}, t_{К}, ^\circ\text{C}$

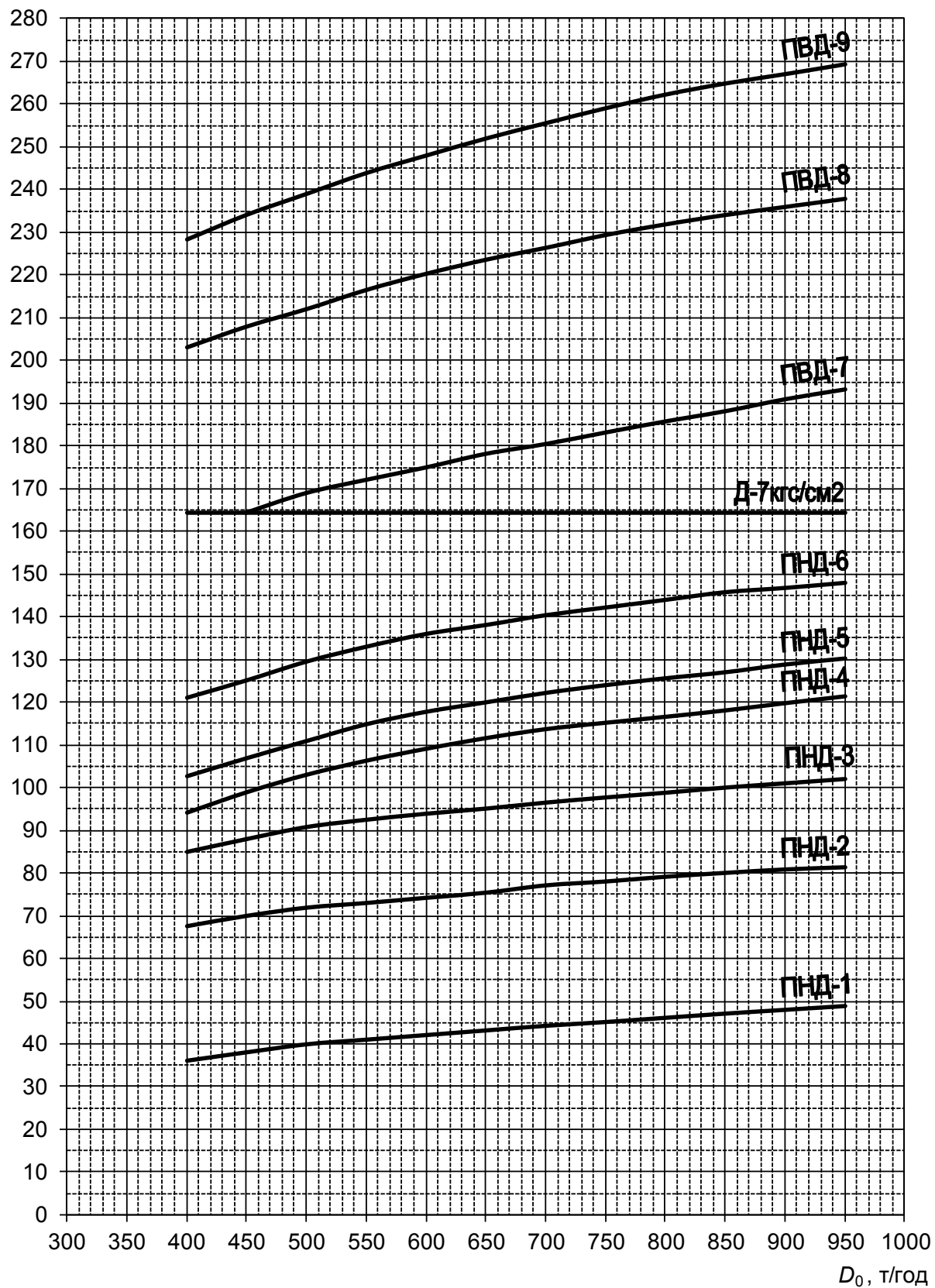


Рисунок А.2 – Температура живильної води і конденсата за ступенями регенеративного підігріву турбіни К-325-240 "Сіменс-Турбоатом"



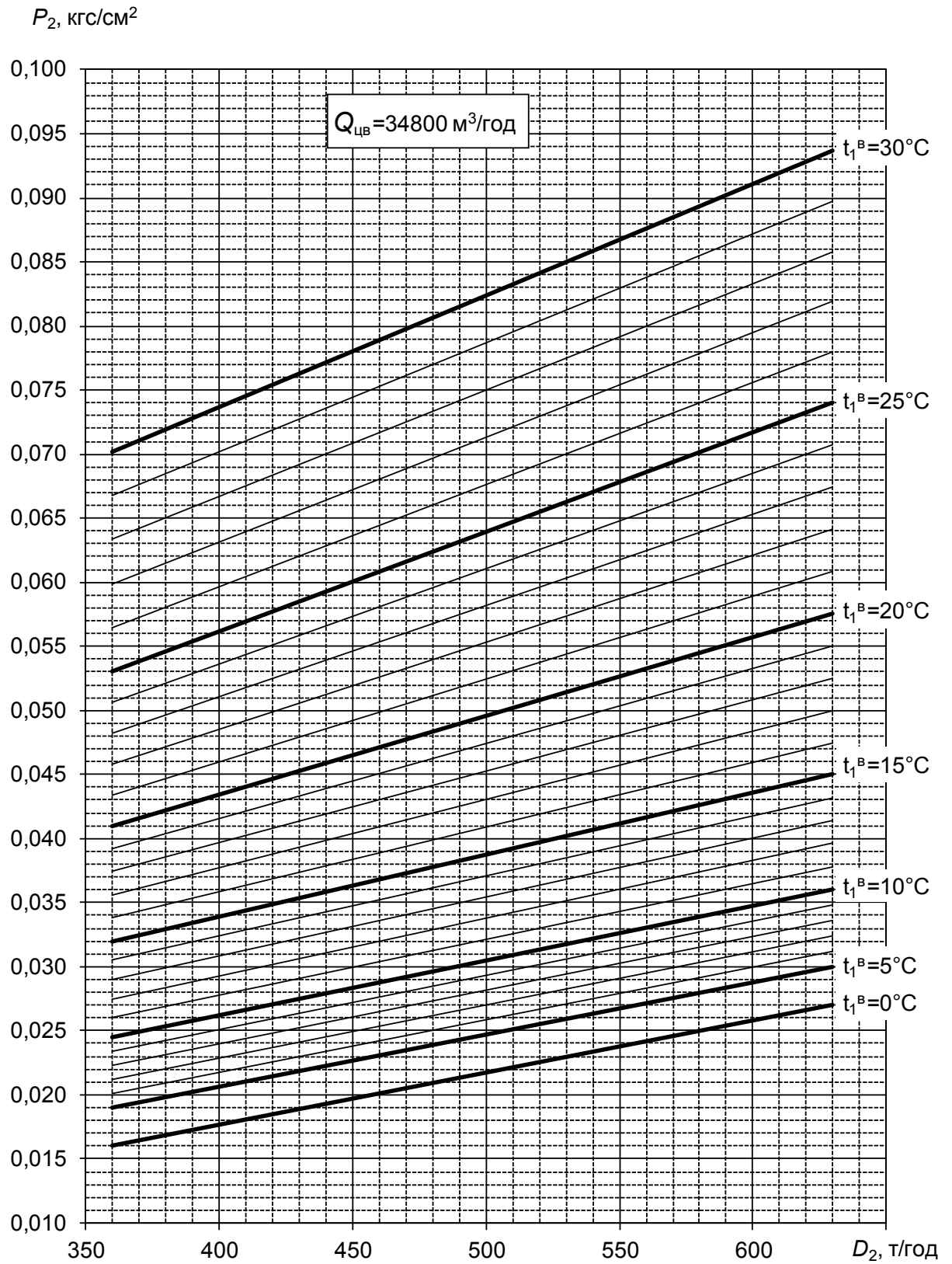


Рисунок А.3 – Абсолютний тиск пари в конденсаторі  
К - 15240 ХТГЗ при  $Q_{цв} = 34800 \text{ м}^3/\text{год}$

$a_{T^{6p}}, Db, aD_0, \%$

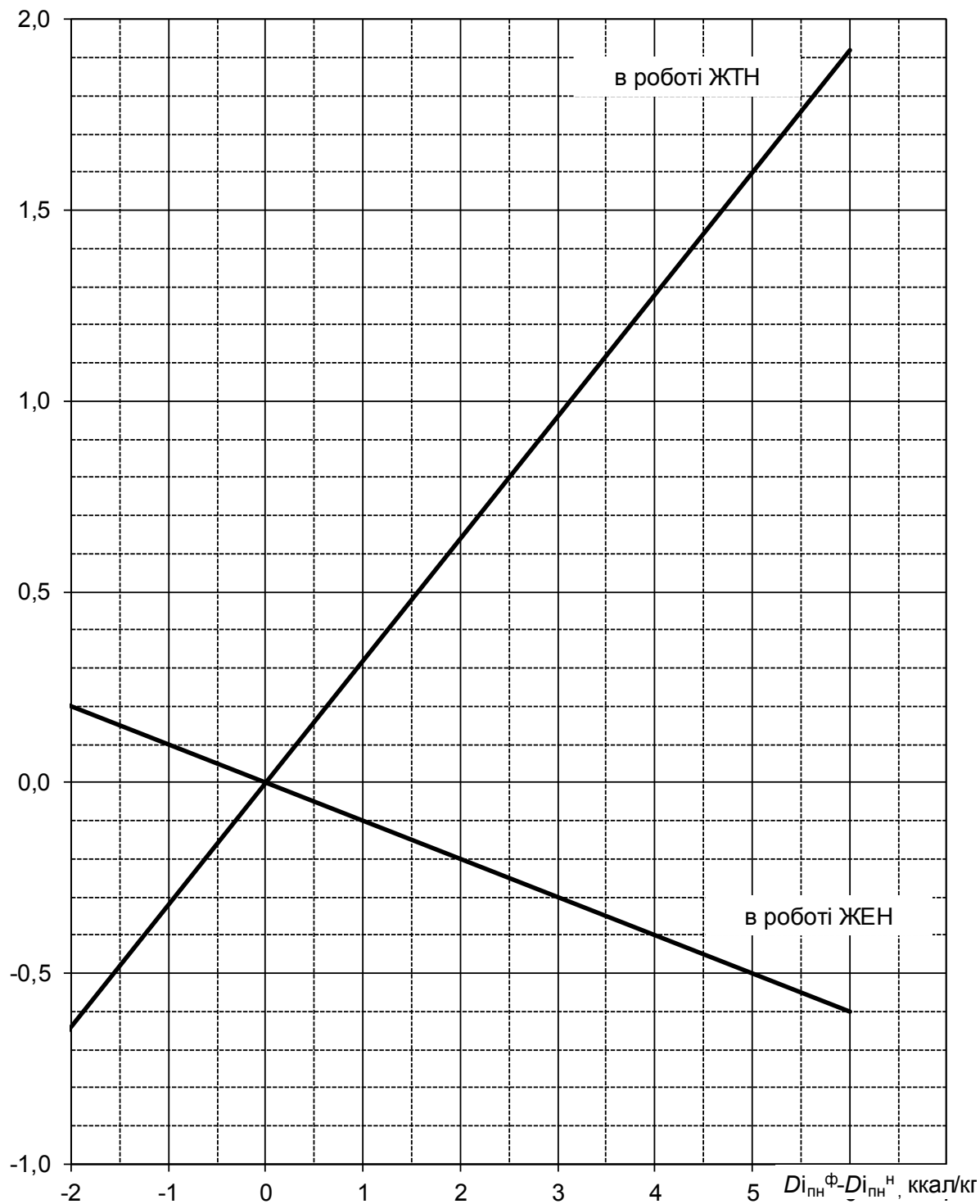


Рисунок А.4 – Поправка до питомої витрати тепла, палива і витрати свіжої пари турбіни К-300-240 ХТГЗ на зміну приросту ентальпії в живильному насосі

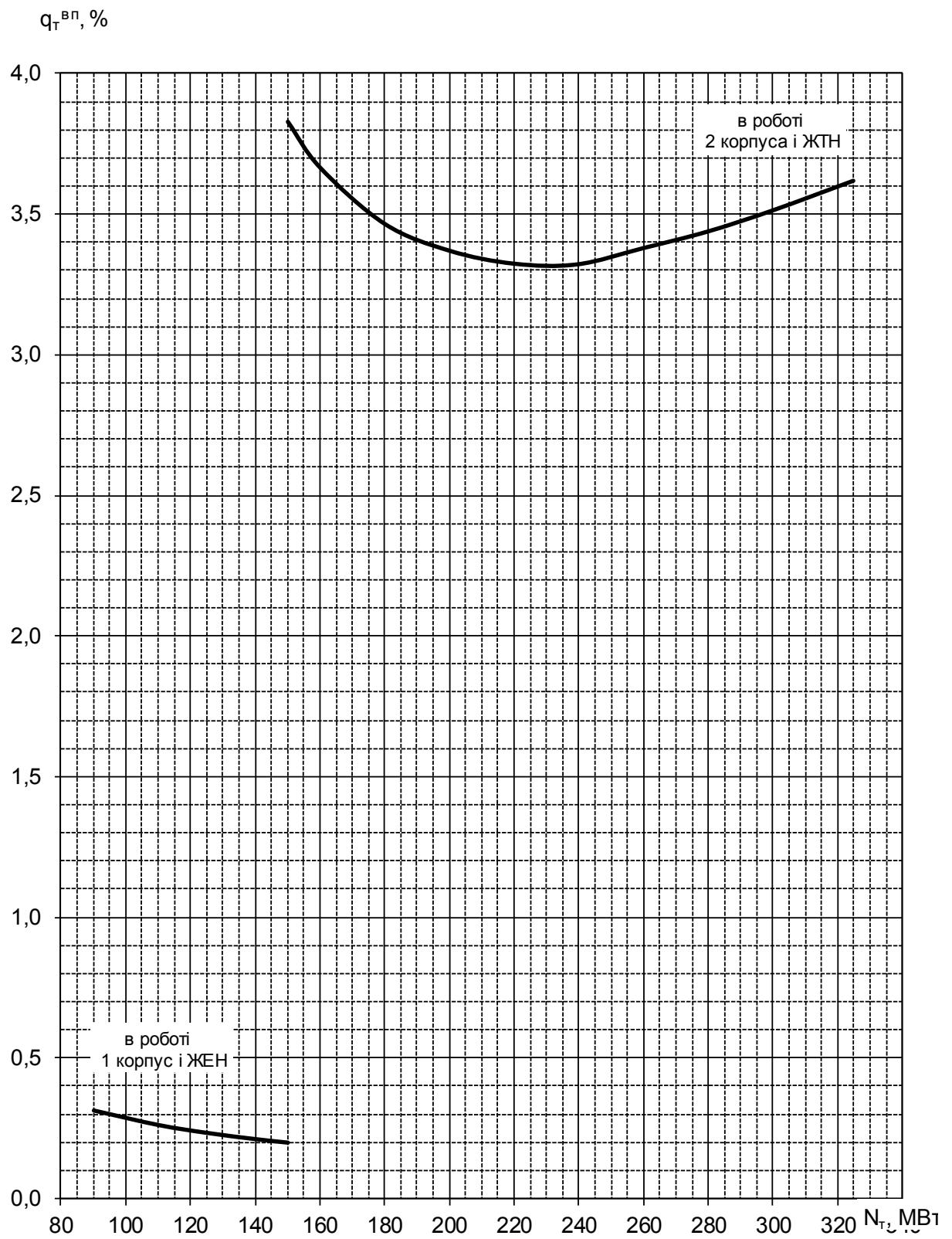


Рисунок А.5 – Витрата тепла власних потреб турбоагрегату К-325-240 "Сіменс-Турбоатом" з урахуванням роботи ЖТН

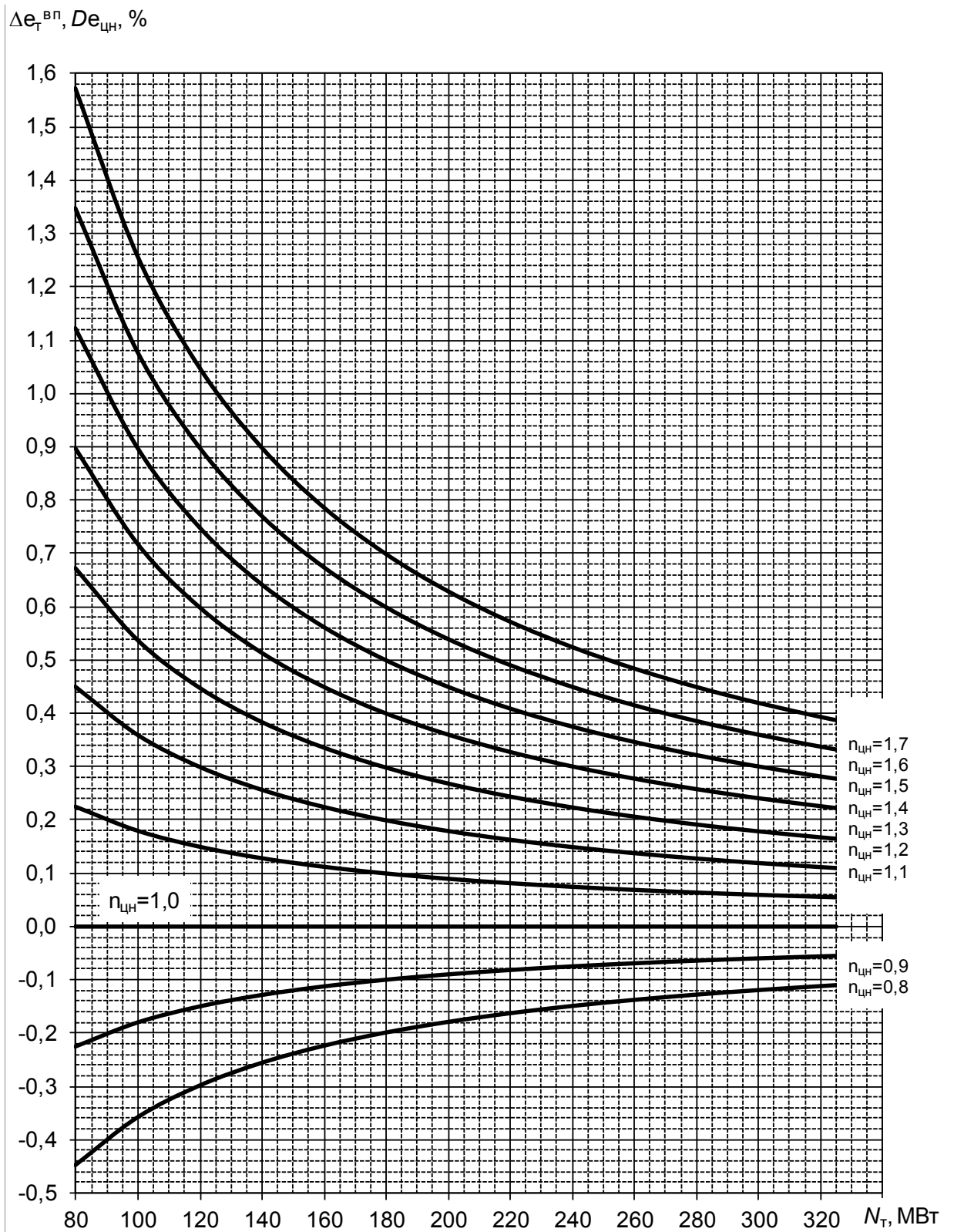


Рисунок А.6 – Поправка до витрати електроенергії на власні потреби турбіни та на циркулятори при зміні кількості працюючих циркуляторів, які приходяться на один енергоблок черги 240 кгс/см<sup>2</sup>

**Додаток Б. Енергетичні характеристики циркуляційного насоса  
ОП-2-145**

Циркуляційним насосом на Зміївській ТЕС є відцентрований насос типу ОП-2-145, номінальної потужності 1700 кВт. Основні паспортні данні циркуляційного насоса наведено в таблиці Б.1.

Таблиця Б.1. Паспортні данні циркуляційного насоса

Тип	Номінальна потужність двигуна $N_{дв}$ , кВт	Витрата $Q$ , м <sup>3</sup> /год (м <sup>3</sup> /с)	Напор $H$ , м	Частота обертання $n$ , хв <sup>-1</sup>	Тип електродвигуна
ОП-2-145	1700	30000 (8,333)	15	375	ВДД-213/54-16

Експериментальні характеристики насоса ОП-2-145 наведено на рис.

Б.1-Б.3. Температура  $T=20^{\circ}\text{C}$ , тиск  $P=755$  мм.рт.ст.

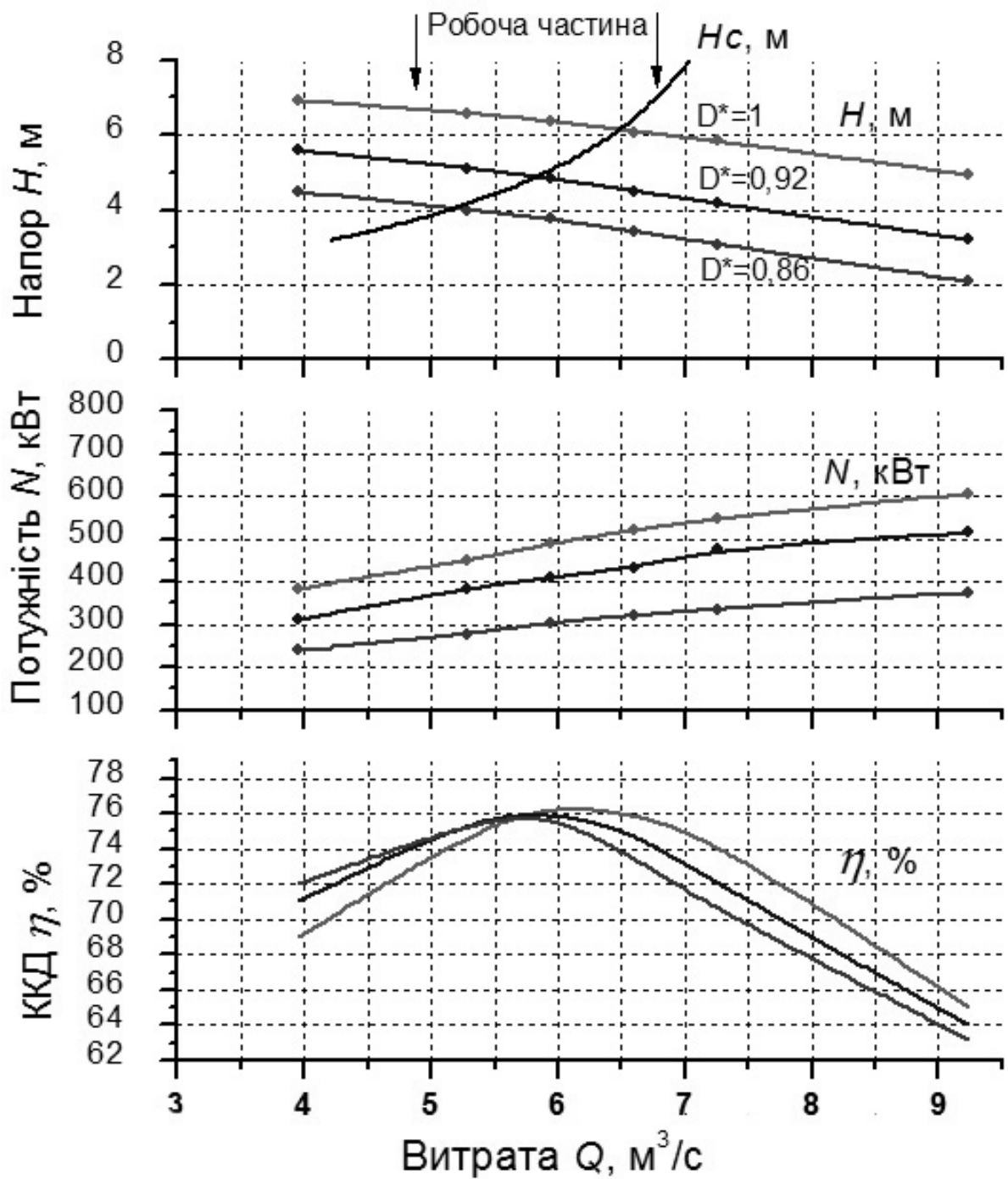


Рисунок Б.1 – Характеристика циркуляційного насосу ОП-2-145. Частота обертання 250 об/хв

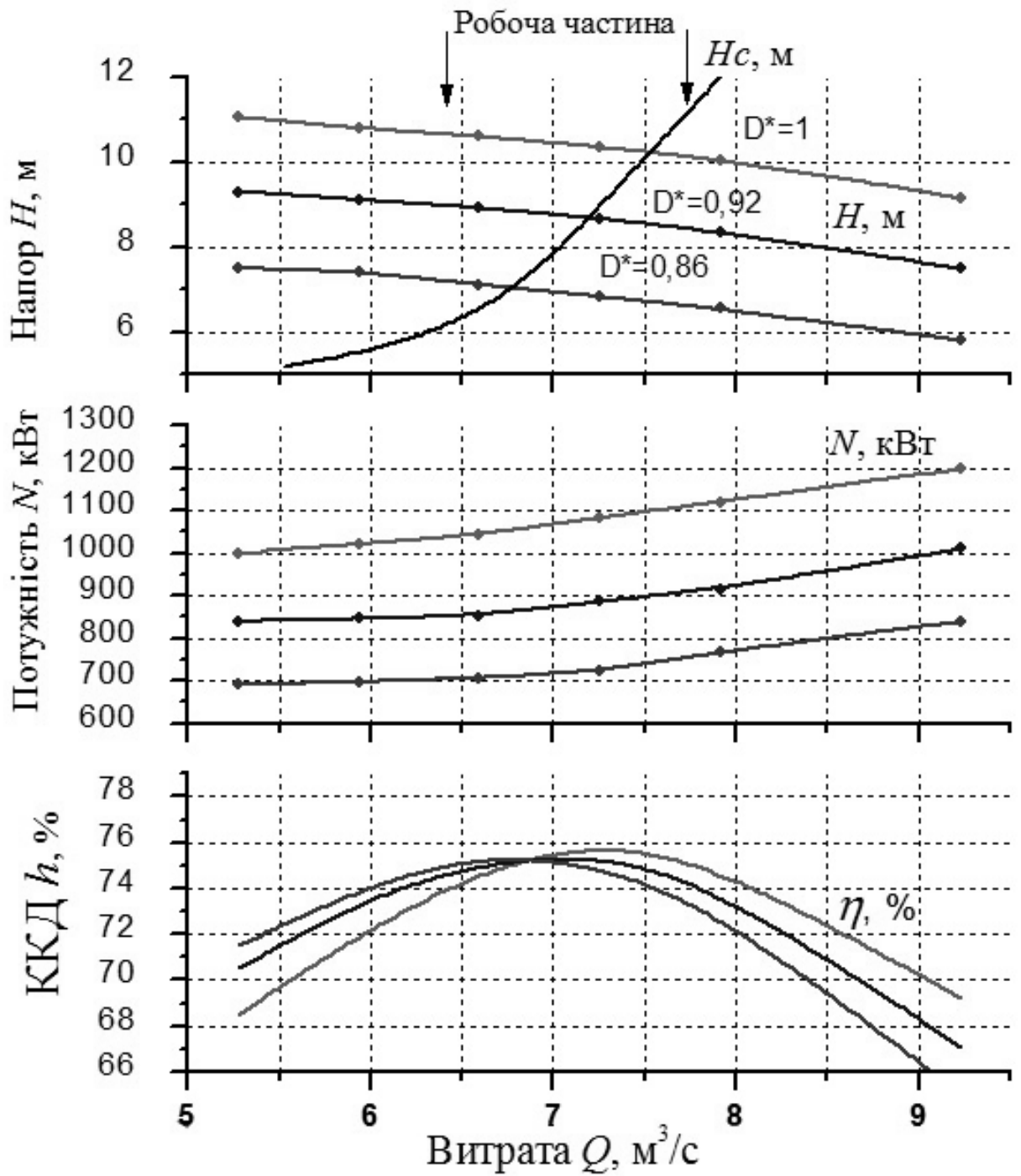


Рисунок Б.2 – Характеристика циркуляційного насоса ОП-2-145. Частота обертання 310 об/хв

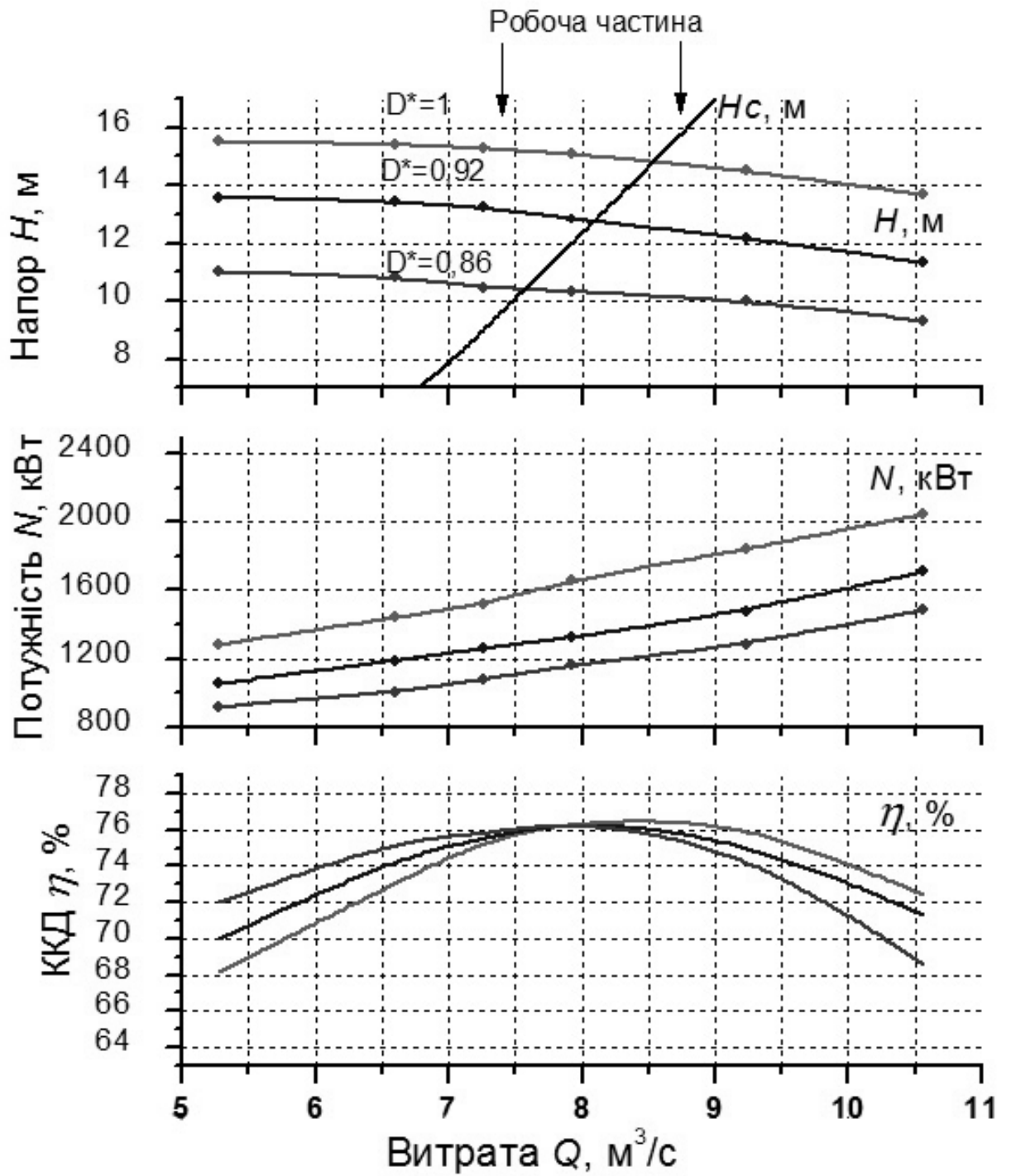


Рисунок Б.3 – Характеристика циркуляційного насосу ОП-2-145. Частота обертання 375 об/хв



**Додаток В. Акти впровадження результатів дисертації**

ЗАТВЕРДЖУЮ

Т.в.о директора Зміївської ТЕС

Курило П.І.

" 14 " 06 2023 р.

## АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів дисертаційних досліджень аспіранта кафедри автоматизації,  
метрології та енергоефективних технологій  
Української інженерно-педагогічної академії  
**Чеботарьова Антона Миколайовича**

на Зміївській ТЕС

за темою:

**"Підвищення якості автоматизованих систем керування низькопотенційним комплексом шляхом удосконалення алгоритмів їх роботи".**

*Підстава:* договір про співпрацю.

*Ухвалено комісією у складі:*

*Голова комісії:*

Начальник виробничо-технічного відділу Корчинський Олександр Олегович

*Члени комісії:*

1. Заступник начальника цеху теплової автоматики та вимірювань  
Коломієць Костянтин Валентинович

2. Провідний інженер цеху наладки та випробувань  
Агафонов Свген Віталійович

Результати дисертаційних досліджень Чеботарьова Антона Миколайовича в рамках науково-дослідної роботи мають практичну цінність при використанні в автоматизованому управлінні обладнанням Зміївської ТЕС. Основні положення, які будуть використовуватись на Зміївській ТЕС складають:

1. Алгоритми автоматизованого управління низькопотенційним комплексом електростанції по функції мінімуму втрат енергії на привід циркуляційних насосів та ежекторів.

2. Структура автоматизованої енергозберігаючої системи управління низькопотенційним комплексом.

Запровадження вищезазначених результатів дозволить забезпечити оптимальні (з точки зору втрат енергії) режими роботи низькопотенційного комплексу, та знизити втрати енергії в ньому, що приводить до підвищення техніко-економічних показників роботи станції.

Голова комісії:

О.О. Корчинський

Члени комісії:

К.В. Коломієць

С.В. Агафонов

ЗАТВЕРДЖУЮ

Перший проректор УІПА, кандидат

технічних наук, доцент

Петров С.В.

202\_\_ р.



**АКТ ВІРОВАДЖЕННЯ**

результатів наукових досліджень дисертаційної роботи

**Чеботарьова Антона Миколайовича**

в навчальному процесі Української інженерно-педагогічної академії

Комісія у складі: голови – декана факультету Енергетики і автоматизації, кандидата технічних наук, доцента Антоненко Н.С.; членів комісії – доктора технічних наук, професора, завідувача кафедри автоматизації, метрології та енергоефективних технологій Канока Г.І., кандидата технічних наук, доцента кафедри автоматизації, метрології та енергоефективних технологій Мезері А.Ю. встановила, що результати наукових досліджень Чеботарьова А.М. запровадженні в навчальному процесі УІПА у вигляді:

1. Лекційних занять з дисципліни “Автоматизовані системи керування технологічними процесами” за темою “Методи оптимізації систем керування низькопотенційними комплексами електростанцій”.
2. Лекційних занять з дисципліни “Автоматизовані системи керування в теплоенергетиці” за темою “Сучасні методи підвищення ефективності конденсаторних установок електростанцій”
3. При виконанні курсових та дипломних проектів магістрів у галузі енергетики та автоматизації

**Голова комісії**

Декан факультету Енергетики і автоматизації  
кандидат технічних наук, доцент

Наталія АНТОНЕНКО

**Члени комісії**

Доктор технічних наук,  
професор  
Кандидат технічних наук,  
доцент

Геннадій КАНОК

Андрій МЕЗЕРЯ

## Додаток Г. Список праць здобувача

1. Chebotarev A., Kanjuk G., Mezerya A., Melnikov V., Antonenko N., Improving the quality of electric energy at hydrogenerator units by upgrading control system / Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2018. Vol. 6, no. 6/2 (96). –P. 70-78.
2. Чеботарьов А.М., Бондаренко Ю.О. Аналіз нормативного забезпечення ефективності роботи елементів систем низькопотенційних комплексів електростанцій / Збірник наукових праць «Машинобудування» – Харків, УПА. –№29, 2022. –С.97-103.
3. Чеботарьов А.М., Бондаренко Ю.О. Підвищення рівня використання інформації в системах технічної діагностики конденсаторів парових турбін / Збірник наукових праць «Машинобудування». – Харків, УПА. –№30, 2022. – С.51-60.
4. Канюк Г.І., Мезеря А.Ю., Чеботарьов А.М., Василець Т.Ю., Фурсова Т.М., Канюк М.Г. Аналіз метрологічних характеристик засобів вимірювання гідравлічних параметрів електростанцій для задач енергозберігаючого керування / Збірник наукових праць «Машинобудування». – Харків, УПА. – №31, 2023. –с.50-60.
5. Канюк Г., Мезеря А., Василець Т., Чеботарьов А. Автоматизовані системи енергозберігаючого керування об'єктами паливно-енергетичного комплексу / Виробництво & мехатронні системи 2020: матеріали IV Міжнародної конференції, Харків, 22-23 жовтня 2020 р.: тези доповідей. - Харків [електронний друк], 2020. –С. 142-145.
6. Канюк Г.І., Мезеря А.Ю., Чеботарьов А.М. Підвищення ефективності автоматизованих систем керування низькопотенційним комплексом електростанцій / Тези доповідей XVI Міжнародної науково-технічної конференції «Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування», 25–26 листопада 2020 р. – Харків : НТУ «ХП» ; Видавництво «Лідер», 2020. –С. 28-29
7. Bondarenko Y.A., Chebotarev A.N. Reduction of the energy losses in element capacitor steam turbines / Наука. Інновації. Якість: [матеріали національного науковопрактичного форуму], Харків – 09-10 серпня 2022 року. Українська інженерно-педагогічна академія. Харків: УПА, 2022. –С. 41-42
8. Chebotarev Anton Information-metrological bases of the calculation worker travell about percent unit in process of its usages / Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення: [матеріали міжнародної науково-практичної

конференції, Харків -25-26 січня 2022 року]. Українська інженерно-педагогічна академія. Харків: УПА, 2022. –С.30-31

9. Bondarenko Yurii, Chebotarev Anton Increasing the efficiency of automated control systems of a low potential complex of power plants / Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення: [матеріали II міжнародної науково-практичної конференції, Харків - 14-15 березня 2023 року]. Українська інженерно-педагогічна академія. Харків: УПА, 2023. –С.101.

10. Канюк Г.І., Мезеря А.Ю., Чеботарьов А.М., Близниченко Г.С. Підвищення ефективності роботи систем низькопотенційного комплексу електростанцій шляхом оптимального керування витратою циркуляційної води / Електромеханічні і енергозберігаючі системи. Щоквартальний науково-виробничий журнал. –Кременчук: КрНУ, 2020. –Вип. 4/2020(52). – С.34-39. ISSN 2072-2052

11. Канюк Г.І., Мезеря А.Ю., Чеботарьов А.М., Близниченко Г.С., Бондаренко Ю.О. Зниження динамічної складової похибки визначення середньоінтегральних значень вимірювальних параметрів / Збірник наукових праць «Машинобудування». –Харків, УПА. 2021. № 28. –С. 66-74.

12. Удосконалення нормативної бази забезпечення енергоефективних режимів роботи насосних установок електричних та нафтоперекачувальних станцій / Г.І.Канюк, В.М.Князева, А.Ю.Мезеря, А.М.Чеботарьов. –Харків: Друкарня Мадрид, 2020. –126 с. :48 іл., 22 табл. ISBN 978-617-7875-55-2

13. Розвиток і удосконалення діагностичного забезпечення енергоблоків АЕС / Г.І. Канюк, Т.М. Фурсова, А.Ю. Мезеря, А.М. Чеботарьов, Ю.О. Бондаренко – Харків. Видавець: О. А. Мірошниченко, 2022. – 132 с. ISBN 978-617-8130-03-9