

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ

(повна назва інституту/факультету)

ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»

УДК \_\_\_\_\_

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

В. І. Будько

(підпис)

(ініціали, прізвище)

“ ” \_\_\_\_\_ 2022 р.

## Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
спеціалізація «Електричні станції»

на тему: «Моделювання режимів роботи електродвигунів і робочих машин  
власних потреб АЕС потужністю 3000 МВт при зниженні напруги і  
частоти».

Виконав: студент 2(6) курсу, групи ЕТ-11мп  
(шифр групи)

БАБЕНКО АНТОН ЮРІЙОВИЧ

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Науковий керівник доцент, к.т.н. БАРДИК Є.І.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант охорона праці професор, д.т.н. ТРЕТЯКОВА Л.Д.

(назва розділу)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант стартап-проект ст. викладач БАХМАЧУК С.В.

(назва розділу)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент доцент, к.т.н. ЧУМАК В.В.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації  
немає запозичень з праць інших авторів без  
відповідних посилань.

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2022 року

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ**  
**«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ**  
**імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Інститут/факультет ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ  
(повна назва інституту)

Кафедра ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ  
(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною (освітньо-науковою) програмою

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

спеціалізація «Електричні станції»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

В. І. Будько  
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ” \_\_\_\_\_ 2022 р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на магістерську дисертацію студенту**  
**Бабенку Антону Юрійовичу**  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Моделювання режимів роботи електродвигунів і робочих машин власних потреб АЕС потужністю 3000 МВт при зниженні напруги і частоти»,

науковий керівник дисертації Бардик Євген Іванович, доц., к.т.н.,  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 р. № \_\_\_\_\_

2. Строк подання студентом дисертації 17.12.2022

3. Об'єкт дослідження процеси в системі власних потреб атомної електростанції

4. Предмет дослідження моделювання і дослідження впливу змінення режимних параметрів енергосистеми на характеристики асинхронних двигунів і відповідальних механізмів власних потреб станції

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1) провести аналіз сучасного стану проблеми; 2) побудова математичних моделей і дослідження режимів роботи електродвигунів і робочих машин власних потреб; 3) охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації електроустановок

власних потреб АЕС; 4) визначення витрат і собівартості електроенергії на АЕС 3000 МВт як складова фінансово-економічного аналізу стартап-проекту.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу 1) головна схема електричних з'єднань; 2) моделі розрахунку електромагнітних характеристик електродвигунів; 3) механічні характеристики та параметри електродвигунів власних потреб при зміні напруги і частоти; 4) характеристики робочих машин системи власних потреб електростанції у різних режимах роботи; 5) модельно-експериментальні розрахунки характеристик електродвигунів та робочих машин власних потреб електростанції при зміні напруги і частоти (ч.1); 6) модельно-експериментальні розрахунки характеристик електродвигунів та робочих машин власних потреб електростанції при зміні напруги і частоти (ч.2); 7) модельно-експериментальні розрахунки характеристик електродвигунів та робочих машин власних потреб електростанції при зміні напруги і частоти (ч.3).

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1) Бардик Є.І., Бабенко А.Ю. Робота електродвигунів власних потреб АЕС при зниженні напруги і частоти //Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів і студентів “Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики”, Київ: “Політехніка“, 2022.

## 8. Консультанти розділів дисертації

| Розділ         | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата   |                  |
|----------------|-------------------------------------------|----------------|------------------|
|                |                                           | Завдання видав | Завдання прийняв |
| Стартап-проект | Бахмачук С.В., старший викладач           |                |                  |
| Охорона праці  | Третьякова Л.Д., професор                 |                |                  |

9. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

## Календарний план

| № з/п | Назва етапів виконання магістерської дисертації                                       | Строк виконання етапів магістерської дисертації | Примітка |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|----------|
| 1     | Вибір структурної схеми                                                               | 04.10.2022 – 11.10.2022                         |          |
| 2     | Моделювання режимів роботи електродвигунів і насосного обладнання власних потреб      | 12.10.2022 – 27.10.2022                         |          |
| 3     | Дослідження процесів в системі власних потреб при зниженні частоти і напруги в мережі | 27.10.2022 – 04.11.2022                         |          |
| 4     | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях                                     | 05.11.2022 – 20.11.2022                         |          |
| 5     | Стартап-проект                                                                        | 21.11.2022 – 27.11.2022                         |          |
| 6     | Оформлення отриманих результатів                                                      | 28.11.2022 – 04.12.2022                         |          |
| 7     | Оформлення технічних креслень                                                         | 05.12.2022 – 10.12.2022                         |          |

Студент

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_ А. Ю. Бабенко

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_ Є. І. Бардик

(ініціали, прізвище)

## ЗМІСТ

|                                                                                                                                             |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| РЕФЕРАТ.....                                                                                                                                | 8  |
| ABSTRACT.....                                                                                                                               | 11 |
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....                                                                                                              | 14 |
| ВСТУП.....                                                                                                                                  | 15 |
| Розділ 1. Загальна характеристика та умови функціонування підсистеми ЕЕС АЕС потужністю 3000 МВт.....                                       | 16 |
| 1.1. Загальні положення функціонування ОЕС України.....                                                                                     | 16 |
| 1.2. Вибір головної схеми електричних з'єднань АЕС.....                                                                                     | 19 |
| 1.2.1. Вибір турбогенераторів.....                                                                                                          | 19 |
| 1.2.2. Вибір схеми видачі електроенергії у енергосистему.....                                                                               | 19 |
| 1.2.3. Вибір блочних трансформаторів та автотрансформаторів.....                                                                            | 21 |
| 1.2.4. Техніко-економічне порівняння варіантів структурних схем.....                                                                        | 25 |
| 1.3. Вибір схеми власних потреб АЕС.....                                                                                                    | 34 |
| 1.3.1. Вибір трансформаторів власних потреб.....                                                                                            | 36 |
| Висновки до розділу.....                                                                                                                    | 38 |
| Розділ 2. Характеристика режимів роботи і електромагнітних параметрів електроприймачів ВП електростанції при змінній напруги і частоти..... | 39 |
| 2.1. Аналіз впливу зниження напруги і частоти на роботу електроприймачів і технологічної частини електростанції.....                        | 39 |
| 2.1.1. Оцінка впливу зниження напруги мережі.....                                                                                           | 41 |
| 2.1.2. Оцінка впливу зниження частоти мережі.....                                                                                           | 43 |
| 2.2. Основні навантажувальні властивості асинхронних двигунів власних потреб.....                                                           | 44 |
| 2.2.1. Зміна напруги при номінальній частоті.....                                                                                           | 46 |
| 2.2.2. Зміна частоти при номінальній напрузі.....                                                                                           | 47 |
| 2.3. Визначення основних параметрів усталеного режиму при різних значеннях навантаження на валу, напруги і частоти мережі.....              | 49 |
| 2.3.1. Визначення електрорушійної сили, магнітного потоку, обертового моменту двигуна.....                                                  | 49 |
| 2.3.2. Розрахунок ковзання і кутової швидкості асинхронного двигуна ..                                                                      | 51 |
| 2.3.3. Визначення намагнічуючого струму, струмів ротора, статора і їх фаз.....                                                              | 53 |
| 2.3.4. Активна і реактивна потужності, які споживаються двигуном з мережі.....                                                              | 58 |
| Висновки до розділу.....                                                                                                                    | 62 |
| Розділ 3. Характеристики і режими роботи робочих машин системи власних потреб АЕС 3000 МВт.....                                             | 63 |

|                                                                                                                                                   |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.1. Механічні характеристики та параметри асинхронних електродвигунів власних потреб електростанції. ....                                        | 63  |
| 3.2. Зміна параметрів механічної характеристики АД при змінах напруги і частоти. ....                                                             | 67  |
| 3.3. Характеристики робочих машин системи власних потреб електростанції.....                                                                      | 71  |
| 3.3.1. Джерела енергопостачання.....                                                                                                              | 71  |
| 3.3.2. Робочі машини системи власних потреб електростанцій і їх характеристики.....                                                               | 74  |
| 3.3.3. Характеристики робочих машин при змінненні частоти обертання .                                                                             | 79  |
| 3.3.4. Побудова механічних характеристик робочих машин.....                                                                                       | 83  |
| 3.3.5. Регулювання продуктивності робочих машин системи власних потреб .....                                                                      | 86  |
| Висновки до розділу .....                                                                                                                         | 93  |
| Розділ 4. Модельно-експериментальні розрахунки характеристик електродвигунів та робочих машин ВП АЕС при змінненні напруги і частоти мережі ..... | 94  |
| 4.1. Електромагнітні характеристики асинхронних двигунів ВП АЕС .....                                                                             | 94  |
| 4.1.1. Вплив зниження напруги на електромагнітні характеристики електродвигунів при заданій частоті. ....                                         | 95  |
| 4.1.2. Вплив зміни частоти мережі при номінальній напрузі на електромагнітні характеристики двигунів системи ВП АЕС. ....                         | 98  |
| 4.2. Механічні характеристики асинхронних двигунів ВП АЕС .....                                                                                   | 102 |
| 4.3. Розрахунок параметрів робочих машин при зміні режимних параметрів.....                                                                       | 106 |
| Висновки до розділу .....                                                                                                                         | 114 |
| Розділ 5. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації електроустановок власних потреб АЕС .....                        | 116 |
| 5.1. Загальна характеристика об'єкту .....                                                                                                        | 117 |
| 5.2. Визначення послідовності і обсягів робіт під час експлуатації електроустановки .....                                                         | 118 |
| 5.3. Визначення та оцінка показників умов праці .....                                                                                             | 119 |
| 5.4. Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....                                                                        | 120 |
| 5.5. Вибір технічних та організаційних заходів .....                                                                                              | 121 |
| 5.6. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників .....                                 | 122 |

|                                                                                                                                           |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.7. Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій .....                                                     | 124 |
| 5.8. Розрахунок захисного заземлення асинхронного електродвигуна з КЗ ротором власних потреб АЕС.....                                     | 125 |
| Висновки до розділу .....                                                                                                                 | 128 |
| Розділ 6. Визначення витрат і собівартості електроенергії на АЕС 3000 МВт як складова фінансово-економічного аналізу стартап-проекту..... | 129 |
| 6.1. Розрахунок витрат електричної енергії на власні потреби АЕС 3000 МВт.....                                                            | 131 |
| 6.2. Вироблення та відпуск електроенергії.....                                                                                            | 132 |
| 6.3. Розрахунок ККД електростанції.....                                                                                                   | 133 |
| 6.4. Визначення теплової потужності реактора.....                                                                                         | 134 |
| 6.5. Розрахунок питомих витрат палива .....                                                                                               | 135 |
| 6.6. Розрахунок кошторисної вартості АЕС .....                                                                                            | 136 |
| 6.7. Визначення собівартості відпущеної електроенергії .....                                                                              | 136 |
| 6.8. Проектна калькуляція собівартості електроенергії .....                                                                               | 142 |
| Висновки до розділу .....                                                                                                                 | 143 |
| ВИСНОВКИ .....                                                                                                                            | 144 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....                                                                                                          | 146 |

## РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 148 сторінках формату А4, яка включає в себе 53 рисунки, 28 таблиць, 29 джерела використаної літератури. Графічна частина складається з 7 аркушів формату А1.

В магістерській дисертації розглядаються питання аналізу режимів роботи електроприймачів та робочих машин ВП атомної електростанції при аварійному зниженні напруги і частоти мережі. Побудовані математичні моделі для визначення електромагнітних параметрів і розрахунку параметрів механічних характеристик асинхронних двигунів і робочих машин. Проведено комплексне математичне моделювання процесів в системі ВП АЕС та визначені величини зниження технологічних параметрів станції в умовах тривалого зниження напруги і частоти в системі.

**Актуальність роботи.** Наразі в зв'язку з лібералізацією енергетичної галузі, значного рівня зношення електрообладнання, високою вірогідністю терористичних атак на об'єкти енергетики загострюється проблема забезпечення режимної надійності ЕЕС та безпеки функціонування АЕС. Разом з цим статистичний аналіз аварійності, практика експлуатації ЕЕС з АЕС показує, що імовірність системних аварій в наслідок втрати генеруючих потужностей, які супроводжуються значним зниженням частоти і напруги повністю не виключена. Це суттєво підвищує ризик повної втрати або обмеження потужності потужними блоками АЕС внаслідок зниження частоти і напруги на шинах ВП станції та відповідного зменшення подачі і натиску робочих машин, що призведе до ще більшого дефіциту потужності і подальшого зниження перш за все частоти в системі.

В зв'язку з цим актуальною задачею є дослідження процесів в системі ВП АЕС в умовах значного тривалого змінення режимних параметрів системи. Найбільш перспективним підходом для вирішення цих задач є застосування методів математичного моделювання і відповідної розробки

математичних моделей як окремих елементів так і комплексної моделі системи ВП.

**Метою магістерської дисертації** є побудова математичних моделей електродвигунів і робочих машин та дослідження їх режимів при тривалому зниженні напруги і частоти. Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

- проаналізувати умови функціонування підсистем ЕЕС, що містять АЕС з системами власних потреб;
- провести аналіз впливу зниження напруги і частоти на роботу електроприймачів і технологічної частини електростанції;
- побудувати і дослідити математичні моделі розрахунку електромагнітних характеристик асинхронних двигунів ВП;
- розробити спрощені моделі розрахунку параметрів механічних характеристик електродвигунів при зміні напруги і частоти;
- розробити математичні моделі і алгоритм визначення режимних параметрів робочих машин АЕС при зміні частоти і напруги в мережі;
- для відповідальних механізмів системи ВП АЕС дослідити вплив тривалого відхилення режимних параметрів системи на характеристики робочих машин;

**Об'єкт дослідження:** процеси в системі власних потреб атомної електростанції.

**Предмет дослідження:** моделювання і дослідження впливу змінення режимних параметрів ЕЕС на характеристики асинхронних двигунів і відповідальних механізмів ВП станції.

**Методи дослідження:** вирішення поставлених задач ґрунтується на застосуванні теорії електричних машин, методів математичного моделювання, наближених методів розв'язку нелінійних алгебраїчних

рівнянь, математичного числового моделювання з використанням пакету прикладних програм MATLAB.

**Наукова новизна результатів.** Основними результатами, що характеризують наукову новизну, є наступні:

1. Запропоновано комплексний підхід щодо моделювання і оцінки впливу змінення режимних параметрів енергосистеми на процеси функціонування механізмів ВП АЕС.
2. Розроблено математичні моделі визначення електромагнітних характеристик та параметрів механічних характеристик асинхронних двигунів ВП при зниженні напруги і частоти мережі.
3. Побудована математична модель насосного обладнання системи ВП АЕС для визначення подачі і напору при зміненні частоти обертання.
4. Проведено дослідження режимів роботи відповідальних електродвигунів і робочих машин в умовах тривалого зниження напруги і частоти на секціях ВП.

**Публікації за тематикою досліджень:**

1. Бардик Є.І., Бабенко А.Ю. Робота електродвигунів власних потреб АЕС при зниженні напруги і частоти //Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики», Київ: «Політехніка», 2022.

## ABSTRACT

The master's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note was made on 148 pages of A4 format, which includes 53 figures, 28 tables, 29 sources of used literature. The graphic part consists of 7 sheets of A1 format.

The master's thesis deals with the analysis of the operating modes of power receivers and working machines of the nuclear power plant's own needs in the event of an emergency reduction in voltage and frequency of the electrical network. Mathematical models were built to determine the electromagnetic parameters and calculate the parameters of the mechanical characteristics of asynchronous motors and working machines. A complex mathematical modeling of the processes in the system of the NPP's own needs was carried out and the values of the decrease in the plant's technological parameters in the conditions of a long-term decrease in voltage and frequency in the system were determined. A complex mathematical modeling of the processes in the system of the nuclear power plant's own needs was carried out and the values of the decrease in the plant's technological parameters in the conditions of a long-term decrease in voltage and frequency in the system were determined.

**Relevance of work.** Currently, in connection with the liberalization of the energy industry, a significant level of wear and tear of electrical equipment, and the high probability of terrorist attacks on energy facilities, the problem of ensuring the regime reliability of the energy system and the safety of the operation of nuclear power plants is intensifying. At the same time, the statistical analysis of accidents, the practice of using the energy system with nuclear power plants shows that the probability of system accidents due to the loss of generating capacities, which are accompanied by a significant decrease in frequency and voltage, is not completely excluded. This significantly increases the risk of a complete loss or limitation of power by powerful units of the NPP due to a decrease in the frequency and voltage on the buses of the plant's own needs and a corresponding

decrease in the supply and pressure of the working machines, which will lead to an even greater power deficit and a further decrease, first of all, in the frequency in the system.

In this regard, an urgent task is to study the processes in the system of the NPP's own needs in the conditions of a significant long-term change in the regime parameters of the system. The most promising approach to solving these problems is the application of mathematical modeling methods and the corresponding development of mathematical models of both individual elements and a complex model of the system of own needs.

**The purpose of the master's thesis** is to build mathematical models of electric motors and working machines and to study their regimes with a long-term decrease in voltage and frequency. To achieve the goal, the following tasks must be solved:

- to analyze the operating conditions of UES subsystems containing NPPs with own needs systems;
- conduct an analysis of the impact of voltage and frequency reduction on the operation of electrical receivers and the technological part of the power plant;
- build and research mathematical models for calculating the electromagnetic characteristics of asynchronous motors of own needs;
- develop simplified models for calculating parameters of mechanical characteristics of electric motors when voltage and frequency change;
- to develop mathematical models and an algorithm for determining the mode parameters of NPP working machines when changing the frequency and voltage in the electrical network;
- for the responsible mechanisms of the NPP self-needs system, to investigate the impact of long-term deviation of system parameters on the characteristics of working machines;

**Object of research:** processes in the system of own needs of a nuclear power plant.

**The subject of the study:** modeling and research of the effect of changing the operational parameters of the EES on the characteristics of asynchronous motors and responsible mechanisms of the power plant's own needs.

**Research methods:** solving the problems is based on the application of the theory of electric machines, methods of mathematical modeling, approximate methods of solving nonlinear algebraic equations, mathematical numerical modeling using the MATLAB application program package.

Scientific novelty of the results. The main results characterizing scientific novelty are the following:

1. A comprehensive approach to modeling and assessment of the impact of changing power system regime parameters on the processes of functioning of NPP own needs mechanisms is proposed.
2. Mathematical models for determining the electromagnetic characteristics and parameters of the mechanical characteristics of asynchronous motors of their own needs when reducing the voltage and frequency of the grid have been developed.
3. A mathematical model of the pumping equipment of the system of the NPP's own needs was built to determine the supply and pressure when changing the rotation frequency.
4. The study of the operating modes of the responsible electric motors and working machines in the conditions of a long-term decrease in voltage and frequency in the sections of own needs was carried out.

**Research publications:** 1. Bardyk E., Babenko A. The operation of the electric motors of the NPP's own needs when the voltage and frequency are reduced // Materials of the International scientific and technical conference of young scientists, graduate students and students "Modern problems of electrical engineering and automation", Kyiv: "Polytechnic", 2022.

## **ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ**

ЕЕС – електроенергетична система України

АЕС – атомна електростанція

ВП – власні потреби електростанції

РП – розподільчий пристрій

АД – асинхронний двигун

ЕРС – електрорушійна сила

КЗ – коротке замикання

ТЕС – теплова електростанція

ККД – коефіцієнт корисної дії

ХХ – холостий хід

ГЦН – головний циркуляційний насос

ЦН – циркуляційний насос

КН1 – конденсатний насос першого підйому

КН2 – конденсатний насос другого підйому

## ВСТУП

На теперішній час електроенергетична система України (ЕЕС) працює у дуже складних умовах. Існує значна кількість силового обладнання, яке працює у понаднормовий термін і вагома частина скоро відпрацює свій проектний термін експлуатації. Також наслідки терористичних атак і постійна загроза їх чергового виникнення призводять до підвищення рівня аварійності і як наслідок часті випадки виникнення аварійних ситуацій. Це в свою чергу призводить до виникнення незапланованих значних економічних збитків і перерви живлення у всіх груп споживачів. У разі виникнення аварійних ситуацій ризик раптового зниження напруги і частоти в мережі максимальний. Значний вплив зниження цих параметрів відчувають на собі енергоблоки АЕС.

В ЕЕС України частка виробленої електроенергії на АЕС складає більше 50% від загальної генерації. Через зниження напруги або частоти в енергосистемі напруга і частота на АЕС також знижується, що може призвести до відключення енергоблоків станції від мережі, і як наслідок виникає вкрай негативне явище як лавиноподібне зниження напруги і частоти в енергосистемі. У такому випадку виникає значний дефіцит генерації, що несе за собою значні економічні збитки і негативно впливає на робочий стан основного силового обладнання АЕС.

Тому, на сьогоднішній день, існує потреба в розробці математичних моделей для системи власних потреб АЕС, яка необхідна для оцінки впливу зниження напруги і частоти і формування превентивних дій, які допоможуть мінімізувати ризики виникнення аварійних ситуацій на електростанції і зменшити негативні наслідки у разі їх раптового виникнення.

## **Розділ 1. Загальні характеристики та умови функціонування в підсистемі ЕЕС АЕС потужністю 3000 МВт.**

### **1.1. Загальні положення функціонування ОЕС України.**

Об'єднана електроенергетична система України (ЕЕС) є одним з найбільших енергооб'єднань Європи[2,4,8,10]. У складі ЕЕС знаходяться ОАО Укргідроенерго, що має у своєму розпорядженні каскади ГЕС і ГАЕС з загальною кількістю гідроагрегатів – 175, п'ять енергогенеруючих компаній, які складаються з 14 потужних ТЕС, НАЕК «Енергоатом» має у своєму складі 4 працюючих АЕС з сумарною кількістю енергоблоків – 15. 30% генеруючої потужності припадає саме на АЕС, до того ж частка виробленої електроенергії в ЕЕС України складає більше 50%[1].

З початку 2000-х років сумарний річний виробіток електричної енергії на ТЕС і АЕС майже рівний і складає порядку 50% від загального виробітку. До основних причин скорочення частки виробленої електроенергії на ТЕС можна віднести: морально і фізично застаріле обладнання у масових масштабах; практично відсутнє фінансування програм розвитку; застосування вугілля низької якості; критично складна ситуація з забезпеченням паливом і значне зростання вартості газу і мазуту що призводить до виведення в резерв маневреного обладнання – блоків потужністю 300 і 800 МВт. Через те, що перспектив покращення ситуації на ТЕС не спостерігається, то одним з основних джерел електроенергії в Україні є АЕС[2,8,10]. Існує дві групи факторів, що визначають вплив енергосистеми на безпечну роботи АЕС: 1) загальносистемні – фактори, які однаково впливають на усі енергоблоки АЕС, що працюють в енергосистемі; 2) локальні – фактори, які впливають тільки на енергоблоки конкретної АЕС і характеризується відповідністю схем приєднання АЕС до мереж енергосистеми, що регламентується нормами технологічного проектування, показниками ліній видачі потужності, завантаженням зв'язків, що живлять

енергорайони, режимними зміненнями в мережі та можливістю створення схем живлення АЕС від ОЕС у разі виникнення аварійних ситуацій[2,4,8].

Відповідно до системного підходу для оцінки впливу енергооб'єднань на безпеку функціонування, необхідно, щоб АЕС розглядалася як єдиний генеруючий комплекс. Існує ціла низка питань таких як забезпечення живлення у разі виникнення різного роду аварійних ситуацій, які вирішуються для кожного енергоблоку індивідуально.

Існують особливості умов функціонування ОЕС, які впливають на надійну і безпечну роботу АЕС[2,10]:

- 1) Елемент ОЕС до якого застосовуються жорсткі вимоги щодо режимних параметрів з точки зору стійкості роботи електростанції;
- 2) Генеруючого джерела ОЕС;
- 3) Об'єкт, що підлягає управлінню з боку системи, особливо у разі виникнення різних збурень;
- 4) Енергоблоки, які працюють в базисі графіка навантаження, що пов'язано з безпечною роботою реакторної установки.

Особливості роботи АЕС, які наведено вище визначають область режимів ОЕС, що можуть призвести до зниження генеруючих потужностей енергоблоків АЕС до рівня власних потреб або повної зупинки блоків.

Основні фактори, які спричиняють виникнення аварійних режимів в ОЕС з АЕС поділяюся на дві групи[4,10]:

- 1) Внутрішні – зміна параметрів системи, обумовлена зміною генерації, ремонтними чи аварійними відключеннями елементів мережі;
- 2) Зовнішні – зміна параметрів енергосистеми, які обумовлені фізичним пошкодженням цілісності електроенергетичних установок чи об'єктів у результаті впливу на них навколишнього середовища чи людського фактору.

Оцінка безпечної роботи АЕС у разі виникнення порушення режиму генерації в ОЕС визначається діапазоном збурень, котрі виникають у результаті взаємодії АЕС з ОЕС у разі відключення енергоблоків на певній АЕС чи на іншій електростанції[10,12]. На даний момент стан електроенергетики України характеризується значним зниженням стійкості ОЕС у результаті відсутності потрібної кількості маневрених генеруючих потужностей, нерівномірним розташуванням електростанцій по території при значній концентрації генеруючих потужностей в окремих вузлах і як наслідок необхідністю передачі значних потоків потужностей по елементах ОЕС з регіонів де є надлишок потужності у дефіцитні регіони; наявністю досить слабких зв'язків між деякими регіонами ОЕС. Враховуючи дані фактори у разі аварійного відключення одного енергоблоку потужністю 100 МВт може призвести до виникнення в ОЕС критичного небалансу потужностей, що може викликати різке зниження частоти в ОЕС і виникнення асинхронного ходу синхронних генераторів станцій..

Для АЕС досить важливим завданням є забезпечення безпеки функціонування[2,4,6,10]. Найбільш важливою є необхідність у забезпеченні балансу потужностей в ОЕС. У разі виникнення будь-яких аварійних ситуацій треба забезпечувати належну якість електричної енергії, особливо таких параметрів як частота і напруга. Також важливим є дотримання нормативних показників якості електричної енергії у підсистемі ВП і підтримання рівня напруги у вузлі навантаження системи з АЕС.

Для АЕС потужністю 3000 МВт проведено вибір структурної схеми і основного обладнання виходячи з аналізу нормального режиму і обваженого режиму.

Виходячи з обраної структурної схеми розроблено головну схему електричних з'єднань станції і схема підсистеми з АЕС з вузлом навантаження.

## 1.2. Вибір головної схеми електричних з'єднань АЕС.

Згідно із завданням було розроблено проект АЕС-3000 МВт. У якості енергоблоків попередньо обрано три блоки типу ВВЕР-1000 з допоміжним і уніфікованим устаткуванням.

Усе основне обладнання для трьох енергоблоків з номінальною потужністю по 1000 МВт кожен однотипне і складається з реакторної установки типу ВВЕР-1000, турбоагрегату типу К-1000-60/3000-2 і турбогенератору типу ТВВ-1000-2УЗ. Також передбачено різного роду заходи з охорони навколишнього середовища згідно з нормами та правилами, що дозволяє забезпечувати захист робочого персоналу АЕС.

Видача електроенергії в енергосистему відбувається на двох напругах 330 кВ та 750 кВ.

### 1.2.1. Вибір турбогенераторів.

Для усіх енергоблоків обираємо турбогенератор типу ТВВ-1000-2УЗ.

Таблиця 1.1 Паспортні дані турбогенератора типу ТВВ-1000-2УЗ.

| № | Параметр                                        | ТВВ-1000-2УЗ |
|---|-------------------------------------------------|--------------|
| 1 | Схема з'єднання обмоток                         | YY           |
| 2 | Номінальна частота обертання, $n[\text{об/хв}]$ | 3000         |
| 3 | Номінальна повна потужність, МВА                | 1111         |
| 4 | Номінальна активна потужність, МВт              | 1000         |
| 5 | Номінальна напруга, кВ                          | 24           |
| 6 | $\cos\varphi_{\text{ном}}$                      | 0,9          |
| 7 | Номінальний струм, кА                           | 26,73        |
| 8 | $x_d''$ , В.О.                                  | 0,269        |

### 1.2.2. Вибір схеми видачі електроенергії у енергосистему.

Вибір схеми видачі потужності в ЕЕС від кожного енергоблоку АЕС відбувається на підставі результатів техніко-економічного порівняння варіантів декількох структурних схем[2]. Порівняння проведено з допомогою

спрощеної методики з урахуванням приведених затрат. Нижче наведено декілька можливих варіантів структурних схем [1].

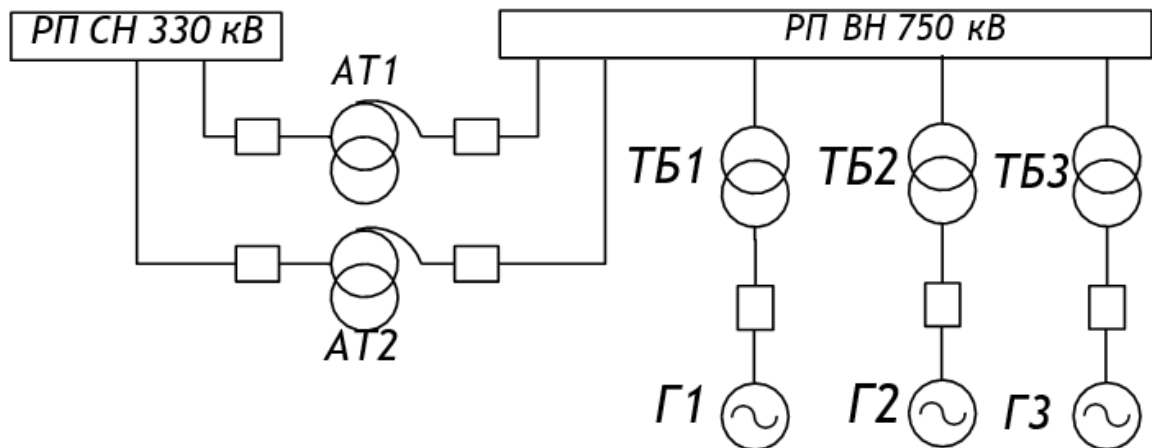


Рисунок 1.1 – Перший варіант структурної схеми

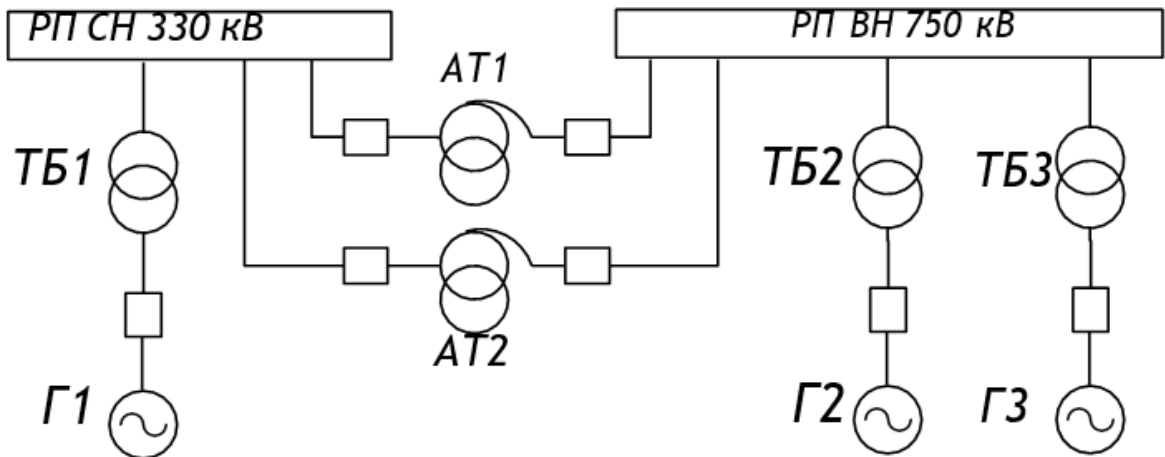


Рисунок 1.2 – Другий варіант структурної схеми

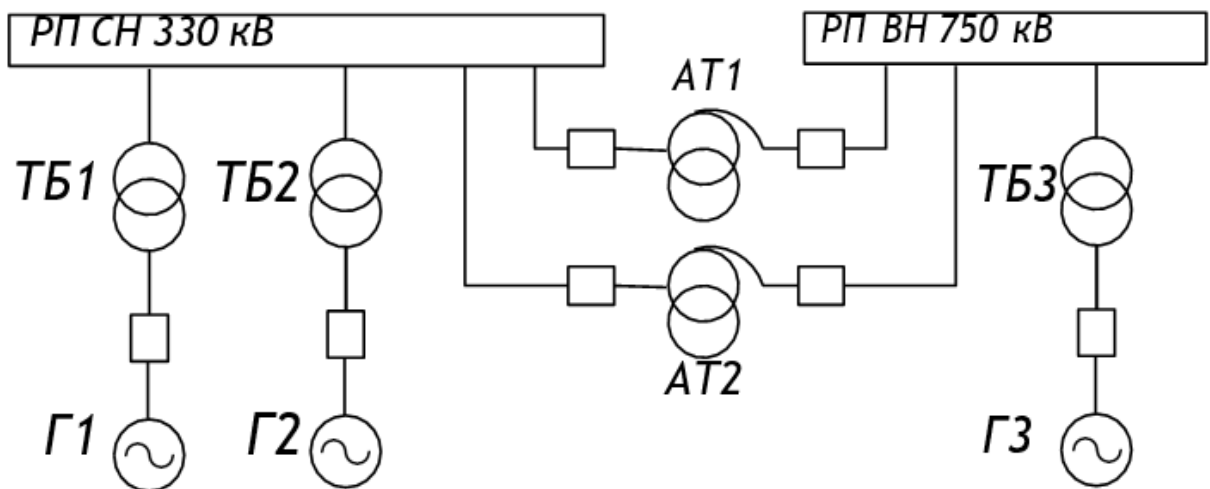


Рисунок 1.3 – Третій варіант структурної схеми

### 1.2.3. Вибір блочних трансформаторів та автотрансформаторів.

#### Варіант №1 структурної схеми

Розрахунок потужності блочного трансформатора відбувається згідно формули:

$$S_{\text{роз.}} = \frac{P_{\text{НГ}} - P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{НГ}}},$$

де  $P_{\text{НГ}}$  – номінальна потужність турбогенератора;  $P_{\text{ВП}}$  – потужність власних потреб електростанції.

Споживання власних потреб АЕС відповідно до особливостей палива і інших чинників приймаємо на рівні 7% від загальної потужності енергоблоку [5].

$$S_{\text{роз.}} = \frac{P_{\text{НГ}} - P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{НГ}}} = \frac{1000 - 1000 \cdot 0.07}{0.9} = 1033.333 \text{ МВА.}$$

Таблиця 1.2 Розподіл споживаних та генеруючих потужностей на АЕС

| Режим<br>Назва | max    |        | min    |        | авар   |        |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                | 330 кВ | 750 кВ | 330 кВ | 750 кВ | 330 кВ | 750 кВ |
| Блок 1         | -      | +1000  | -      | +1000  | -      | 0      |
| Блок 2         | -      | +1000  | -      | +1000  | -      | +1000  |
| Блок 3         | -      | +1000  | -      | +1000  | -      | +1000  |
| Навантаження   | -1500  | -      | -1200  | -      | -1500  | -      |
| ВП             | -      | -210   | -      | -210   | -      | -210   |
| Переток        | +1500  | -1500  | +1200  | -1200  | +1500  | -1500  |

Розрахунок потужності автотрансформатора відбувається згідно формули:

$$S_{\text{роз.АТ}} = \frac{S_{\text{перет. max}}}{\cos\varphi} = \frac{1500}{0.9} = 1666.667 \text{ МВА.}$$

Враховуючи перевантаження:

$$S_{\text{ном.АТ}} = \frac{S_{\text{роз.АТ}}}{1.4} = \frac{1666.667}{1.4} = 1190.476 \text{ МВА.}$$

Відповідно до отриманих результатів розрахунків обираємо три блочних трансформатора типу ОРЦ-3х417000/750 і два автотрансформатори типу 3хАОДЦТН-417000/750/330. Паспортні дані даних трансформаторів наведено у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 Паспортні дані блочних трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку

| Тип трансформатора      | S <sub>ном</sub> , МВА | Напруга обмотки, кВ |     | Втрати, кВт    |                | U <sub>к</sub> , % | I <sub>х</sub> , % | Ціна, тис.грн. |
|-------------------------|------------------------|---------------------|-----|----------------|----------------|--------------------|--------------------|----------------|
|                         |                        | ВН                  | НН  | P <sub>х</sub> | P <sub>к</sub> |                    |                    |                |
| 3хОРЦ-417/750           | 417                    | 787                 | 24  | 320            | 800            | 14                 | 0.35               | 1350           |
| 3хАОДЦТН-417000/750/330 | 417                    | 750                 | 330 | 320            | 800            | 14                 | 0.35               | 1620           |

#### Варіант №2 структурної схеми

Розрахунок потужності блочного трансформатора відбувається згідно формули:

$$S_{\text{роз.}} = \frac{P_{\text{НГ}} - P_{\text{ВП}}}{\cos \varphi_{\text{НГ}}},$$

де P<sub>НГ</sub> – номінальна потужність турбогенератора; P<sub>ВП</sub> – потужність власних потреб електростанції.

Споживання власних потреб АЕС відповідно до особливостей палива і інших чинників приймаємо на рівні 7% від загальної потужності енергоблоку.

$$S_{\text{роз.}} = \frac{P_{\text{НГ}} - P_{\text{ВП}}}{\cos \varphi_{\text{НГ}}} = \frac{1000 - 1000 \cdot 0.07}{0.9} = 1033.333 \text{ МВА.}$$

Таблиця 1.2 Розподіл споживаних та генеруючих потужностей на АЕС

| Режим<br>Назва | max    |        | min    |        | авар   |        |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                | 330 кВ | 750 кВ | 330 кВ | 750 кВ | 330 кВ | 750 кВ |
| Блок 1         | +1000  | -      | +1000  | -      | 0      | -      |
| Блок 2         | -      | +1000  | -      | +1000  | -      | +1000  |
| Блок 3         | -      | +1000  | -      | +1000  | -      | +1000  |
| Навантаження   | -1500  | -      | -1200  | -      | -1500  | -      |
| ВП             | -70    | -140   | -70    | -140   | -70    | -140   |
| Переток        | +570   | -570   | +270   | -270   | +1570  | -1570  |

Розрахунок потужності автотрансформатора відбувається згідно формули:

$$S_{\text{роз.АТ}} = \frac{S_{\text{перет.мах}}}{\cos\varphi} = \frac{1570}{0.9} = 1744.444 \text{ МВА.}$$

Враховуючи перевантаження:

$$S_{\text{ном.АТ}} = \frac{S_{\text{роз.АТ}}}{1.4} = \frac{1744.444}{1.4} = 1246.032 \text{ МВА.}$$

Відповідно до отриманих результатів розрахунків обираємо два блочних трансформатора типу ОРЦ-3х417000/750, один блочний трансформатор типу ТНЦ-1250000/330 і два автотрансформатори типу 3хАОДЦТН-417000/750/330. Паспортні дані даних трансформаторів наведено у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 - Паспортні дані блочних трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку

| Тип<br>трансформатора       | S <sub>ном</sub> ,<br>МВА | Напруга<br>обмотки, кВ |     | Втрати,<br>кВт |                | U <sub>к</sub> , % | I <sub>х</sub> , % | Ціна,<br>тис.грн. |
|-----------------------------|---------------------------|------------------------|-----|----------------|----------------|--------------------|--------------------|-------------------|
|                             |                           | ВН                     | НН  | P <sub>х</sub> | P <sub>к</sub> |                    |                    |                   |
| ТНЦ-1250000/330             | 1250                      | 347                    | 24  | 715            | 2200           | 14.5               | 0.55               | 746               |
| 3хОРЦ-417/750               | 417                       | 787                    | 24  | 320            | 800            | 14                 | 0.35               | 1350              |
| 3хАОДЦТН-<br>417000/750/330 | 417                       | 750                    | 330 | 320            | 800            | 14                 | 0.35               | 1620              |

### Варіант №3 структурної схеми

Розрахунок потужності блочного трансформатора відбувається згідно формули:

$$S_{\text{роз.}} = \frac{P_{\text{НГ}} - P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{НГ}}},$$

де  $P_{\text{НГ}}$  – номінальна потужність турбогенератора;  $P_{\text{ВП}}$  – потужність власних потреб електростанції.

Споживання власних потреб АЕС відповідно до особливостей палива і інших чинників приймаємо на рівні 7% від загальної потужності енергоблоку.

$$S_{\text{роз.}} = \frac{P_{\text{НГ}} - P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{НГ}}} = \frac{1000 - 1000 \cdot 0.07}{0.9} = 1033.333 \text{ МВА.}$$

Таблиця 1.6 Розподіл споживаних та генеруючих потужностей на АЕС

| Режим<br>Назва | max    |        | min    |        | авар   |        |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                | 330 кВ | 750 кВ | 330 кВ | 750 кВ | 330 кВ | 750 кВ |
| Блок 1         | +1000  | -      | +1000  | -      | 0      | -      |
| Блок 2         | +1000  | -      | +1000  | -      | +1000  | -      |
| Блок 3         | -      | +1000  | -      | +1000  | -      | +1000  |
| Навантаження   | -1500  | -      | -1200  | -      | -1500  | -      |
| ВП             | -140   | -70    | -140   | -70    | -140   | -70    |
| Переток        | -360   | +360   | -660   | +660   | +640   | -640   |

Розрахунок потужності автотрансформатора відбувається згідно формули:

$$S_{\text{роз.АТ}} = \frac{S_{\text{перет. max}}}{\cos\varphi} = \frac{660}{0.9} = 733.333 \text{ МВА.}$$

Враховуючи перевантаження:

$$S_{\text{ном.АТ}} = \frac{S_{\text{роз.АТ}}}{1.4} = \frac{733.333}{1.4} = 523.81 \text{ МВА.}$$

Відповідно до отриманих результатів розрахунків обираємо один блочний трансформатор типу ОРЦ-3х417000/750, два блочних трансформатори типу ТНЦ-1250000/330 і два автотрансформатори типу 3хАОДЦТН-417000/750/330. Паспортні дані даних трансформаторів наведено у таблиці 1.7 [3].

Таблиця 1.7 - Паспортні дані блочних трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку

| Тип трансформатора      | S <sub>ном</sub> , МВА | Напруга обмотки, кВ |     | Втрати, кВт    |                | U <sub>к</sub> , % | I <sub>х</sub> , % | Ціна, тис.грн. |
|-------------------------|------------------------|---------------------|-----|----------------|----------------|--------------------|--------------------|----------------|
|                         |                        | ВН                  | НН  | P <sub>х</sub> | P <sub>к</sub> |                    |                    |                |
| ТНЦ-1250000/330         | 1250                   | 347                 | 24  | 715            | 2200           | 14.5               | 0.55               | 746            |
| 3хОРЦ-417/750           | 417                    | 787                 | 24  | 320            | 800            | 14                 | 0.35               | 1350           |
| 3хАОДЦТН-333000/750/330 | 333                    | 750                 | 330 | 217            | 580            | 10                 | 0.35               | 1233           |

#### 1.2.4. Техніко-економічне порівняння варіантів структурних схем.

Метою техніко-економічного порівняння декількох варіантів структурних схем АЕС є вибір найбільш оптимального варіанту з найбільш можливих схем.

Навантаження споживання становить 1500 МВт,  $T_{max} = 8000$  годин і незмінне протягом передбаченого періоду експлуатації. Для кожного варіанту тривалість будівництва становить один рік.

Розрахунок витрат потужності виконуємо згідно формули:

$$\Delta W_{min} = P_x(8760) + P_k \left( \frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \tau.$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 Втрати потужності в трансформаторах і автотрансформаторах (млн.кВт.рік)

| Назва обладнання        | Варіант 1 |         | Варіант 2 |         | Варіант 3 |        |
|-------------------------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|--------|
|                         | n         |         | n         |         | n         |        |
| ТНЦ-1250000/330         | 0         | -       | 1         | 13.167  | 2         | 26.334 |
| 3хОРЦ-417/750           | 3         | 47.787  | 2         | 31.858  | 1         | 15.929 |
| 3хАОДЦТН-333000/750/330 | 0         | -       | 0         | -       | 2         | 48.616 |
| 3хАОДЦТН-417000/750/330 | 2         | 56.354  | 2         | 56.354  | 2         | -      |
| $\Sigma$                |           | 104.141 |           | 101.379 |           | 90.879 |

Приймаємо середній тариф відпущеної електроенергії  $C_{\text{вих.}} = 436.1$  грн/МВт · год, податок з прибутку приймаємо  $p = 21\%$ .

Таблиця 1.9 Наявна кількість обладнання для кожного варіанту структурної схеми

|    |                                       |            | Варіант 1 | Варіант 2 | Варіант 3 |
|----|---------------------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|
| 1  | Число генераторів у блоці, РУ ВН      | $N_{ГВ}$   | 3         | 2         | 1         |
| 2  | Число генераторів у блоці, РУ СН      | $N_{ГС}$   | 0         | 1         | 2         |
| 3  | Кількість БТ РУ ВН                    | $N_{ТВ}$   | 3         | 2         | 1         |
| 4  | Кількість БТ РУ СН                    | $N_{ТС}$   | 0         | 1         | 2         |
| 5  | Кількість автотрансформаторів зв'язку | $N_{АТЗ}$  | 2         | 2         | 2         |
| 6  | Наявність генераторних вимикачів      | $N_{ВГ}$   | 0         | 0         | 0         |
| 7  | Показник секціонування шин            | $N_{Ш}$    | 2         | 2         | 2         |
| 8  | Число жорстких приєднань              | $N_{пр.ш}$ | 2         | 2         | 2         |
| 9  | Число вимикачів ланцюга               | $N_{ВЛ}$   | 0         | 0         | 0         |
| 10 | Кількість ліній РУ СН                 | $N_{ЛС}$   | 5         | 5         | 5         |
| 11 | Кількість ліній РУ ВН                 | $N_{ЛВ}$   | 3         | 3         | 3         |

## Обґрунтування вибору схеми електричних з'єднань для ВРП-330кВ

Визначення кількості приєднань на ВРП-330кВ:

$N_{Т.Б.} = 0$  – загальна кількість трансформаторів блоку (БТ);

$N_{АТ} = 2$  – загальна кількість автотрансформаторів (АТ);

$N_{Ш} = 2$  – кількість секцій;

$N_{Л.С.} = 5$  – загальна кількість ЛЕП;

$N_{Т.рез.} = 1$  – кількість пускорезервних трансформаторів.

Отже, загальне число приєднань визначається згідно виразу:

$$N_{пр} = N_{Т.Б.} + N_{АТ} + N_{Л.С.} + N_{Т.рез.} = 0 + 1 + 2 + 5 = 8.$$

Беручи до уваги визначники схеми  $N_{Ш} = 2$ ,  $N_{пр.ш.} = 0$ ,  $N_{ЛЕП} = 3$  і наявні обмеження:

$N_{пр} = 8$  – кількість приєднань;

$N_{Т.Б.} = 0$  – загальна кількість трансформаторів блоку (БТ);

$N_{АТ} = 2$  – загальна кількість автотрансформаторів (АТ);

$$N_{Т.Б.} + N_{АТ} = 0 + 2 = 2.$$

визначимо найбільш можливі варіанти схем електричних з'єднань ВРП.

У нашому випадку найбільш доцільно застосувати схему 3/2, з трьома вимикачами на два приєднання.

Розрахунок кількості комірок, за допомогою яких визначається собівартість варіанту ВРП визначається за формулою:

$$N_{ком} = \frac{N_{ЛЕП}(N_{пр} - N_{пр.ш.})}{N_{ЛЕП} - 1} + (N_{Ш} - 2) = \frac{3(8 - 0)}{3 - 1} + (2 - 2) = 12 \text{ шт.}$$

## Обґрунтування вибору схеми електричних з'єднань для ВРП-750кВ

Визначення кількості приєднань на ВРП-330кВ:

$N_{Т.Б.} = 3$  – загальна кількість трансформаторів блоку (БТ);

$N_{АТ} = 2$  – загальна кількість автотрансформаторів (АТ);

$N_{Ш} = 2$  – кількість секцій;

$N_{ЛЕП} = 3$  – загальна кількість ЛЕП;

$N_{Т.рез.} = 0$  – кількість пускорезервних трансформаторів.

Отже, загальне число приєднань визначається згідно виразу:

$$N_{пр} = N_{Т.Б.} + N_{АТ} + N_{Л.С.} + N_{Т.рез.} = 3 + 0 + 2 + 3 = 8.$$

Беручи до уваги визначники схеми  $N_{Ш} = 2$ ,  $N_{пр.ш.} = 2$ ,  $N_{ЛЕП} = 2$  і наявні обмеження:

$N_{пр} = 8$  – кількість приєднань;

$N_{Т.Б.} = 3$  – загальна кількість трансформаторів блоку (БТ);

$N_{АТ} = 2$  – загальна кількість автотрансформаторів (АТ);

$$N_{Т.Б.} + N_{АТ} = 3 + 2 = 5.$$

визначимо найбільш можливі варіанти схем електричних з'єднань ВРП.

У нашому випадку найбільш доцільно застосувати схему з двома вимикачами на приєднання.

Розрахунок кількості комірок, за допомогою яких визначається собівартість варіанту ВРП визначається за формулою:

$$N_{ком} = \frac{N_{ЛЕП}(N_{пр} - N_{пр.ш.})}{N_{ЛЕП} - 1} + (N_{Ш} - 2) = \frac{2(8 - 2)}{2 - 1} + (2 - 2) = 12 \text{ шт.}$$

Розрахуємо капіталовкладення у табличній формі і результати занесемо до таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 Визначення капіталовкладень, тис.грн.

| №   | Найменування елементів     | 1 варіант |                 | 2 варіант |                 | 3 варіант |                 |
|-----|----------------------------|-----------|-----------------|-----------|-----------------|-----------|-----------------|
| п/п |                            | К-сть     | Ціна, тис. у.о. | К-сть     | Ціна, тис. у.о. | К-сть     | Ціна, тис. у.о. |
| 1   | ТНЦ-1250000/330            | 0         | 0               | 1         | 746             | 2         | 1492            |
| 2   | 3хОРЦ-417/750              | 3         | 4050            | 2         | 2700            | 1         | 1350            |
| 3   | 3хАОДЦТН-333000/750/330    | 0         | 0               | 0         | 0               | 2         | 2466            |
| 4   | 3хАОДЦТН-417000/750/330    | 2         | 3240            | 2         | 3240            | 0         | 0               |
| 5   | Комірка ВНВ-330А-40/3150У1 | 12        | 1200            | 13        | 1300            | 14        | 1400            |
| 6   | Комірка ВНВ-750А-40/3150У1 | 12        | 2040            | 10        | 1700            | 8         | 1360            |
|     | Всього                     |           | 10530           |           | 9686            |           | 8068            |

Таблиця 1.11 Визначення щорічних витрат для кожного варіанту структурної схеми

| Найменування                                                                                 | Варіанти |          |          |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|----------|
|                                                                                              | 1        | 2        | 3        |
| Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, $B_{et}$ (тис.грн)- всього в т.ч.       | 252.72   | 232.46   | 193.63   |
| Трансформатори та автотрансформатори, 2,4% від К РУ 330 кВ, 2,4% від К РУ 750 кВ, 2,4% від К | 174.96   | 160.46   | 127.39   |
|                                                                                              | 28.8     | 31.2     | 33.6     |
|                                                                                              | 48.96    | 40.8     | 32.64    |
| Амортизаційні відрахування, $A_{pt}$ (тис.грн), 2% від К                                     | 210.6    | 193.72   | 161.36   |
| Вартість втрат, тис.грн $B_{empt}$ (436.1 грн/МВт.год)                                       | 45415.89 | 44211.38 | 39632.33 |
| Разом щорічні витрати, тис.грн                                                               | 46131.93 | 44870.03 | 40180.96 |

Через те, що зазвичай об'єкти електропостачання виводяться одразу на рівень проектної потужності, за умови, що рівень доходів залишається незмінним, то для розрахунку капіталовкладень доцільно застосувати прості критерії з врахуванням річних показників.

**Визначення економічних показників варіанту №1 структурної схеми:**

1. Рівень доходу:

$$D_t = P_{max} \cdot T_{max} \cdot c_{вих.} = 2790 \cdot 5500 \cdot 436.1 = 7196.8 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

2. Значення балансового прибутку:

$$\begin{aligned} \Pi_{\text{бт}} &= D_t - V_{\text{ет}} - V_{\text{втрт}} - A_{\text{пт}} \\ &= 7196.8 \cdot 10^6 - 0.253 \cdot 10^6 - 43.131 \cdot 10^6 - 0.21 \cdot 10^6 \\ &= 7150.206 \cdot 10^6 \text{ грн.,} \end{aligned}$$

де  $D_t$  – дохід за продаж електроенергії та інші оподатковувані доходи;  $V_{\text{ет}}$  – витрати на експлуатацію електротехнічної частини (обладнання електростанції);  $V_{\text{втрт}}$  – вартість втрат електроенергії в механізмах і елементах;  $A_{\text{пт}}$  – амортизаційні витрати на реновацію.

3. Розрахунок податку на прибуток:

$$H_{\text{нт}} = p \cdot \Pi_{\text{бт}} = 21\% \cdot 7150.206 \cdot 10^6 = 1501.543 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

4. Розрахунок поточного чистого річного прибутку:

$$\Pi_{\text{пт}} = \Pi_{\text{бт}} - H_{\text{нт}} = 7150.206 \cdot 10^6 - 1501.543 \cdot 10^6 = 5648.66 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

5. Розрахунок інтегрального ефекту:

$$\begin{aligned} \Pi_{\text{дс}} &= \frac{\Pi_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}}{E} - K = \frac{(5648.66 + 0.21) \cdot 10^6}{0.1} - 10.530 \cdot 10^6 \\ &= 5647.82 \cdot 10^7. \end{aligned}$$

6. Визначення рентабельності інвестицій:

$$R_i = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{K} = \frac{(5648.66 + 0.21) \cdot 10^6}{10.530 \cdot 10^6} = 536.448.$$

7. Визначення терміну окупності:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i} = \frac{1}{536.448} = 0.00186.$$

**Визначення економічних показників варіанту №2 структурної схеми:**

1. Рівень доходу:

$$D_t = P_{max} \cdot T_{max} \cdot C_{вих.} = 2790 \cdot 5500 \cdot 436.1 = 7196.8 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

2. Значення балансового прибутку:

$$\begin{aligned} \Pi_{\text{бт}} &= D_t - B_{et} - B_{втрт} - A_{pt} \\ &= 7196.8 \cdot 10^6 - 0.232 \cdot 10^6 - 44.86 \cdot 10^6 - 0.194 \cdot 10^6 \\ &= 7151.5 \cdot 10^6 \text{ грн.,} \end{aligned}$$

де  $D_t$  – дохід за продаж електроенергії та інші оподатковувані доходи;  $B_{et}$  – витрати на експлуатацію електротехнічної частини (обладнання електростанції);  $B_{втрт}$  – вартість втрат електроенергії в механізмах і елементах;  $A_{pt}$  – амортизаційні витрати на реновацію.

3. Розрахунок податку на прибуток:

$$H_{нт} = p \cdot \Pi_{\text{бт}} = 21\% \cdot 7151.5 \cdot 10^6 = 1501.82 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

4. Розрахунок поточного чистого річного прибутку:

$$\Pi_{pt} = \Pi_{\text{бт}} - H_{нт} = 7151.5 \cdot 10^6 - 1501.82 \cdot 10^6 = 5649.69 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

5. Розрахунок інтегрального ефекту:

$$\Pi_{дс} = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{E} - K = \frac{(5649.69 + 0.194) \cdot 10^6}{0.1} - 9.686 \cdot 10^6 = 56489 \cdot 10^6.$$

6. Визначення рентабельності інвестицій:

$$R_i = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{K} = \frac{(5649.69 + 0.194) \cdot 10^6}{9.686 \cdot 10^6} = 583.296.$$

7. Визначення терміну окупності:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i} = \frac{1}{583.296} = 0.0017.$$

**Визначення економічних показників варіанту №3 структурної схеми:**

1. Рівень доходу:

$$D_t = P_{max} \cdot T_{max} \cdot C_{вих.} = 2790 \cdot 5500 \cdot 436.1 = 7196.8 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

2. Значення балансового прибутку:

$$\begin{aligned} \Pi_{\text{бт}} &= D_t - B_{et} - B_{втрт} - A_{pt} \\ &= 7196.8 \cdot 10^6 - 0.193 \cdot 10^6 - 40.18 \cdot 10^6 - 0.161 \cdot 10^6 \\ &= 7156.27 \cdot 10^6 \text{ грн.,} \end{aligned}$$

де  $D_t$  – дохід за продаж електроенергії та інші оподатковувані доходи;  $B_{et}$  – витрати на експлуатацію електротехнічної частини (обладнання електростанції);  $B_{втрт}$  – вартість втрат електроенергії в механізмах і елементах;  $A_{pt}$  – амортизаційні витрати на реновацію.

3. Розрахунок податку на прибуток:

$$H_{нт} = p \cdot \Pi_{\text{бт}} = 21\% \cdot 7156.27 \cdot 10^6 = 1502.8 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

4. Розрахунок поточного чистого річного прибутку:

$$\Pi_{pt} = \Pi_{\text{бт}} - H_{нт} = 7156.27 \cdot 10^6 - 1502.8 \cdot 10^6 = 5653.45 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

5. Розрахунок інтегрального ефекту:

$$\begin{aligned} \Pi_{дс} &= \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{E} - K = \frac{(5653.45 + 0.161) \cdot 10^6}{0.1} - 8.068 \cdot 10^6 \\ &= 5646.992 \cdot 10^7. \end{aligned}$$

6. Визначення рентабельності інвестицій:

$$R_i = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{K} = \frac{(5653.45 + 0.161) \cdot 10^6}{8.068 \cdot 10^6} = 700.75.$$

7. Визначення терміну окупності:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i} = \frac{1}{700.75} = 0.0014.$$

Отримані результати розрахунків занесено до таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 Розрахунок ефективності для кожного варіанту, млн.грн.

| Показники                                                                                        | Варіанти |         |          |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|---------|----------|
|                                                                                                  | 1        | 2       | 3        |
| Доход $D_t = P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}} \cdot C_{\text{вих}}$                         | 7196.8   | 7196.8  | 7196.8   |
| Балансовий прибуток<br>$\Pi_{\text{от}} = D_t - B_{\text{ет}} - B_{\text{емпт}} - A_{\text{пт}}$ | 7150.206 | 7151.5  | 7156.27  |
| Податок на прибуток $H_{\text{нт}} = p \cdot \Pi_{\text{от}}$                                    | 1501.54  | 1501.82 | 1502.8   |
| Поточний річний чистий прибуток<br>$\Pi_{\text{пт}} = \Pi_{\text{от}} - H_{\text{нт}}$           | 5648.66  | 5653.54 | 5653.45  |
| Інтегральний ефект<br>$\Pi_{\text{дс}} = (\Pi_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}) / E - K$              | 56478.2  | 56489   | 56469.92 |
| Рентабельність інвестицій<br>$R_i = (\Pi_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}) / K$                       | 536.448  | 583.296 | 700.75   |
| Строк окупності $T_{ок} = \frac{1}{R_i}$                                                         | 0.00186  | 0.0017  | 0.0014   |

Аналізуючи отримані дані можна сказати, що всі варіанти структурних схем є ефективними, найбільш оптимальним варіантом є третій варіант структурної схеми відповідно до значення  $\Pi_{\text{дс}}$ .

### 1.3. Вибір схеми власних потреб АЕС.

Надійність електропостачання при відповідній якості електричної енергії на клеммах споживачів є основним критерієм під час проектування системи живлення власних потреб.

Основне робоче живлення споживачів власних потреб відбувається за рахунок відпайки від блоку «генератор-трансформатор» через трансформатор власних потреб (ТВП) між КАГ-24 і БТ [5].

Живлення споживачів власних потреб відбувається на декількох напругах:

- Змінний струм 6 кВ для асинхронних двигунів з потужністю 200 кВт і більше і трансформаторів у системі власних потреб 6/0.4 кВ;
- Змінний струм 0.38-0.22 кВ для асинхронних двигунів потужність яких менше 200 кВт, а також для інших споживачів таких як система освітлення, зварювання, термічна обробка та інше;
- Постійний струм 220 В для електричного живлення релейного захисту, мереж керування, автоматики, аварійне освітлення;
- Постійний струм 110 В для живлення системи захисту реактора та приводів системи управління.

Підвищений рівень вимог до надійного живлення механізмів системи власних потреб є характерною рисою системи власних потреб АЕС. Відповідно до ПУЕ приводи і механізми системи власних потреб відносяться до першої категорії споживачів і поділяються на три групи.

Споживачі, що відносяться до першої групи – це споживачі змінного і постійного струму, що відповідно до умов безпеки і збереження обладнання не допускають перерви в живленні на час більший декількох мілісекунд у будь-якому режимі, особливо у випадку повного зникнення електричного живлення від робочого і пускорезервного трансформаторів, відповідно до

цього вимагається наявність живлення після спрацювання автоматики захисту енергетичного реактора. До цієї групи відносяться:

- Споживачі, які допускають під час роботи перерви в живленні не більше декількох мілі секунд і вимагається тривале і надійне живлення відразу після спрацювання засобів релейного захисту і автоматики енергетичного реактора (контрольно-вимірювальні прилади, прибори технологічного контролю, аварійне освітлення, автоматика, засоби дозиметрії та інші споживачі);
- Споживачі, які допускають під час роботи перерви в живленні не більше декількох мілі секунд але в той же час тривале надійне живлення не вимагається після спрацювання захисту енергетичного реактора (електричний привод відсічної арматури і засувки);
- Споживачі, які вимагають під час виникнення перехідних режимів гарантоване живлення на протязі двох секунд для запобігання автоматичного захисту реактора (електромагніти приводів системи управління і захисту, утримуючі стержні керування у заданому положенні);

До другої групи споживачів у системі ВП АЕС відносяться такі споживачі електричного струму, що допускають перерву в живленні на час, який визначається відповідно до умов безпеки (десятки секунд – декілька хвилин). Такі споживачі вимагають наявності живлення після спрацювання автоматики захисту енергетичного реактора (спринклерні насоси, маслонуаси турбіни і ущільнення валу турбогенератора, насоси аварійного охолодження активної зони реактора). Дана система електропостачання відноситься до системи, яка гарантує безпеку. У якості резервного живлення застосовуються дизельні генератори.

До третьої групи споживачів відносяться споживачі змінного струму, які допускають час перерви в живленні необхідний для автоматичного введення резервного живлення. У такому випадку не вимагається обов'язкова

наявність живлення після спрацювання автоматики захисту реактора. Система електричного живлення, яка обслуговує споживачів цієї групи відноситься до системи нормальної експлуатації (циркуляційні насоси та конденсаторні насоси).

Для споживачів ВП другої і третьої груп під час нормального режиму роботи передбачене робоче і резервне живлення від робочих трансформаторів власних потреб і резервних. У випадку виникнення аварійного режиму живлення споживачів першої і другої груп у всіх режимах відбувається від автономних джерел електропостачання.

У якості автономних джерел використовують акумуляторні батареї з інверторами, а також дизельні генератори.

Розподільчий пристрій у системі ВП виконано однією секційною системою збірних шин з вимикачем на приєднання. Резервне живлення споживачів ВП відбувається від двох груп резервних трансформаторів, які приєднані до збірних шин 330 кВ і до автотрансформаторів зв'язку.

### **1.3.1. Вибір трансформаторів власних потреб.**

З метою обмеження струмів короткого замикання зазвичай використовують трансформатори з розщепленою обмоткою 6.3 кВ [5].

Номінальна потужність ТВП обирається виходячи з їх розрахункового навантаження. Через те, що до системи власних потреб вимагають суворі вимоги, то перевантаження ТВП не допускають. Розрахункова потужність визначається як сума усіх потужностей електроприймачів, які приєднані до конкретного трансформатора і визначають за формулою:

$$S_{\text{роз.}} = 0.9 \left( \sum_1^{N_{\text{ед}}} P_{\text{ед}} + \sum_1^{N_{\text{T2}}} S_{\text{ном.Т2}} \right),$$

де  $\sum_1^{N_{ед}} P_{ед}$  – сумарна потужність асинхронних двигунів напругою 6.3 кВ;  
 $\sum_1^{N_{Т2}} S_{ном.Т2}$  – сумарне навантаження споживачів напругою 0.4 вВ, які приєднані до робочого ТВП через трансформатори 6/0.4-0.2 кВ;  $N_{ед}$  – сумарна кількість асинхронних двигунів напругою 6.3 кВ;  $N_{Т2}$  – сумарна кількість трансформаторів 6/0.4-0.2 кВ.

Потужність трансформаторів 6/0.4-0.2 кВ складається з численних але малопотужних споживачів. Для напруги 6/0.6-0.2 кВ приймаємо до установки трансформатори потужністю по 1000 кВА кожен. Проведемо розрахунок потужності робочих трансформаторів системи ВП:

$$S_{роз.} = 0.9(67430 + 17000) = 75987 \text{ кВА.}$$

Через те, що передбачено по два трансформатори ТВП на кожен блок, тоді розрахункова потужність для кожного трансформатора буде розрахована відповідно до наступної формули:

$$S_{роз.ТВП} = \frac{S_{роз.}}{2} = \frac{75987}{2} = 37.994 \text{ МВА.}$$

Отже, обираємо у якості ТВП трансформатор типу ТРДНС-40000/24. У якості пускорезервних ТВП обираємо трансформатор типу ТРДНС-63000/35, що підключений до обмотки нижчої напруги автотрансформатора зв'язку та трансформатор типу ТРДЦН-63000/330/6.3, який підключено до ВРП-330 кВ.

Паспортні дані робочих і резервних трансформаторів власних потреб наведено у таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 Паспортні дані робочих і резервних ТВП

| $S_{\text{ном}},$<br>МВА | Напруга обмотки, кВ |         | $P_{\text{хх}},$ кВт | $P_{\text{к}},$ кВт | $U_{\text{к}},\%$                                 | $I_{\text{х}},\%$ |
|--------------------------|---------------------|---------|----------------------|---------------------|---------------------------------------------------|-------------------|
|                          | ВН                  | НН      |                      |                     |                                                   |                   |
| 40                       | 24                  | 6.3-6.3 | 36                   | 170                 | ВН-НН 12.7<br>НН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub> 40 | 0.5               |
| 63                       | 35                  | 6.3-6.3 | 50                   | 250                 | ВН-НН 12.7<br>НН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub> 40 | 0.45              |
| 63                       | 330                 | 6.3-6.3 | 100                  | 230                 | ВН-НН 11<br>НН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub> 28   | 0.8               |

### Висновки до розділу

У даному розділі магістерської дисертації було розглянуто особливості роботи АЕС в об'єднаній електроенергетичній системі (ОЕС) України і наявні проблеми, які існують в енергетиці України на теперішній час, а також перспективи її розвитку.

Конкретно для проекрованої АЕС потужністю 3000 МВт було обрано основне силове обладнання, та за результатами техніко-економічного порівняння вибрано найбільш оптимальний варіант структурної схеми. У результаті найбільш доцільно встановити два енергоблоки до розподільчого пристрою (РП) 330 кВ і один енергоблок до РП 750 кВ. На АЕС усе основне обладнання однотипне і однакове для кожного енергоблоку. У якості основного обладнання було обрано: турбогенератор типу ТВВ-1000-2УЗ; два блочних трансформатора типу ТНЦ-1250000/330; один блочний трансформатор типу ОРЦ-3х417000/750 та два автотрансформатори типу 3хАОДЦТН-417000/750/330. У якості схеми електричних з'єднань для ВРП-330 кВ обрано схему 3/2 з двома вимикачами на три приєднання, а для ВРП-750 кВ обрано схему з двома вимикачами на приєднання. РП у системі ВП виконано однією секційною системою збірних шин (ЗШ) з одним вимикачем на приєднання. У якості основного трансформатора ВП було обрано трансформатор типу ТРДНС-40000/24, у якості пускорезервних трансформаторів було обрано один трансформатор типу ТРДНС-63000/35 і один трансформатор типу ТРДЦН-63000/330/6.3

## **Розділ 2. Характеристика режимів роботи і електромагнітних параметрів електроприймачів ВП електростанції при зміні напруги і частоти.**

### **2.1. Аналіз впливу зниження напруги і частоти на роботу електроприймачів і технологічної частини електростанції.**

Відхилення основних параметрів електричної енергії від нормованих значень у значній мірі погіршують умови під час експлуатації електричного обладнання і різних споживачів електричної енергії що в свою чергу може призвести до значних технологічних і електромагнітних збитків. Самими розповсюдженими видами споживачів електроенергії, що широко застосовуються на електричних станціях є асинхронні електричні двигуни з короткозамкненим і фазним ротором, синхронні двигуни, двигуни постійного струму та освітлення приміщень і промислових майданчиків[9].

Споживачі електроенергії, які розраховані на тривалу роботу потребують електроенергії з номінальними електричними параметрами ( $f_n$ ,  $U_n$ ,  $I_n$  та  $i_n$ ). Тільки за таких умов вони будуть мати найбільші техніко-економічні показники. Але при передачі електричної енергії до споживачів її якість погіршується через втрату напруги в провідниках, наявність перетворювальних пристроїв призводить до несинусоїдальності напруг, несиметричне навантаження фаз викликає несиметрію напруг, а також поштовхи навантаження при підключенні і відключенні споживачів спричиняють коливання частоти і напруги[6].

Вищезазначені причини і ряд різних інших факторів спричиняють відхилення параметрів якості електричної енергії від нормованих значень, що має вагомий вплив на роботу електроприймачів.

Якість електроенергії у значній мірі пов'язана з економічністю виробництва, адже у разі відхилення показників якості від нормованих значень призводять до зниження продуктивності, ККД, терміну експлуатації, коефіцієнта потужності, а також інших показників споживачів електроенергії.

Іншим фактором якості електроенергії є його вплив безпосередньо на предмет виробництва, на якість виробленої і відповідно відпущеної електроенергії. Відхилення показників якості електроенергії від номінальних спричиняє порушення технологічних процесів (погіршується продуктивність механізмів, у тому числі тих, що приймають участь в підготовці палива, циркуляції теплоносія, вентиляції, відводу газів після згорання палива, освітленні промислових приміщень і т.д.)[12].

У разі відхилення і коливання напруги в мережі, що обумовлено постійною зміною електричних навантажень, виникає підвищення питомої витрати енергії, збільшення собівартості відпущеної електроенергії, зміни освітленості і зміни технологічних процесів, та інших небажаних наслідків, які призводять до зниження економічної ефективності виробництва.

Найбільш чутливі до відхилень напруги в мережі є асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором, через те що, момент на валу цих двигунів пропорційний квадрату напруги, яка подається на клеми двигуна, тому при значному зменшенні напруги (більше 30%) може виникнути «скид» двигуна, тобто його гальмування до повної зупинки, через те, що момент опору стане більшим за обертовий момент[2].

Момент синхронних двигунів пропорційний до підведеної напруги. Зміни приведеної напруги призводять до зміни моменту на валу, мають безпосередній вплив на статичну стійкість роботи двигунів такого типу і на значення реактивної потужності[3].

Споживачі електричної енергії, які застосовують перетворюючі пристрої (перетворювачі частоти, керовані випрямлячі, і т.п.), у разі відхилення напруги змінюють кут регулювання і коефіцієнт потужності установки відповідно.

Відхилення напруги в освітлювальних мережах мають вплив на увесь процес виробництва, через те, що у разі відхилення відбувається зміна освітленості, що викликає значну стомлюваність органів зору, збільшує ризик виникнення травматизму і знижує продуктивність людини.

Відхилення частоти більш за все має вплив на синхронні двигуни, через те, що кутова швидкість таких двигунів лінійно залежить від частоти мережі. Практично лінійно від частоти залежить і кутова швидкість обертання асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором. У випадку зменшення частоти значно зазнає змін робота механізмів ВП електростанцій (циркуляційні насоси, дуттєві вентилятори, димососи, та ін.), що в свою чергу цілком можливо може призвести до повної зупинки електростанції і у найгіршому випадку до виходу з роботи усієї енергетичної системи [7]. Коливання частоти в системі викликаються значними збурюючими впливами: короткими замиканнями, відключенням і підключенням великих споживачів, періодичними навантаженнями великої потужності. Коливання частоти може призвести до «коливання» двигунів і навіть генераторів.

#### **2.1.1. Оцінка впливу зниження напруги мережі.**

Відхилення напруги від номінальних значень за допустимі межі мають значний вплив на режим роботи асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором. Зміна обертового моменту  $M$  асинхронного двигуна від ковзання при зниженні напруги приведено на механічній характеристиці (рис.2.1). Можна переконатися у тому, що обертовий момент асинхронного двигуна пропорційний до квадрату підведеної напруги. Зниження обертового моменту двигуна  $M$ , яке відбувається через зниження напруги, призводить до зниження частоти обертання ротора двигуна і як наслідок до збільшення ковзання.

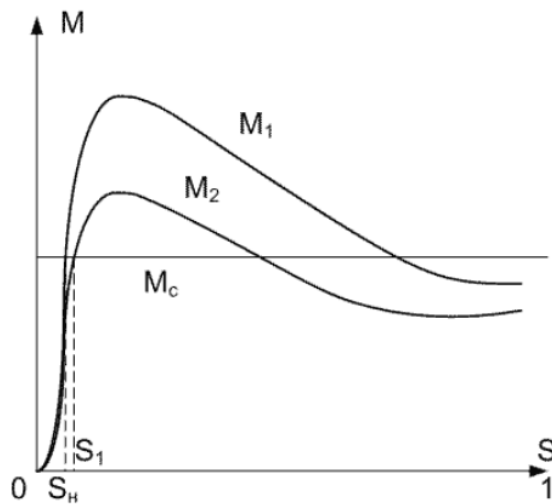


Рисунок 2.1 - Механічна характеристика асинхронного двигуна:  $M_1$  - при номінальній напрузі,  $M_2$  - при зниженій напрузі

На виводи двигунів необхідно подавати напругу в межах номінальної у зв'язку з тим, що продуктивність електроустановок безпосередньо залежить від швидкості обертання двигуна. Через це у випадку зниження напруги на виводах двигуна нижче за допустимі межі з максимально завантаженим валом момент опору механізму електроприводу цілком імовірно може бути більшим за обертовий момент, у такому випадку значно зростає імовірність «скиду» двигуна, тобто його повна зупинка. У такому разі двигун необхідно відключити від мережі, у зв'язку з тим, що можливі тяжкі різного роду наслідки[12].

Умови пуску двигуна значно погіршуються у випадку, якщо у разі пуску на виводи електричного двигуна подається напруга живлення менша за номінальну. У такому випадку відбувається значне зменшення пускового моменту.

Реактивна потужність намагнічування у випадку зниження напруги зменшується, проте зростає струм статора, що спричиняє нагрівання ізоляції.

Предчасне старіння ізоляції відбувається при зниженні напруги, що спричиняє зменшення експлуатаційного терміну двигуна. Термін

експлуатації електричного двигуна можна приблизно розрахувати за наступним співвідношенням:

$$T = \frac{T_{ном}}{R},$$

де  $T_{ном}$  - номінальний термін служби асинхронного двигуна;  $R$  - температура обмоток статора.

### **2.1.2. Оцінка впливу зниження частоти мережі.**

Жорсткі вимоги технологічних стандартів до відхилень частоти в мережі електропостачання зумовлені вагомим впливом частоти на режими роботи електричного обладнання, хід технологічних процесів виробництва електроенергії і, в результаті, на техніко-економічні показники і чинники надійної роботи усієї електростанції.

Складова електромагнітного збитку зумовлена зростанням витрат активної потужності в мережі і збільшенням рівня споживання активної і реактивної потужностей. У разі зменшення частоти мережі на 1% зростають втрати в електричних мережах на 2%[4].

Електрична станція – це підприємство з безперервним циклом виробництва, через це значна кількість технологічних ліній обладнано механізмами з вентиляторними і постійними моментами опорів, а в якості їх приводу як правило служать асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором. Частота обертання ротора асинхронного двигуна пропорційна зміні частоти живлячої електричної мережі. Отже, можна зробити висновок, що продуктивність технологічних ліній безпосередньо залежить від частоти обертання ротору асинхронного двигуна.

Більше всього чутливі до зниження частоти двигуни ВП електростанцій. Зниження частоти живлячої мережі більше за допустимі межі спричиняє зменшення продуктивності двигунів, що в свою чергу призводить до зниження потужності синхронних генераторів і як наслідок дефіцитом активної потужності в мережі і подальшим зниженням частоти (це явище називається лавиною частоти)[8].

Освітлення, зокрема лампи розжарювання, на зміну частоти майже не реагують.

Підтримка частоти в допустимих межах відповідає є технічною задачею, і основним шляхом вирішення цієї задачі є введення нових генеруючих потужностей заради створення резерву потужності в мережі.

## **2.2. Основні навантажувальні властивості асинхронних двигунів власних потреб.**

Асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором під час своєї експлуатації працюють з різним навантаженнями на валу - від холостого ходу до номінального навантаження. В залежності від режиму роботи енергосистеми, напруга і частота мережі можуть зберігати номінальні значення або змінюватися довгий час. Під навантажувальними властивостями асинхронних двигунів у випадку зміни напруги і частоти розуміють зміну основних режимних параметрів, які характеризують усталений режим роботи двигуна: ЕРС, обертовий момент, магнітний потік, частота обертання ротора, ковзання, намагнічувальний струм, модуль і фаза струму ротора і статора[9].

Іноді виникає необхідність у застосуванні електричного двигуна заради роботи з параметрами мережі, які різняться від нормованих значень, наприклад у випадках[12]: а) використання асинхронних двигунів, які розраховані на роботу з частотою мережі 60 Гц в мережі з частотою 50 Гц; б) з'єднання обмотки статора в зірку замість паспортного з'єднання трикутником заради зменшення витрат активної потужності і споживання реактивної потужності; в) робота двигунів з паспортним з'єднанням обмотки статора в зірку, в електричну мережу іншого класу напруги – у разі з'єднання обмотки статора в трикутник.

Спочатку буде розглянуто в загальних рисах явища, що відбуваються в двигунах у випадках при відхиленнях від номінальних значень навантаження

на валу (момент опору приведенного двигуном механізму), напруги і частоти електричної мережі.

За зміною основних режимних параметрів визначаються важливі фактори, такі як споживання з мережі активної і реактивної потужностей, зміна початкового моменту оберту при нерухомому роторі (оцінка можливості пуску двигуна при відхиленнях напруги і частоти), зміна втрат і ККД, нагрівання активних частин двигуна та ін.. Загальний характер зміни вищеперерахованих величин, розглянемо виходячи з основних співвідношень[7], заради спрощення приймемо, що момент опору механізму не залежить від кутової швидкості ротора.

**Зміна навантаження на валу двигуна при номінальній напрузі і частоті живлячої мережі.** Через збільшення навантаження на валу двигуна кутова швидкість ротора зменшується в незначній мірі, відповідно, ковзання зростає до значення, при якому обертовий момент асинхронного двигуна урівноважує збільшений момент опору. При значенні ковзання, яке менше за критичний опір статора, складає незначну долю від загального опору електричного двигуна, тоді ЕРС, намагнічуючий струм і магнітний потік практично не змінюються у разі зміни навантаження. Збільшення обертового моменту двигуна супроводжується відповідним збільшенням струму ротора. Зі збільшенням ковзання збільшується фазний кут приведенного струму ротора, що призводить до збільшення реактивного струму двигуна, практично рівного сумі індуктивного намагнічуючого струму і реактивної складової приведенного струму ротора[8]. У зв'язку з ростом активної і реактивної складових струму статора останній також збільшується при збільшенні навантаження на валу. Збільшення струмів ротора і статора обумовлює збільшення втрат в міді обмоток.

Через збільшення реактивного струму статора двигуна у разі збільшення навантаження також зростає споживана з мережі реактивна потужність.

У двигунів з короткозамкнутим і з фазним роторами при нормальній роботі з закороченим реостатом кутова швидкість ротора змінюється незначно у разі зміни навантаження в межах номінального, тому корисна потужність на валу збільшується практично пропорційно до моменту опору.

При зменшенні навантаження на валу також струм статора і струм ротора і його фаза та ковзання зменшуються, що спричиняє зниження споживання двигуном з мережі активної і реактивної потужностей.

При визначенні на валу двигуна з підвищеним ковзанням корисної потужності, а також двигунів з фазним ротором, що працюють з регульованим реостатом в нормальному режимі, слід також враховувати змінення кутової швидкості обертання ротора.

#### **2.2.1. Зміна напруги при номінальній частоті.**

Якщо припустити, що напруга, від якої живиться двигун, який працює з постійним моментом опору, зменшилась. Внаслідок зменшення напруги зменшиться магнітний потік і ЕРС двигуна[9].

Обертовий момент ротора двигуна, який, як відомо, пропорційний квадрату приведеної напруги, виявиться при попередньому ковзанні меншим за момент опору, і ковзання двигуна збільшиться до значення, при якому настане рівність між вказаними моментами.

Збільшення ковзання призведе до зростання струму ротора і збільшення кутового зсуву між приведеним струмом ротора і напруги мережі.

У разі зменшення напруги зменшується намагнічуючий струм. Струм статора, рівний геометричній сумі приведенного струму ротора і струму холостого ходу, в залежності від відношення між намагнічуючим струмом  $I_0$  і струмом ротора  $I_2'$  і завантаження може збільшитися або зменшитися.

При збільшенні напруги збільшуються ЕДС і магнітний потік, проте струм ротора і ковзання зменшаться. Намагнічуючий струм зросте, а струм статора двигуна може або зменшитися або збільшитися в залежності від навантаження на валу двигуна і співвідношення між  $I_0$  і  $I'_2$ .

Отже, можна зробити висновок, що зниження напруги призводить до збільшення струму ротора, а збільшення напруги – до зменшення струму ротора.

При роботі з напругою яка знижена більше ніж на 5% від номінальної, згідно ДСТУ 183-74 допустимо тільки за умови, що навантаження на роторі двигуна менше за номінальне. У разі недотримання цієї умови можливий перегрів обмотки ротора і, в результаті, її передчасний вихід з ладу. Потужність, що розвивається електричним двигуном, залишається практично незмінною, так як кутова швидкість ротора змінюється в незначній мірі.

### **2.2.2. Зміна частоти при номінальній напрузі.**

Розглянемо випадок, коли асинхронний двигун живиться від мережі з номінальною напругою і з частотою, яка менша за номінальну і двигун працює з постійним моментом опору на валу. Зменшення частоти призведе до зростання магнітного потоку і спаду обертового моменту асинхронного двигуна. Через те, що момент опору незмінний, ковзання зменшиться до такого значення, щоб зберіглася рівновага між обертовим моментом і моментом опору[9].

Через зростання магнітного потоку знизиться струм ротора, і збільшиться струм холостого ходу. Струм статора може або зменшитися або збільшитися, так само як і у випадку при збільшенні напруги.

Отже, можна сказати, що зниження частоти практично рівнозначне збільшенню напруги. Якщо зменшиться напруга при зниженні частоти, то магнітний потік, і відповідно струми холостого ходу, статора і ротора залишаться незмінними порівняно з нормальною роботою[3]. При цьому

буде мати місце зміна втрат в сталі і активної складової струму холостого ходу. Ці зміни майже не відображаються на струмі статора.

Проте, значною відмінністю від розглянутих двох режимів є суттєва зміна кутової швидкості обертання ротора, яка практично пропорційна частоті статора. Для прикладу, якщо двигун має кратність максимального моменту  $b_{\text{ном}} = 2,0$ , а критичне ковзання  $s_{\text{кр}} = 0,1$  і такий двигун працює з незмінним моментом опору, що є рівний номінальному, зміна частоти мережі від номінальної на 10% призводить до зміни кутової швидкості ротора приблизно на 9,8%. Проте, у випадку зниження напруги на 10% від номіналу кутова швидкість ротора зменшується всього на 1%, а у випадку збільшення напруги на 10% збільшується на величину не більшу ніж на 0,4%.

Варто зазначити, що при умові збереження сталого режиму ( $d(M - M_c)/ds \geq 0$ ), при ковзаннях, які менші за критичне ковзання, зниження напруги або збільшення частоти порівняно з номінальними значеннями не повинні виходити за межі, які визначені рівністю між максимальним моментом двигуна і моментом опору механізму ( $M_{c*}$ ) [9] при критичному ковзанні  $s_{\text{кр}f}$ :

$$b_{\text{ном}} \frac{k_u^2}{k_f^2} \geq (M_{c*})_{s_{\text{кр}f}},$$

тобто

$$\frac{k_u}{k_f} \geq \sqrt{\frac{(M_{c*})_{s_{\text{кр}f}}}{b_{\text{ном}}}},$$

де  $M_{c*}$  залежить від частоти мережі і від кутової швидкості ротора відповідно. У разі порушення цієї умови момент опору виявляється більшим за обертовий момент двигуна, що призводить до гальмування двигуна до повної його зупинки (відбувається так званий «скид» двигуна).

У випадках, коли змінюється кутова швидкість обертання ротора асинхронного двигуна, відбувається зміна корисної потужності на валу двигуна і продуктивність усього механізму, який приводить в рух даний двигун. Корисна потужність на валу двигуна змінюється пропорційно відношенню моменту опору на кутову швидкість. При будь-яких значеннях навантаження на валу, напруги і частоти живлячої мережі для розгляду режиму роботи двигунів необхідно знати характеристики моментів опору механізмів[9].

### **2.3. Визначення основних параметрів усталеного режиму при різних значеннях навантаження на валу, напруги і частоти мережі.**

У разі виконання деяких практичних розрахунків зручно виразити окремі параметри через кратність максимального моменту, момент опору на валу, і відповідні значення параметрів при номінальному режимі ( $k_u = k_f = M_{c*} = 1,0$ ).

#### **2.3.1. Визначення електрорушійної сили, магнітного потоку. обертового моменту двигуна.**

При малих ковзаннях ( $s < s_{кр}$ ) можна знехтувати активним і реактивним опорами статора, тоді отримуємо[9]:

$$U_1 \approx E_1 = 4,44k_{об1}f_{1ном}\omega_1\Phi_{ном}k_f\frac{\Phi}{\Phi_{ном}} = E_{1ном}k_f\frac{\Phi}{\Phi_{ном}}, \quad (2.1)$$

звідки

$$\frac{\Phi}{\Phi_{ном}} = \frac{k_u}{k_f}, \quad (2.2)$$

так як

$$U_1 = k_u U_{1ном} \approx k_u E_{1ном}. \quad (2.3)$$

Обертовий момент асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором визначається максимальним моментом і критичним ковзанням.

Нехтуючи активним опором в обмотці статора, то критичне ковзання змінюється обернено пропорційно до частоти.

Кратність максимального моменту  $b_{\max}$  асинхронного двигуна змінюється пропорційно квадрату напруги і обернено пропорційно до квадрату частоти.

Відношення максимального моменту до моменту опору на валу двигуна  $b_c$  визначається рівністю (2.4), де  $M_{c*}$  – постійна величина, для випадку, коли момент опору не залежить від кутової швидкості ротора, при вентиляторному моменті опору у разі виникнення відносно невеликого статичного протитиску, можна прийняти[9]:

$$M_{c*} = M_{0*} k_f^2 \quad (2.4)$$

і, відповідно

$$b_c = \frac{b_{\text{ном}} k_u^2}{M_{0*} k_f^4}, \quad (2.5)$$

де  $M_{0*}$  – момент опору при номінальній кутовій швидкості ротора у випадку роботи двигуна з номінальною частотою.

Нехтуючи впливом насичення на індуктивні опори розсіювання двигуна, критичне ковзання не буде залежати від напруги мережі, отже, справжня крива обертового моменту двигуна (незалежно від виконання ротора) при будь-якій напрузі і номінальній частоті може бути побудована у результаті множення на  $k_u^2$  ординат кривої моменту, що відповідає нормальним умовам.

У випадку зміни частоти мережі відбувається як зміна ординат дійсної кривої обертового моменту так і зміщення її максимуму через зміну критичного ковзання[8].

### 2.3.2. Розрахунок ковзання і кутової швидкості асинхронного двигуна.

В усталеному режимі ( $M_* = M_{c*}$ ) і незмінному моменті опору ковзання[9]:

$$s = \frac{s_{кр}}{k_f(b_c + \sqrt{b_c^2 - 1})} = \frac{s_{кр}}{k_f \left[ \frac{b_{ном} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \sqrt{\left( \frac{b_{ном} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} \right)^2 - 1} \right]} \quad (2.6)$$

при вентиляторному моменті опору, який змінюється за законом:

$$M_{c*} = M_{0*} k_f^2, b_c = \frac{b_{ном} k_u^2}{M_{0*} k_f^4}, \quad (2.7)$$

тому

$$s = \frac{s_{кр}}{k_f \left[ \frac{b_{ном} k_u^2}{M_{0*} k_f^4} + \sqrt{\left( \frac{b_{ном} k_u^2}{M_{0*} k_f^4} \right)^2 - 1} \right]}. \quad (2.8)$$

Відношення ковзання до номінального (при  $k_u = k_f = M_{c*} = 1,0$ ):

$$\frac{s}{s_{ном}} = \frac{b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1}}{k_f \left[ \frac{b_{ном} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \sqrt{\left( \frac{b_{ном} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} \right)^2 - 1} \right]}. \quad (2.9)$$

При значенні  $b_c \geq 1,6$ , з достатньою точністю (похибка складає менше 10% при  $b_c = 1,6$ ) ковзання визначається за спрощеною формулою:

$$s = \frac{s_{кр}}{2k_f b_c} = \frac{s_{кр} M_{c*} k_f}{2b_{ном} k_u^2} \quad (2.10)$$

відповідно,

$$\frac{s}{s_{\text{НОМ}}} \approx \frac{M_{c*} k_f}{k_u^2}, \quad (2.11)$$

якщо прийняти  $s_{\text{НОМ}} \approx s_{\text{кр}}/2b_{\text{НОМ}}$  при  $b_{\text{НОМ}} > 1,6$ .

Під час роботи з постійним магнітним потоком, при дотриманні умови  $U/U_{\text{НОМ}} = f/f_{\text{НОМ}}$  або  $k_u = k_f$ , і постійним моментом опору  $b_c = b_{\text{НОМ}}/M_{c*}$  будемо мати співвідношення:

$$s = \frac{s_{\text{кр}}}{k_f \left[ \frac{b_{\text{НОМ}}}{M_{0*}} + \sqrt{\left( \frac{b_{\text{НОМ}}}{M_{0*}} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (2.12)$$

тобто ковзання двигуна при роботі з постійним значенням магнітного потоку і моментом опору змінюється обернено пропорційно до частоти. Різниця між кутовою ротора і кутовою швидкістю магнітного потоку статора (кутова швидкість ковзання) залишиться незмінною.

Дійсно при частоті  $f$  кутова швидкість ковзання[9]:

$$\omega_{sf} = \omega_{0f} s = \frac{2\pi f}{\rho} s, \quad (2.13)$$

або при заміні  $s = s_{\text{НОМ}}/k_f$  і  $f = k_f f_{\text{НОМ}}$  будемо мати

$$\omega_{sf} = \frac{2\pi f_{\text{НОМ}} s_{\text{НОМ}} k_f}{k_f \rho} = \frac{2\pi f_{\text{НОМ}} s_{\text{НОМ}}}{\rho} = \omega_0 s_{\text{НОМ}}, \quad (2.14)$$

де  $\omega_0$  — синхронна кутова швидкість при номінальній частоті мережі.

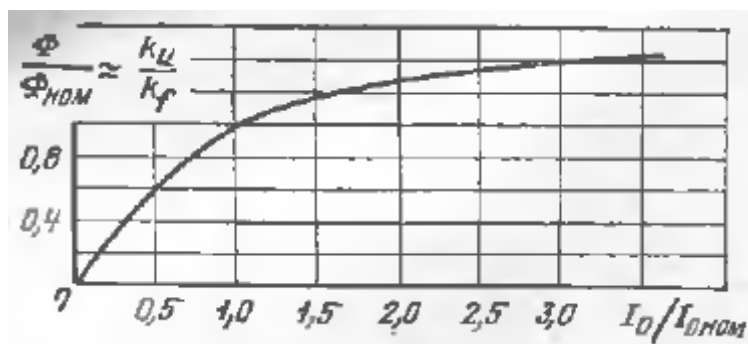


Рисунок 2.2 - Характеристика холостого ходу асинхронного двигуна

$I_{0\text{ ном}}$  — намагнічуючий струм при номінальній напрузі і частоті.

Щоб визначити зміну продуктивності механізму необхідно знати кутову швидкість ротора.

У відповідності з врахуванням рівнянням для  $s$  з визначенням ковзання знаходимо кутову швидкість ротора:

$$\omega_2 = \omega_1(1 - s) = k_f \omega_0 \left[ 1 - \frac{s_{\text{кр}}}{k_f(b_c + \sqrt{b_c^2 - 1})} \right], \quad (2.15)$$

або при  $b_c \geq 1,6$

$$\omega_2 \approx k_f \omega_0 \left( 1 - \frac{s_{\text{кр}}}{2k_f b_c} \right), \quad (2.16)$$

або

$$n_2 \approx k_f n_0 \left( 1 - \frac{s_{\text{кр}}}{2k_f b_c} \right). \quad (2.17)$$

### 2.3.3. Визначення намагнічуючого струму, струмів ротора, статора і їх фаз.

З достатньою точністю значення намагнічуючого струму визначається з допомогою кривої намагнічування (характеристиці холостого ходу), яка дає залежність між струмом і магнітним потоком (рис. 2.2)[9].

Якщо використати рівність  $\Phi/\Phi_{\text{ном}} = k_u/k_f$ , тоді легко знайти значення намагнічуючого струму  $I_0$  при будь-якій частоті і напрузі графічним шляхом.

Абсолютне значення приведенного струму ротора визначається наступним виразом:

$$I'_2 = \frac{U_1}{\sqrt{\left(r_1 + \frac{c_1 r'_2}{s_{\text{ном}}}\right)^2 + k_f^2 (x_1 + c_1 r'_2)^2}} \quad (2.18)$$

(не враховуючи вплив частоти живлячої мережі на  $x'_2$  і  $r'_2$ ) та при нормальних умовах:

$$I'_{2\text{ном}} = \frac{U_{1\text{ном}}}{\sqrt{\left(r_1 + \frac{c_1 r'_2}{s_{\text{ном}}}\right)^2 + (x_1 + c_1 r'_2)^2}} \quad (2.19)$$

Якщо при малих ковзаннях знехтувати впливом активного опору обмотки статора, а також впливом  $r_1$  на критичне ковзання, з врахуванням  $s_{\text{кр}}$  буде знайдено співвідношення струму ротора до його номінального значення[9]:

$$\frac{I'_2}{I'_{2\text{ном}}} = \frac{k_u}{k_f} \sqrt{\frac{1 + \left(\frac{s_{\text{кр}}}{s_{\text{ном}}}\right)^2}{1 + \left(\frac{s_{\text{кр}}}{k_f s}\right)^2}}; \quad (2.19)$$

$$1 + \left(\frac{s_{\text{кр}}}{s_{\text{ном}}}\right)^2 = 2b_{\text{ном}} \left(b_{\text{ном}} + \sqrt{b_{\text{ном}}^2 - 1}\right); \quad (2.20)$$

$$1 + \left(\frac{s_{\text{кр}}}{k_f s}\right)^2 = 2b_c \left(b_c + \sqrt{b_c^2 - 1}\right), \quad (2.21)$$

враховуючи, що

$$\frac{b_{\text{НОМ}}}{b_c} = M_{c*} \frac{k_u^2}{k_f^2}, \quad (2.22)$$

Знаходимо

$$\frac{I'_2}{I'_{2\text{НОМ}}} = \sqrt{M_{c*} \frac{b_{\text{НОМ}} + \sqrt{b_{\text{НОМ}}^2 - 1}}{b_c + \sqrt{b_c^2 - 1}}} \quad (2.23)$$

при підстановці значення кратності моменту  $b_c$ :

$$\frac{I'_2}{I'_{2\text{НОМ}}} = \sqrt{M_{c*} \frac{b_{\text{НОМ}} + \sqrt{b_{\text{НОМ}}^2 - 1}}{\frac{b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \sqrt{\left(\frac{b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2}\right)^2 - 1}}}. \quad (2.24)$$

При вентиляторному моменті опору, який змінюється за законом  $M_{c*} = M_{c0} k_f^2$ , отримаємо:

$$\frac{I'_2}{I'_{2\text{НОМ}}} = k_f \sqrt{M_{0*} \frac{b_{\text{НОМ}} + \sqrt{b_{\text{НОМ}}^2 - 1}}{\frac{b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{c*} k_f^4} + \sqrt{\left(\frac{b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{0*} k_f^4}\right)^2 - 1}}}. \quad (2.24a)$$

Розділивши обидві частини рівняння на  $\sqrt{M_{c*}}$ , отримаємо

$$\frac{I'_2}{\sqrt{M_{c*}} I'_{2\text{НОМ}}} = k_f \sqrt{M_{0*} \frac{b_{\text{НОМ}} + \sqrt{b_{\text{НОМ}}^2 - 1}}{\frac{b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \sqrt{\left(\frac{b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2}\right)^2 - 1}}}. \quad (2.25)$$

На рисунку 2.3 дані криві

$$\frac{I'_2}{\sqrt{M_{c*}} I'_{2\text{НОМ}}} = \varphi \left( \frac{M_{c*} k_f^2}{k_u^2} \right) \quad (2.26)$$

для різних значень  $b_{\text{НОМ}}$ , які побудовані за рівнянням  $I'_2 / \sqrt{M_{c*}} I'_{2\text{НОМ}}$ .

При використанні формули  $I'_2/\sqrt{M_{с*}}I'_{2ном}$  або кривих рисунок 2.3 слід користуватися залежністю  $M_{с*}$  від частоти  $f = k_f f_{ном}$ .

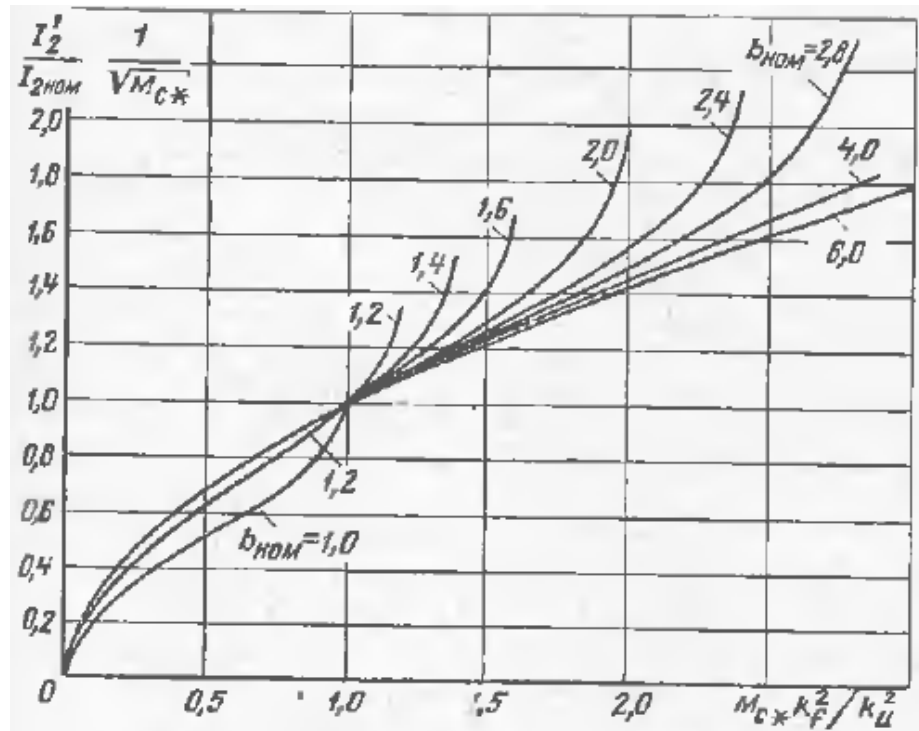


Рисунок 2.3 - Криві кратності струму ротора

Буде знайдено необхідне зниження навантаження, щоб у разі зниженні напруги струм ротора залишився рівним номінальному при номінальній частоті.

Приймаючи  $I'_2 = I'_{2ном}$ , при  $k_f = 1$  отримуємо

$$M_{с*} = \frac{\sqrt{2b_{ном} k_u^2 (b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1}) - 1}}{b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1}}. \quad (2.27)$$

При роботі з номінальним моментом опору і незмінним магнітним потоком струм ротора буде зберігатися рівним номінальному струму при дотриманні рівності  $k_u = k_f$ .

Для визначення споживаних з мережі активної і реактивної потужностей і струму статора необхідно знати зміну фази приведенного струму ротора по відношенню до напруги мережі.

Нехтуючи активним опором статора, буде знайдено

$$\operatorname{tg} \varphi' \approx \frac{1}{b_c + \sqrt{b_c^2 - 1}} = \frac{1}{\frac{b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \sqrt{\left(\frac{b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2}\right)^2 - 1}}. \quad (2.28)$$

За тригонометричними співвідношеннями буде знайдено з останнього рівняння:

$$\begin{aligned} \sin \varphi' &= \frac{1}{\sqrt{2b_c(b_c + \sqrt{b_c^2 - 1})}} \\ &= \frac{1}{\sqrt{\frac{2b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} \left[ \frac{b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \left( \frac{b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} \right)^2 - 1 \right]}}; \end{aligned} \quad (2.29)$$

$$\cos \varphi' = \sqrt{\frac{b_c + \sqrt{b_c^2 - 1}}{2b_c}}. \quad (2.30)$$

У разі роботи з незмінним значенням магнітного потоку і номінальним моментом опору кут зсуву між напругою мережі і приведеним струмом ротора рівний номінальному.

Для визначення реактивної і активної потужностей, а також потужності розсіювання споживаних двигуном з мережі, буде знайдено активну складову  $I'_{2a}$  і реактивну складову  $I'_{2p}$  струму ротора. На основі рівнянь для  $I'_2/I'_{2\text{НОМ}}$ ,  $\sin \varphi'$  і  $\cos \varphi'$  отримаємо[9]:

$$\frac{I'_{2a}}{I'_{2\text{НОМ}}} = \frac{I'_2}{I'_{2\text{НОМ}}} \cos \varphi' = \frac{M_{c*} k_f}{k_u} \times \sqrt{\frac{b_{\text{НОМ}} + \sqrt{b_{\text{НОМ}}^2 - 1}}{2b_{\text{НОМ}}}}; \quad (2.31)$$

$$\begin{aligned} \frac{I'_{2p}}{I'_{2\text{НОМ}}} &= \frac{I'_2}{I'_{2\text{НОМ}}} \sin \varphi' = \\ &= \frac{M_{c*} k_f}{k_u} \times \frac{\sqrt{b_{\text{НОМ}} + \sqrt{b_{\text{НОМ}}^2 - 1}}}{\sqrt{2b_{\text{НОМ}}} \left[ \frac{b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \sqrt{\left( \frac{b_{\text{НОМ}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} \right)^2 - 1} \right]} \end{aligned} \quad (2.32)$$

і при  $b_{\text{НОМ}} \geq 1,6$ ,  $b_c \geq 1,6$

$$\frac{I'_{2p}}{I'_{2\text{НОМ}}} \approx \frac{M_{c*}^2 k_f^3}{2b_{\text{НОМ}} k_u^3}. \quad (2.33)$$

Струм статора двигуна можна представити у вигляді геометричної суми активної і реактивної складових[11]:

$$\begin{cases} I_{1a} = I_0 \cos \varphi_0 + I'_2 \cos \varphi'; \\ I_{1p} = I_0 \sin \varphi_0 + I'_2 \sin \varphi', \end{cases}$$

тобто

$$\begin{aligned} I_1 &= \sqrt{I_{1p}^2 + I_{1a}^2} = \\ &= \sqrt{(I_0 \sin \varphi_0 + I'_2 \sin \varphi')^2 + (I_0 \cos \varphi_0 + I'_2 \cos \varphi')^2}, \end{aligned} \quad (2.34)$$

не враховуючи активні втрати холостого ходу ( $\sin \varphi_0 \approx 1,0$ )

$$I_1 = \sqrt{(I_0 + I'_2 \sin \varphi')^2 + (I'_2 \cos \varphi')^2}. \quad (2.35)$$

#### 2.3.4. Активна і реактивна потужності, які споживаються двигуном з мережі.

Активна потужність визначається підстановкою значень активної складової струму ротора і активного струму статора  $I_{1a} = I_1 \cos \varphi$  [9]:

$$P_1 = \sqrt{3} U_{1\text{НОМ}} k_u \left( I_0 \cos \varphi_0 + \frac{I'_{2\text{НОМ}} M_{c*} k_f}{k_u} \sqrt{\frac{b_{\text{НОМ}} + \sqrt{b_{\text{НОМ}}^2 - 1}}{2b_{\text{НОМ}}}} \right), \quad (2.36)$$

звідки у номінальному режимі

$$P_{1\text{ном}} = \sqrt{3} U_{1\text{ном}} \left( I_{0\text{ном}} \cos \varphi_{0\text{ном}} + I'_{2\text{ном}} \sqrt{\frac{b_{\text{ном}} + \sqrt{b_{\text{ном}}^2 - 1}}{2b_{\text{ном}}}} \right), \quad (2.37)$$

де  $U_{1\text{ном}}$  — номінальна лінійна напруга.

Активна потужність, яка споживається з мережі більш точно визначається втратами в роторі і статорі і по навантаженню на валу при заданих  $k_u$  і  $k_f$ .

Для визначення номінального ковзання в приблизних межах по заміряним в навантажувальному досліді потужності  $P_1$ , і взятому співвідношенні для  $P_1$  і для  $P_{1\text{ном}}$  і ковзанні  $s$ , при  $k_u = k_f = 1,0$ , нехтуючи втратами в сталі:

$$P_1/P_{1\text{ном}} \approx M_{c*}, \quad (2.38)$$

$$s_{\text{ном}} \approx s \frac{P_{1\text{ном}}}{P_1} = s \frac{P_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}} P_1}. \quad (2.39)$$

Реактивна потужність двигуна визначається реактивною потужністю розсіювання  $Q_p$  і реактивною потужністю намагнічування  $Q_0$ .

Реактивна потужність намагнічування:  $Q_0 = \sqrt{3} U_1 I_0 (\sin \varphi_0 \approx 1,0)$  майже не залежить від навантаження двигуна.

У номінальному режимі  $Q_{0\text{ном}} \approx \sqrt{3} U_{1\text{ном}} I_{0\text{ном}}$ .

Співвідношення для реактивних потужностей:

$$\frac{Q_0}{Q_{0\text{ном}}} \approx k_u \frac{I_0}{I_{0\text{ном}}}, \quad (2.40)$$

чи застосована в першому наближенні  $I_0 \approx I_{0\text{ном}} k_u/k_f$ ,

$$\frac{Q_0}{Q_{0\text{ном}}} \approx \frac{k_u^2}{k_f}. \quad (2.41)$$

У реальних умовах намагнічуючий струм у разі зниженні частоти або підвищенні напруги на величину більшу за номінальну збільшується більш різко, при цьому реактивна потужність збільшується в більшій мірі, ніж пропорційно квадрату напруги і обернено пропорційно до частоти[9].

Реактивна потужність розсіювання:

$$Q_p = \sqrt{3} U_1 I'_2 \sin \varphi' = \sqrt{3} U_1 I'_{2p} = \sqrt{3} k_u U_{1\text{ном}} I'_{2p}. \quad (2.42)$$

При заміні  $I'_{2p}$  отримаємо:

$$Q_p = \sqrt{3} U_{1\text{ном}} I'_{2\text{ном}} M_{c*} k_f \times \frac{\sqrt{b_{\text{ном}} + \sqrt{b_{\text{ном}}^2 - 1}}}{\sqrt{2b_{\text{ном}}} \left[ \frac{b_{\text{ном}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \sqrt{\left( \frac{b_{\text{ном}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} \right)^2 - 1} \right]}. \quad (2.43)$$

У номінальному режимі:

$$Q_{p,\text{ном}} = \sqrt{3} U_{1\text{ном}} I'_{2\text{ном}} \times \frac{1}{\sqrt{2b_{\text{ном}} (b_{\text{ном}} + \sqrt{b_{\text{ном}}^2 - 1})}}. \quad (2.44)$$

З критичним ковзанням:

$$\frac{b_{\text{ном}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} = 1 \text{ і } M_{c*} = \frac{b_{\text{ном}} k_u^2}{k_f^2}; \quad (2.44)$$

$$Q_{p,\text{кр}} = \frac{\sqrt{3} U_{1\text{ном}} I'_{2\text{ном}} b_{\text{ном}} k_u^2 \times \sqrt{b_{\text{ном}} + \sqrt{b_{\text{ном}}^2 - 1}}}{k_f \sqrt{2b_{\text{ном}}}}. \quad (2.45)$$

$$\text{При } k_u = k_f = 1,0 \text{ і } \sqrt{b_{\text{ном}} + \sqrt{b_{\text{ном}}^2 - 1}} \approx \sqrt{2b_{\text{ном}}}$$

$$Q_{p,\text{кр}} \approx \sqrt{3} U_{1\text{ном}} I'_{2\text{ном}} b_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}} \approx P_{\text{ном}} b_{\text{ном}}. \quad (2.45a)$$

Співвідношення реактивних потужностей:

$$\frac{Q_p}{Q_{p,\text{HOM}}} = M_{c*} k_f \times \frac{b_{\text{HOM}} + \sqrt{b_{\text{HOM}}^2 - 1}}{\frac{b_{\text{HOM}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \sqrt{\left(\frac{b_{\text{HOM}} k_u^2}{M_{c*} k_f^2}\right)^2 - 1}}; \quad (2.46)$$

$$\frac{Q_{p,\text{kp}}}{Q_{p,\text{HOM}}} = \frac{k_u^2}{k_f} b_{\text{HOM}} \left( b_{\text{HOM}} + \sqrt{b_{\text{HOM}}^2 - 1} \right) \approx 2 b_{\text{HOM}}^2 \frac{k_u^2}{k_f}. \quad (2.47)$$

## Висновки до розділу

У цьому розділі магістерської дисертації було розглянуто і проаналізовано роботу асинхронних двигунів власних потреб АЕС при зміні режимних параметрів таких як напруга і частота від номінальних значень.

Зниження напруги і частоти має значний негативний вплив на стабільну роботу споживачів ВП і, зокрема, технологічної частини самої електростанції. Зміна цих параметрів, особливо їх зменшення, призводять до зменшення продуктивності механізмів, зниженню ККД, зменшенню терміну експлуатації обладнання і в результаті виникають надлишкові збитки.

На АЕС, як і на будь-якій іншій електростанції, основним споживачем в системі ВП є асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором, і в той же час ці двигуни є найбільш чутливими до зміни режимних параметрів, адже при зміні напруги і частоти у значній мірі зменшується продуктивність механізмів, що може призвести до виникнення лавини частоти або лавини напруги. При значному зниженні напруги можливий так званий «скид» асинхронного двигуна. Зниження частоти є ще більш небезпечним явищем, адже у такому випадку вірогідність виникнення лавини частоти є дуже високою.

Окрім цього у межах цього розділу були розглянуті навантажувальні характеристики двигунів, зокрема робота двигуна при зміні навантаження на валу.

Також у даному розділі наведено формули для розрахунку різних електромагнітних параметрів асинхронних двигунів різного насосного обладнання, які використовувалися у подальших розрахунках.

### **Розділ 3. Характеристики і режими роботи робочих машин системи власних потреб АЕС 3000 МВт.**

#### **3.1. Механічні характеристики та параметри асинхронних електродвигунів власних потреб електростанції.**

При аналітичному дослідженні характеристик асинхронних електродвигунів зазвичай приймають ряд припущень[11] : вважають не залежними від насичення сталі опору розсіювання обмоток статора і ротора, а також опір намагнічування електродвигуна; нехтують додатковими втратами від потоків розсіювання і гармонійними складовими обертового моменту незалежно від причини виникнення останніх. А у електродвигунів з фазним ротором і з простою білячою кліткою на роторі часто нехтують також зміною параметрів обмотки ротора зі зміною ковзання. При зазначених припущеннях всі характеристики електродвигунів з фазним ротором і з простою білячою кліткою на роторі можуть бути отримані з еквівалентної Т-подібної схеми заміщення[12], яка представлена на рис. 3.1. Тут і далі прийняті наступні позначення:  $U_1$  - фазна напруга на виводах статора (напруга мережі);  $R_1$  і  $X_1$  - активний опір та індуктивний опір розсіювання обмотки статора;  $\dot{R}_2$  і  $\dot{X}_2$  – активний і індуктивний опір розсіювання ротора, приведені до обмотки статора;  $R_0$  – активний опір гілки намагнічування, який визначається втратами від гістерезису і вихрових струмів;  $X_0$  - індуктивний опір гілки намагнічування, який відповідає основному магнітному потоку електродвигуна;  $I_1$ ,  $I_0$  і  $\dot{I}_2$  – відповідно струм статора, струм намагнічування і приведений до обмотки статора струм ротора;  $E$  – ЕДС електродвигуна, яка визначається його основним магнітним потоком;  $s = (\omega_0 - \omega)/\omega_0$  – ковзання електродвигуна;  $\omega$  – кутова швидкість ротора;  $\omega_0 = 2\pi f_1/p$  – синхронна кутова швидкість ротора;  $f_1$  – частота струму статора;  $p$  – число пар полюсів електричної машини.

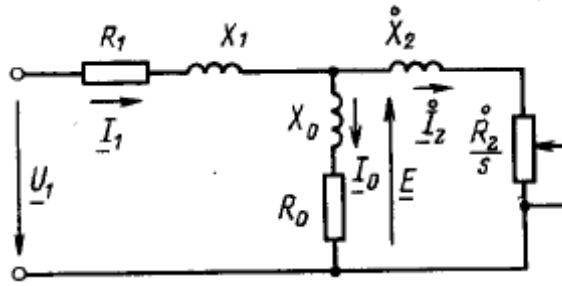


Рисунок 3.1 – Схема заміщення асинхронного електродвигуна

У відповідності зі схемою заміщення електродвигуна електромагнітна потужність, яка передається від статора до ротора, втрати потужності в обмотці ротора і повна механічна потужність, яка розвивається електродвигуном, визначаються виразом[11] :

$$P_{\text{ем}} = \frac{3U_1^2 \frac{\dot{R}_2}{s}}{\left(R_1 + c_1 \frac{\dot{R}_2}{s}\right)^2 + (X_1 + c_1 X_2)^2}. \quad (3.1)$$

Електромагнітний момент асинхронної машини визначається

$$M_{\text{ем}} = \frac{P_{\text{ем}}}{\omega_0} = \frac{3U_1^2 \frac{\dot{R}_2}{s}}{\omega_0 \left( \left(R_1 + c_1 \frac{\dot{R}_2}{s}\right)^2 + (X_1 + c_1 X_2)^2 \right)}, \quad (3.2)$$

де

$$\underline{c}_1 \approx 1 + \frac{X_1}{X_0} = c_1. \quad (3.3)$$

Вираз (3.2) показує, що навіть при постійних параметрах асинхронної машини її електромагнітний момент є складною функцією ковзання. Якщо визначити першу похідну  $dM_{\text{ем}}/ds$  і прирівняти її до нуля, то знайдемо критичне ковзання

$$s_{\text{кр}} = \pm \frac{c_1 \dot{R}_2}{\sqrt{R_1^2 + (X_1 + c_1 X_2)^2}}, \quad (3.4)$$

при якому електромагнітний момент виявляється максимальним:

$$M_{\text{ем.макс}} = \frac{3U_1^2}{2\omega_0 c_1 \left( R_1 \pm \sqrt{R_1^2 + (X_1 + c_1 X_2)^2} \right)}. \quad (3.5)$$

Знак плюс у виразах (3.4) і (3.5) відповідає роботі асинхронної машини в режимі електродвигуна (або електромагнітного гальма, якщо  $s_{\text{кр}} > 1$ ), а знак мінус – в режимі генератора.

Активний опір  $R_1$  зазвичай значно менше індуктивного опору  $(X_1 + c_1 X_2)$ , який визначає приведений струм ротора[11]. Тому замість (3.4) і (3.5) можна використовувати більш прості співвідношення:

$$s_{\text{кр}} \approx \pm \frac{c_1 R_2}{X_1 + c_1 X_2}, \quad (3.6)$$

і

$$\begin{aligned} M_{\text{ем.макс}} &= \frac{3U_1^2}{2\omega_0 c_1 \left( R_1 \pm \sqrt{R_1^2 + (X_1 + c_1 X_2)^2} \right)} \approx \\ &\approx \pm \frac{3U_1^2}{2\omega_0 c_1 (X_1 + c_1 X_2)} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Оскільки момент механічних втрат навантаженого електродвигуна значно менше електромагнітного моменту, у відповідності з (3.13) при будь-якому ковзанні електродвигуна допустимо приймати кратність моменту на валу рівній кратності електромагнітного моменту. Тому з (3.10) – (3.12) можна отримати наступний вираз:

$$M_* = \frac{M}{M_{\text{ном}}} = \frac{2b_{\text{max}} \left( 1 + \frac{s_{\text{кр}} R_1}{c_1 R_2} \right)}{\frac{s}{s_{\text{кр}}} + \frac{s_{\text{кр}}}{s} + 2 \frac{s_{\text{кр}} R_1}{c_1 R_2}}, \quad (3.8)$$

де

$$b_{\max} = \frac{M_{\max}}{M_{\text{ном}}}. \quad (3.9)$$

Останнє співвідношення, яке називається *кратністю максимального моменту*, являється важливим параметром електродвигуна, так як характеризує його перевантажувальну здатність. В залежності від типу електричного двигуна, його номінальної потужності, частоти обертання і призначення воно складає 1.7 – 3.4[11].

Вираз (3.9) називається уточненим рівнянням механічної характеристики асинхронної машини. Побудована по ньому механічна характеристика асинхронного електродвигуна показана на рис. 3.2.

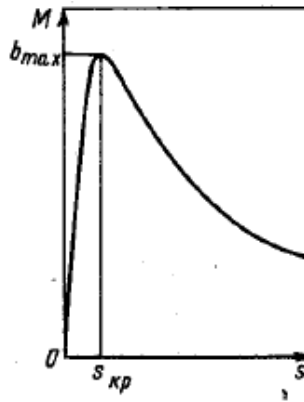


Рисунок 3.2 - Механічна характеристика асинхронного електродвигуна

Якщо значення активних опорів обмоток статора і ротора електродвигуна невідомі, то при відсутності в колі ротора електродвигуна невідомі, то при відсутності в колі ротора додаткових опорів можна прийняти  $R_1/(c_1 R_2) \approx 1$ . Тоді

$$M_* \approx \frac{2b_{\max}(1 + s_{\text{кр}})}{\frac{s}{s_{\text{кр}}} + \frac{s_{\text{кр}}}{s} + 2s_{\text{кр}}}. \quad (3.10)$$

### 3.2. Зміна параметрів механічної характеристики АД при змінах напруги і частоти.

У асинхронних і синхронних електродвигунів такі зміни відбуваються неоднаково (наприклад, неоднаково змінюються обертовий момент, струм ротора та інші величини) і визначається різними виразами. Нижче докладно розглянуто відповідні вирази для асинхронних електродвигунів[2].

*Кратність максимального моменту* асинхронного електродвигуна при будь-яких значеннях напруги і частоти рівна

$$b_{\max} = \frac{M_{\max}}{M_{\text{ном}}} = \frac{M_{\max(\text{н})}}{M_{\text{ном}}} \frac{M_{\max}}{M_{\max(\text{н})}} = b_{\max(\text{н})} \frac{M_{\max}}{M_{\max(\text{н})}},$$

Але

$$\frac{M_{\max}}{M_{\max(\text{н})}} \approx \frac{M_{\text{ем.}\max}}{M_{\text{ем.}\max(\text{н})}},$$

Тому у відповідності з (3.7)  $M_{\max}/M_{\max(\text{н})} \approx \frac{U_1^2}{f^2}$ , так як  $\omega_0/\omega_{0\text{ном}} = f$ , а індуктивний опір розсіювання  $X_1$  і  $\dot{X}_2$  пропорційні частоті. Відповідно

$$b_{\max} \approx b_{\max(\text{н})} \frac{U_1^2}{f^2}, \quad (3.11)$$

Таким чином, кратність максимального моменту асинхронного електродвигуна прямо пропорційна квадрату напруги і практично обернено пропорційна квадрату частоти.

*Критичне ковзання* асинхронного електродвигуна у відповідності з (3.6) обернено пропорційне індуктивному опору  $X_1 + c_1 \dot{X}_2$ , тобто

$$s_{\text{кр}}/s_{\text{кр}(\text{н})} = \omega_{0\text{ном}}/\omega_0 = 1/f,$$

тому

$$s_{кр} \approx s_{кр(н)} / f_*, \quad (3.12)$$

тобто воно не залежить від напруги і змінюється обернено пропорційно до частоти.

*Електромагнітний момент* асинхронного електродвигуна при будь-якому ковзанні, довільній напрузі і номінальній частоті, як слідує з (3.10) і (3.11), рівний:

$$M_* = M_{(н)*} U_{2*}^2 \quad (3.13)$$

де  $M_{(н)*}$  – момент електродвигуна при тому ж ковзанні, що і момент, який визначається  $M_*$ , але при номінальних значеннях напруги і частоти.

*Кратність пускового моменту* електродвигуна при будь-яких значеннях напруги та частоти відповідно до виразів (3.10), (3.11) та (3.12) дорівнює[11]:

$$M_{п*} = M_{п(н)*} \frac{U_{1*}^2}{f_*^3} \frac{1 + s_{кр(н)}}{1 + s_{кр(н)}/f_*}. \quad (3.13)$$

У тих випадках, коли  $s_{кр(н)}/f_* \ll 1$  (це має місце при підвищенні напруги чи невеликому зниженні частоти і відсутності в колі ротора електродвигуна додаткових опорів), кратність пускового моменту приблизно рівна:

$$M_{п*} \approx M_{п(н)*} \frac{U_{1*}^2}{f_*^3}. \quad (3.13a)$$

Таким чином, кратність пускового моменту прямо пропорційна квадрату підведеної напруги і практично обернено пропорційна кубу частоти. При одночасному зменшенні напруги і частоти (тобто при  $U_{1*} = f_* < 1$ ) пусковий момент електродвигуна зростає. На цій властивості

асинхронних електродвигунів заснований їх частотний пуск, який іноді використовують, наприклад, на гідроелектростанціях.

Ковзання асинхронних електродвигунів є складною функцією частоти і напруги, а також моменту опору на їх валу. У тих випадках, коли робочі машини мають механічну характеристику, що не залежить від частоти обертання, а відхилення напруги і частоти від номінальних значень не супроводжуються різким зменшенням кратності максимального моменту електродвигунів, їх ковзання можна визначити з виразу (3.10), поклавши в нього  $s/s_{кр}$  і замінивши  $b_{max}$  і  $s_{кр}$  відповідно виразами (3.11) та (3.12). Після перетворень розрахунковий вираз набуває вигляду[11]:

$$s \approx s_{(H)} \frac{f}{U_1^2}, \quad (3.14)$$

де  $s_{(H)}$  – ковзання електродвигуна при заданому моменті опору і номінальних значеннях напруги і частоти.

Таким чином у першому наближенні ковзання електродвигуна можна вважати прямо пропорційним до частоти і обернено пропорційним квадрату напруги.

*Частота обертання асинхронних електродвигунів[10]:*

$$n = \frac{60f}{p} (1 - s),$$

де  $p$  – число пар полюсів машини, тому при відхиленнях напруги і частоти від номінальних значень вона рівна

$$n = n_{(H)} \frac{1 - s}{1 - s_{(H)}}. \quad (3.15)$$

Якщо відхилення напруги і частоти не призводять до суттєвої зміни кратності максимального моменту, то  $s \ll 1$ , тому

$$n \approx n_{(H)} f, \quad (3.15)$$

тобто частоту обертання можна вважати не залежною від напруги і прямо пропорційній частоті.

На характер залежності частоти обертання асинхронного електродвигуна від частоти струму статора вплине тип механічної характеристики робочої машини також. Щоб отримати більш точну залежність частоти обертання від частоти струму статора, необхідно побудувати серію характеристик  $M = f(n)$  асинхронного електродвигуна при різних значеннях частоти. З цією метою при використанні формули (3.10) необхідно враховувати (3.11) і (3.12), а ковання представити[11] як  $s = (n_0 - n)/n_0 = (n_{0(H)} f - n)/n_{0(H)} f$ , де  $n_{0(H)}$  – синхронна частота обертання при номінальній частоті  $f_{\text{ном}}$ .

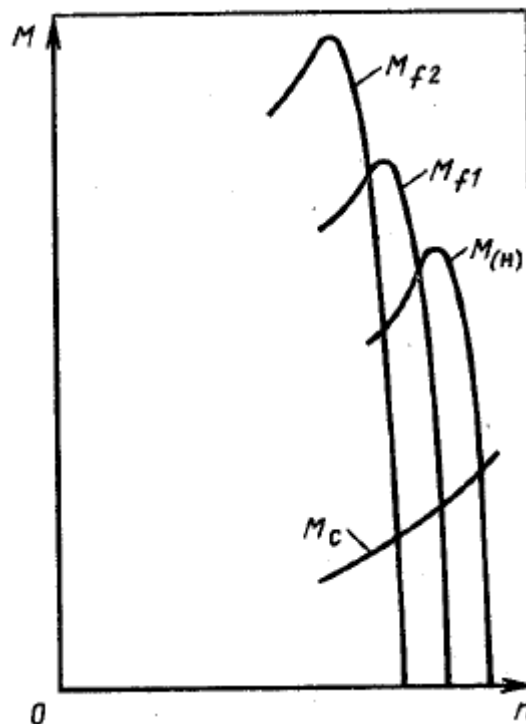


Рисунок 3.3 - Механічні характеристики асинхронного електродвигуна при різних значеннях частоти струму статора і механічна характеристика робочої машини

Точки перетину характеристик асинхронного електродвигуна з механічною характеристикою робочої машини (рис. 3.3) визначають режим роботи електродвигуна та дозволяють виявити залежність частоти обертання від частоти статора струму.

*Потужність на валу* електродвигуна при постійному моменті опору пропорційна частоті обертання машини, тому у відповідності з (3.15)

$$P_2 \approx P_{2(n)*} f, \quad (3.16)$$

тобто потужність на валу практично не залежить від напруги і прямо пропорційна частоті.

### **3.3. Характеристики робочих машин системи власних потреб електростанції.**

#### **3.3.1. Джерела енергопостачання.**

Процес виробництва електроенергії на електричних станціях повністю механізований. Економічна робота сучасних потужних котлоагрегатів та паротурбінних агрегатів ТЕС і АЕС можлива лише за участю безлічі допоміжних робочих машин (млинів, дробарок, кранів, транспортерів, насосів, вентиляторів та ін.), необхідних для приготування та транспортування палива, подачі повітря в камери горіння та видалення з них продуктів згоряння та золи, подачі води в котли, підтримання вакууму в конденсаторах турбін, водопостачання станції, перекачування гарячої води для теплопостачання, вентиляції приміщень та багато іншого[11].

Ще більш відповідальні функції допоміжних робочих машин на АЕС, наприклад, головних циркуляційних насосів або газодувок, які забезпечують циркуляцію теплоносія через активну зону реактора, насосів технічного водопостачання, а також системи технологічного контролю реактора, його управління та захисту[11].

Виробничий процес на гідростанціях значно простіший; число допоміжних робочих машин менше. Однак і тут необхідні насоси для технічного водопостачання, масляні насоси системи регулювання та змащування гідроагрегатів, компресори маслонапірних установок та інше[2].

Більшість робочих машин приводяться в рух електродвигунами трифазного змінного струму. Тільки приводу деяких відповідальних робочих машин невеликої потужності застосовують електродвигуни постійного струму. Для електропостачання цих двигунів передбачають перетворювачі змінного струму в постійний.

Для приводу живильних насосів котлів великої продуктивності, а також дуттєвих вентиляторів, що працюють при надмірному тиску, використовують парові турбіни[7].

Для електропостачання електродвигунів робочих машин електростанції, а також інших приймачів енергії передбачають ряд понижувальних трансформаторів, що приєднуються до генераторів та головних РП станції. Оскільки потужність електродвигунів лежить у межах від декількох кіловат до кількох тисяч кіловат, доцільно мати розподільні мережі та відповідні РП двох ступенів напруги: 6 кВ для електродвигунів потужністю 200 кВт і вище та 380/220 В для електродвигунів меншої потужності та освітлення[6].

Таким чином, основними джерелами електроенергії для потреб станцій є генератори і електрична система загалом. Разом з тим, як показує досвід експлуатації, необхідні також незалежні від енергосистеми джерела енергії обмеженої потужності[7]. Допоміжне обладнання, необхідне для економічної та надійної роботи станції: робочі машини з приводними електродвигунами (паровими турбінами), приймачі електроенергії всіх видів, електричні мережі, РП, понижуючі трансформатори, незалежні джерела електроенергії, а

також відповідна система управління складають систему власних потреб (ВП) електростанції.

Потужність та енергія, що споживається системою ВП, залежать від типу електростанції, виду палива, типу та потужності турбін, типу ядерного реактора та інших умов.

В даний час загальновизнано, що електропостачання системи ВП електростанцій різних типів (теплових, атомних та гідроелектростанцій) може бути забезпечене найбільш просто, економічно та надійно від генераторів станції та енергосистеми. Надійність електропостачання забезпечується при виконанні наступних умов[4]:

- 1) при застосуванні швидкодіючого релейного захисту, що дозволяє зменшити небезпеку зниження напруги в системі ВП при КЗ у зовнішній мережі та викликаного цим гальмування електродвигунів, отже, зменшення продуктивності робочих машин;
- 2) при автоматичному регулюванні збудження генераторів, що забезпечує швидке відновлення нормальної напруги генераторів після відключення КЗ;
- 3) при використанні для приводу робочих машин асинхронних електродвигунів з короткозамкненими роторами, що легко розвертаються після короткочасного зниження частоти обертання;
- 4) при раціональній побудові схеми електропостачання системи ВП, в основу якої покладено секціонування з приєднанням групи електроприймачів, що відносяться до кожного агрегату (блоку, котла), окремої секції РП з окремим робочим трансформатором. Завдяки цьому КЗ в мережі ВП викликають зниження напруги лише у відповідній групі електроприймачів.

Для особливо відповідальних споживачів ВП, що вимагають підвищеної надійності електропостачання, передбачають незалежні джерела енергії обмеженої потужності, що забезпечують живлення цієї групи

електроприймачів при зникненні напруги на станції. Такими незалежними джерелами енергії можуть бути: а) автономні агрегати з автоматичним пуском, що складаються з первинного двигуна у вигляді дизеля або газової турбіни і синхронного генератора; б) допоміжні генератори, встановлені на валу головних агрегатів; в) акумуляторні батареї зі статичними перетворювачами.

Автономні агрегати вимагають для запуску та набору навантаження кілька хвилин. Тому вони отримали застосування на ТЕС та АЕС для приймачів енергії, що допускають таку перерву в подачі енергії.

Акумулятори застосовують на всіх електростанціях. Для заряду батареї передбачають статичний (тиристорний) перетворювач, приєднаний до мережі 380 змінного струму. У нормальному режимі приймачі енергій постійного струму живляться від мережі змінного струму через перетворювач, який також заряджає батарею. При зникненні напруги в мережі змінного струму приймачі постійного струму забезпечуються енергією від акумулятора без перерви живлення, навіть короткочасного.

### **3.3.2. Робочі машини системи власних потреб електростанцій і їх характеристики.**

*Робочі машини з нелінійно зростаючою механічною характеристикою*

Найбільше застосування у системі ВП електростанцій мають лопатеві насоси та вентилятори. На ТЕС та АЕС лопатеві насоси використовують в якості живильних, конденсаторних, циркуляційних насосів та інших; на станціях всіх типів - в якості насосів технічного, протипожежного і господарського водопостачання[4]. Лопатеві вентилятори використовують на ТЕС в якості димососів, дуттєвих вентиляторів, вентилятори первинного повітря та інших.

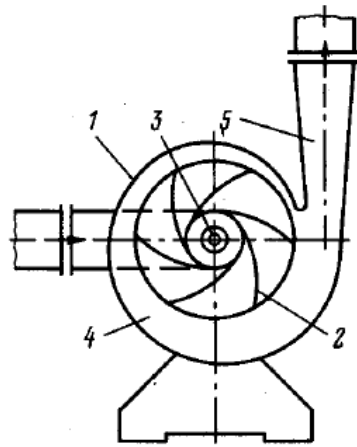


Рисунок 3.4 – Схема лопатевої турбіни центробіжного типу: 1 – корпус; 2 – лопать; 3 – вхідний отвір; 4 – спіральний відвід; 5 – напірний патрубок

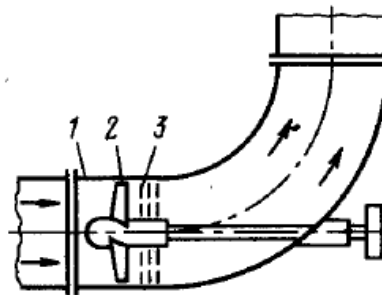


Рисунок 3.5 – Схема лопатевої турбіни осьового типу: 1 – корпус; 2 – лопать; 3 – лопатевий відвід (направляючий апарат)

Окрім лопатевих насосів, деяке застосування мають об'ємні насоси (насоси витіснення), зокрема ротаційні. Останні використовують, наприклад, у системах змазування та регулювання турбін. Однак їхня частка в системі ВП електростанцій незначна[11]. Тому нижче розглянуто основні характеристики лише лопатевих машин.

Лопатеві машини передають енергію від двигуна до рідини, що переміщується (газу) за допомогою робочого колеса з лопатями. Лопатеві машини діляться на відцентрові та осьові.

У відцентровій машині лопаті разом із бічними стінками робочого колеса утворюють канали, спрямовані від центру колеса до периферії (рис. 3.10). Тому при роботі машини рідина (газ), що надходить у насос

(вентилятор) в осьовому напрямку, приходить у обертальний рух і під дією відцентрових сил переміщається в основному в радіальному напрямку. Потім по спіральному відводу, виконаному у вигляді дифузорового каналу, рідина (газ) направляється в напірний патрубок.

У осьовій машині (рис. 3.5) лопаті мають обтікаючий профіль (як у крила літака) і закріплені на втулці під кутом до площини обертання колеса. Завдяки цьому по обидва боки кожної лопаті виникає різниця тисків і як наслідок – рух рідини (газу) в осьовому напрямку.

Осьові машини мають ряд переваг перед відцентровими: вони легко забезпечують велику продуктивність при помірних напорах, більш надійно працюють при запиленому газі і мають більш високий ККД в області розрахункової продуктивності. Тому в останні роки вони знаходять все більше застосування в системі ВП теплових електростанцій.

Експлуатаційні якості лопатевих насосів і вентиляторів повністю визначаються їх робочими характеристиками - залежностями напору  $H$ , являє собою питому енергію, яку передає машина рідини або газу, потужності на валу  $P$  і повного ККД  $\eta$  від подачі (продуктивності)  $Q$ . Ці характеристики залежать від типу машини[12].

Насоси відцентрового типу зазвичай мають опуклу характеристику  $H = f(Q)$  (її часто називають головною або  $H-Q$  -характеристикою) з висхідною та низхідною частинами [ділянки 1-2 та 2-3 кривої  $H = f(Q)$ , наведеної на рис. 3.6]. Робота насоса на висхідній частині характеристики небажана, тому що вона супроводжується великими гідравлічними втратами, шумом і може бути нестійкою[9]. Тому при розробці конструкцій насосів прагнуть досягти, щоб ця частина характеристики була відносно невеликою. Низхідна частина  $H-Q$  –характеристики може бути як пологою (крутизна не перевищує 10-12%), так і крутою (крутизна доходить до 25-30%). Вибір насоса з тією чи іншою крутизною характеристики визначається тим, який параметр - напір

чи подача - повинен мало змінюватися при зміні режиму роботи насоса. Залежність ККД насосів відцентрового типу від їх подачі також є опуклою кривою (лінія  $\eta$  на рис. 3.6), яка при певній подачі  $Q_{\text{опт}}$  має максимум  $\eta_{\text{max}}$ . Тому подача  $Q_{\text{опт}}$  і відповідний їй напір  $H_{\text{опт}}$  є оптимальними, а точка 4 - головної характеристики - точкою оптимального режиму. В умовах експлуатації насоси часто працюють з подачею і напором, відмінними від оптимальних, і, отже, зі зниженим ККД. Однак зниження ККД більш ніж на 7% небажано. Цим і визначається робоча ділянка Н - Q-характеристики (на рис. 3.6 він обмежений точками 5 і 6 яким відповідає мінімально допустимий ККД  $\eta_{\text{доп}}$ )[9].

Залежність потужності на валу насосів відцентрового типу від їх подачі зазвичай є злегка вигнутою висхідною лінією (крива  $P$  на рис. 3.6). Точка перетину цієї лінії з віссю ординат визначає потужність холостого ходу  $P_x$ , яка витрачається на покриття втрат, які обумовлені циркуляційними потоками в насосі, тертям дисків об рідину, а також тертям у сальниках та підшипниках. Потужність холостого ходу зазвичай не перевищує 30-40% номінальної потужності на валу насоса, тому пуск в хід відцентрових насосів проводять при закритих напірних засувках.

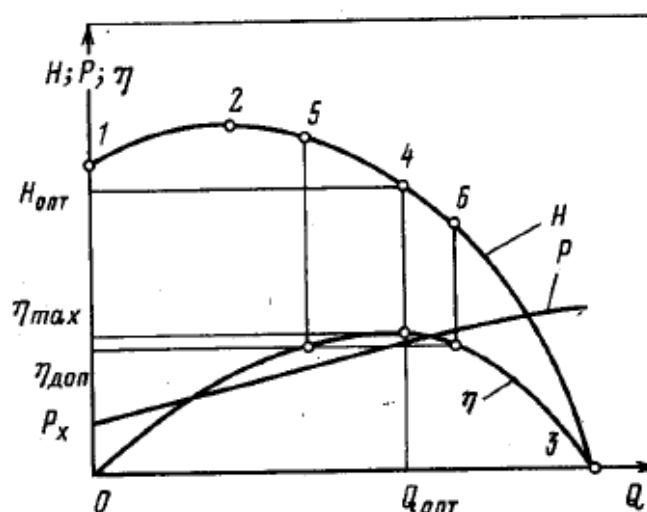


Рисунок 3.6 - Робочі характеристики насоса відцентрового типу

**Вентилятори відцентрового типу** працюють із порівняно невеликими напорами (до 15000 Па) і майже не стискають газ, тому їхній робочий процес мало відрізняється від робочого процесу відцентрових насосів[6]. Проте властиві вентиляторам конструктивні особливості відбиваються на їхніх характеристиках. Останні можуть мати лише низхідну частину або при малих подачах сідлоподібну форму.

**Насоси та вентилятори осьового типу** передають енергію потоку рідини або газу завдяки підйомній силі лопатей. Тому їх робочі характеристики за формою істотно відрізняються від характеристик машин відцентрового типу. Зокрема,  $H-Q$  -характеристики часто мають сідлоподібну форму (рис. 3.7)[12]. Наявність в середній частині характеристики висхідної ділянки (ділянка 1 - 2 на рис. 3.7) може стати причиною нестійкої роботи насоса (вентилятора), тому машини осьового типу зазвичай працюють на низхідній частині характеристики, яка розташована правіше точки 2, тобто з великими подачами. Мінімальну подачу насоса (вентилятора) вибирають таким чином, щоб напір машини, який при цьому розвивається становив не більше 90% напору, що відповідає вершині горба головної робочої характеристики.

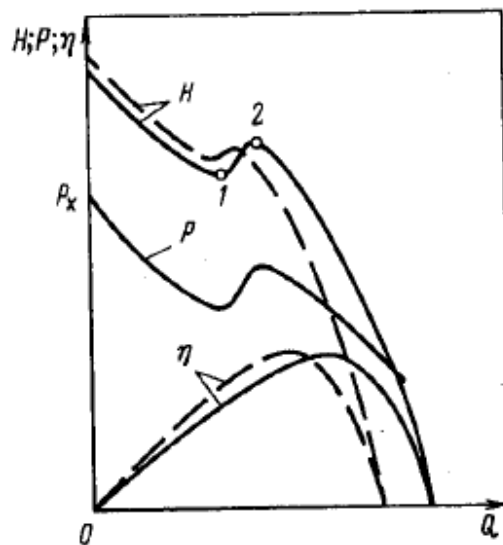


Рисунок 3.7 - Робочі характеристики машини осьового типу

Діапазон зміни продуктивності, в якому відхилення ККД від максимального не виходять за допустимі межі, при постійній частоті обертання залежить від кута повороту лопатей. Машини з жорстким закріпленням лопатей мають порівняно невелику робочу ділянку  $H-Q$ -характеристики. Насоси (вентилятори), забезпечені пристроєм для повороту лопатей при зупиненій машині, дозволяють шляхом зміни кута повороту лопатей змінювати межі регулювання подачі, однак за будь-якого обраного значення кута ці межі залишаються порівняно невеликими. Більш економічна, широка і плавна зміна подачі забезпечують машини, обладнані пристроєм для повороту лопатей на ходу. Пояснюється це тим, що при незмінному куту повороту лопатей характеристика ККД машини осьового типу має різко виражений максимум (крива  $\eta$  на рис. 3.7) і суттєва зміна продуктивності машини супроводжується швидким зменшенням її ККД; при зміні кута повороту лопатей відбувається зміна як головної робочої характеристики, так і характеристики ККД (див. пунктирні криві на рис. 3.7), причому максимум останньої, залишаючись практично незмінним, зміщується в ту ж сторону, що і робоча частина  $H-Q$ -характеристики.

Особливістю характеристики потужності на валу машин осьового типу є значне перевищення потужності холостого ходу над номінальною потужністю (крива на рис. 3.7). Тому, на відміну від відцентрових машин, пуск осьових машин при закритій засувці на напірному трубопроводі неприпустимий.

### **3.3.3. Характеристики робочих машин при зміні частоти обертання.**

Зміна частоти обертання лопатевих насосів та вентиляторів призводить до зміни їх головних робочих характеристик. Характеристику при будь-якій частоті обертання можна отримати шляхом перерахунку  $H-Q$ -характеристики, знятої при частоті обертання  $n_1$ , на частоту обертання  $n_i$ , за допомогою так званих формул пропорційності[12]. При неврахуванні зміни

об'ємного та гідравлічного ККД лопатевих машин зі зміною частоти обертання ці формули мають такий простий вигляд:

$$\frac{Q_i}{Q_1} = \frac{n_i}{n_1} \quad (3.17)$$

i

$$\frac{H_i}{H_1} = \left(\frac{n_i}{n_1}\right)^2 \quad (3.18)$$

З цих формул виходить

$$Q_i = Q_1 \frac{n_i}{n_1} \quad (3.19)$$

i

$$H_i = H_1 \left(\frac{n_i}{n_1}\right)^2 = H_1 \left(\frac{Q_i}{Q_1}\right)^2. \quad (3.20)$$

Таким чином, при зміні частоти обертання лопатевих насосів (вентиляторів) переміщення будь-якої точки Н-Q-характеристики відбувається по параболі, вершина якої знаходиться на початку координат (див. пунктирні лінії на рис. 3.8). Зазвичай такі параболи називають лініями пропорційності.

Продуктивність насоса (вентилятора) при заданій частоті обертання визначається як його головною характеристикою, а й властивостями трубопровідної системи (мережі), на яку він працює[9]. У загальному випадку насос (вентилятор) повинен створити напір, достатній для підвищення тиску від  $p_1$  у резервуарі на стороні всмоктування до  $p_2$  у резервуарі на стороні нагнітання, підйому рідини (газу) на висоту  $H_r$ , рівну різниці геодезичних висот між рівнями рідини або точками вимірювання тиску в резервуарах, збільшення швидкості руху рідини (газу) відповідно від  $v_1$  до  $v_2$  (швидкості  $v_1$ , і  $v_2$ , вимірюються в тих же точках, що і тиск) і

покриття втрат напору  $\Delta H$  в підвідному та напірному трубопроводах, обумовлених гідравлічним опором.

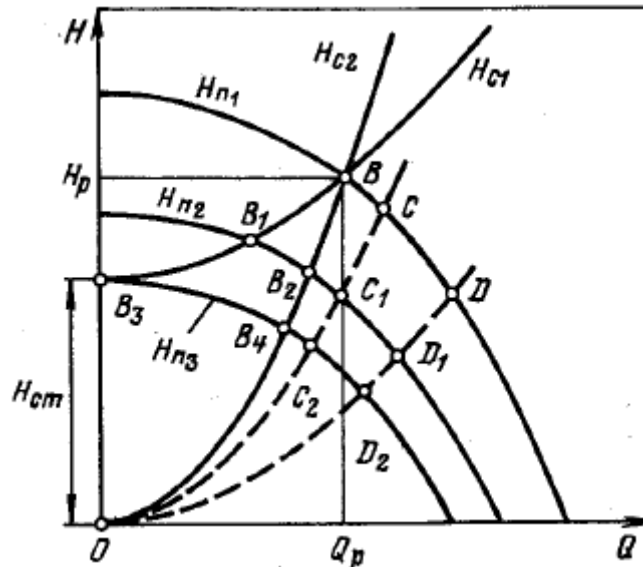


Рисунок 3.8 - Зміна головної робочої характеристики насосу (вентилятора) і положення робочих точок при зміні частоти обертання

Якщо тиски  $p_1$  та  $p_2$  виражені в паскалях, то необхідний напір  $H_c$ , м, який визначається трубопровідною системою, рівний [9]

$$H_c = H_\Gamma + \frac{p_2 - p_1}{g\rho} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} + \Delta H, \quad (3.21)$$

де  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$  – прискорення вільного падіння;  $\rho$  – густина рідини (газу),  $\text{кг/м}^3$ .

Рівняння (3.21) називається *характеристикою трубопроводу* (мережі), Перший і другий доданки цього виразу не залежать від швидкості руху рідини (газу), тому визначений ними напір  $H_\Gamma + (p_2 - p_1)/g\rho = H_{ст}$  називається *статичним*. Третій і четвертий доданки залежать від швидкості руху рідини (газу), тому відповідний напір  $(v_2^2 - v_1^2)/2g + \Delta H = H_{дин}$  називається *динамічним*. Таким чином, характеристику трубопровідної мережі можна представити так:

$$H_c = H_{ст} + H_{дин}. \quad (3.21a)$$

В осях Н-Q характеристика трубопровідної мережі є кривою, що відсікає на осі ординат відрізок  $H_{ст}$  (див. криву  $H_{c1}$  на рис. 3.8).

При турбулентному русі рідини (газу) сумарні втрати напору в підвідному і напірному трубопроводах з достатньою точністю можна вважати пропорційними квадрату швидкості руху рідини (газу) і, отже, квадрату подачі[11]:

$$\Delta H = K Q^2, \quad (3.22)$$

де  $K$  - коефіцієнт пропорційності або характеристичний коефіцієнт трубопроводу (мережі).

Швидкості руху рідини (газу) в резервуарах на сторонах всмоктування та нагнітання у більшості випадків малі, тому з урахуванням (3.22) вираз (3.21a) можна представити у наступному вигляді[10]:

$$H_c = H_{ст} + K Q^2. \quad (3.23)$$

Вплив окремих членів виразу (3.23) відрізняється залежно від призначення насоса та вентилятора. У живильних насосів (див. нижче) основним є перший член, оскільки таким насосам доводиться долати велике протитиск пари в котлі.

Якщо і на стороні всмоктування, і на стороні нагнітання резервуари з рідиною знаходяться під атмосферним тиском (це має місце, наприклад, в системах водопостачання), то другий член виразу (3.21), який визначається різницею тисків повітря в кінці і на початку трубопровідної системи, дуже малий і ним можна знехтувати. Для вентиляторів, що подають повітря при атмосферному тиску, статичний напір дорівнює нулю, оскільки внаслідок зміни барометричного тиску складові статичного напору завжди чисельно рівні та протилежні за знаком[8]. Тому характеристика мережі в цьому

випадку є параболою, що проходить через початок координат (крива  $H_{c2}$  на рис. 3.8).

При усталеному режимі роботи насоса (вентилятора) потужність, що передається потоку рідини (газу) машиною, дорівнює потужності, що витрачається в трубопровідній мережі. Очевидно, рівність цих потужностей дотримується тільки в точці перетину Н-Q-характеристики насоса (вентилятора), що відповідає заданій частоті обертання (крива  $H_{n1}$  на рис. 3.8), з характеристиками мережі (криві  $H_{c1}$  та  $H_{c2}$ ). Таким чином, точка  $B$ , в якій перетинаються зазначені характеристики, повністю визначає усталений режим роботи насосу (вентилятора) - його напір  $H_p$ , витрата  $Q_p$  потужність на валу  $P_p$  і ККД  $\eta_{fp}$ . Ця точка повинна лежати на робочій ділянці Н-Q-характеристики машини і називається робочою.

#### **3.3.4. Побудова механічних характеристик робочих машин.**

Зміна частоти обертання насоса (вентилятора) призводить до зміщення точки перетину його Н-Q -характеристики з характеристикою трубопровідної мережі та зміни напору, подачі, потужності на валу і ККД машини[11]. Це зміщення залежить не тільки від ступеня зміни частоти обертання та характеристики машини, але і від характеристики трубопровідної мережі, зокрема від статичного напору: що більше статичний натиск, то швидше знижується продуктивність машини при зменшенні її частоти обертання[8]. Це впливає, наприклад, з порівняння абсцис точок  $B_1$  і  $B_2$ , в яких головна робоча характеристика машини, побудована для частоти обертання  $n_2 < n_1$  (крива  $H_{n2}$ ), перетинається з характеристиками трубопровідної мережі відповідно при  $H_{ст} \neq 0$  (крива  $H_{c1}$ ) і  $H_{ст} = 0$  (крива  $H_{c2}$ ). При значних статичних напорах, характерних, зокрема, живильних насосів, навіть порівняно невелике зменшення частоти обертання машини призводить до різкого зниження її продуктивності або навіть повного припинення подачі рідини. Останнє має місце, якщо внаслідок зниження частоти обертання

машини її Н-Q-характеристика не перетинається з характеристикою мережі (див. криві  $H_{n3}$  та  $H_{c1}$  на рис. 3.8), тобто, якщо напір, що розвивається машиною, виявляється рівним статичному або меншим за нього.

Співвідношення моментів на валу насоса або вентилятора при частотах обертання  $n_i$  і  $n_1$  визначається наступним виразом[ 1]:

$$\frac{M_i}{M_1} = \frac{M_i/\omega_i}{M_1/\omega_1} = \frac{Q_i H_i \eta_1 n_1}{Q_1 H_1 \eta_i n_i}, \quad (3.24)$$

або, якщо прийняти до уваги (3.23)

$$\frac{M_i}{M_1} = \frac{Q_i (H_{ст} + K Q_i^2) \eta_1 n_1}{Q_1 (H_{ст} + K Q_1^2) \eta_i n_i}. \quad (3.24a)$$

У окремому випадку, коли статичний напір дорівнює нулю, подача та частота обертання лопатевої машини пов'язані співвідношенням (3.17), тому вираз для механічної характеристики набуває вигляду:

$$\frac{M_i}{M_1} = \frac{\eta_1}{\eta_i} \left( \frac{n_i}{n_1} \right)^2. \quad (3.25)$$

Таким чином, лише за відсутності статичного напору і невеликих змін частоти обертання лопатевої машини, коли зміна її ККД незначна, механічну характеристику в першому наближенні можна вважати параболічною. За наявності статичного напору момент на валу машини є складною функцією цього напору і частоти обертання, так як подача не пропорційна частоті обертання і залежить від статичного напору.

Щоб отримати механічну характеристику лопатевої машини, яка працює при статичному напорі, необхідно[11]:

1) на головній характеристиці машини, що відповідає номінальній частоті обертання, вибрати ряд точок та, використовуючи формули (3.19) та (3.20), знайти координати відповідних точок при інших частотах обертання;

2) за цими точками побудувати Н-Q-характеристики при різних частотах обертання;

3) побудувати характеристику трубопровідної мережі, попередньо вибравши характеристичний коефіцієнт К в (3.23) таким, щоб характеристика мережі проходила через точку оптимального режиму головної характеристики машини, побудованої за номінальної частоти обертання;

4) знайти точку перетину характеристики трубопровідної мережі з Н-Q-характеристиками машини при різних частотах обертання та визначити відповідні значення подачі та напору машини;

5) для вибраних частот обертання та знайдених у п. 4 значеннях подачі знайти ККД машини; 6) за знайденими у пунктах 4 і 5 значеннях подачі, напору і ККД машини визначити, використовуючи формулу (3.24а), моменти на її валу, що відповідають різним частотам обертання.

Отримані таким чином механічні характеристики для насосу відцентрового типу при  $H_{ст}/H_{ном} = 0.5$  і  $H_{ст}/H_{ном} = 0.9$  приведені на рис. 3.9. Там же наведена механічна характеристика при  $H_{ст}/H_{ном} = 0$ , отримана за допомогою виразу (3.25) у припущенні, що за будь-якої зміни частоти обертання машини її ККД не змінюється. Криві показують, що зі збільшенням статичного напору суттєво зростає крутість механічної характеристики і зменшується довжина ділянки, що відповідає продуктивній роботі машини (обрив кривих означає припинення подачі рідини або газу), тому значно зменшується допустиме зниження частоти обертання.

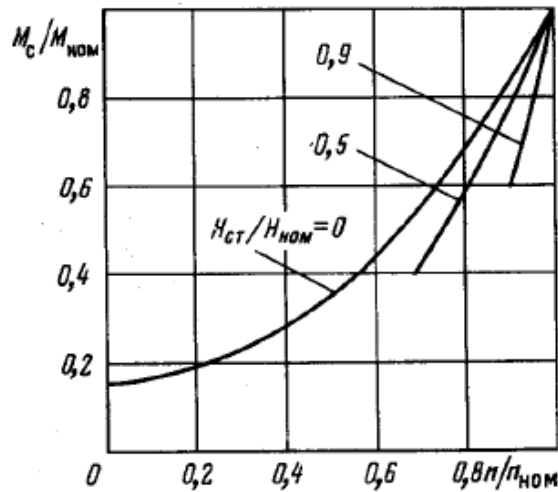


Рисунок 3.9 - Механічні характеристики насоса відцентрового типу при різних значеннях статичного напору

На теплових електростанціях із великим статичним напором працюють живильні насоси. Тому при зниженні частоти обертання вони різко зменшують подачу живильної води в котли[8].

*Робочі машини з незалежною від частоти обертання механічною характеристикою*

У системі ВП теплових електричних станцій, що працюють на пилувугільному паливі, є значна група робочих машин, призначених для приготування та транспортування палива. Ці машини істотно відрізняються одна від одної конструктивно, працюють з різними частотами обертання і т. д. Однак більшість таких машин (дробарки, млина, живильники, крани, конвеєри, транспортери, шнеки та ін.) мають практично не залежну від частоти обертання механічну характеристику. Цю обставину враховують під час виборів приводних електродвигунів.

### **3.3.5. Регулювання продуктивності робочих машин системи власних потреб.**

Продуктивність значної частини робочих машин системи ВП електростанцій залишається постійною[12]. Це пов'язано зі зміною навантаження електростанцій та відповідною зміною продуктивності котлів

ТЕС і АЕС потужності, що розвивається турбінами. У ряді випадків необхідність регулювання продуктивності робочих машин системи СН пов'язана також із зміною зовнішніх умов. Так, наприклад, продуктивність циркуляційних насосів залежить не тільки від навантаження турбін, але і від температури охолоджувальної води; продуктивність сушильних вентиляторів і вентиляторів млинів визначається як навантаженням котлів, так і сортом і вологістю палива і т. д..

Зміна продуктивності лопатевих машин, тобто зміна положення точки перетину  $H-Q$ -характеристики насоса (вентилятора) з характеристикою трубопровідної системи, може бути здійснено або зміною їх головної характеристики, або зміною характеристики трубопровідної системи. Тому можливі різні способи регулювання продуктивності лопатевих насосів і вентиляторів. Так, для машин відцентрового типу застосовують[9]:

- 1) дросельне регулювання, тобто регулювання засувкою при незмінній частоті обертання приводного двигуна та робочої машини;
- 2) регулювання зміною частоти обертання насоса (вентилятора);
- 3) регулювання за допомогою лопатевого відводу (направляючого апарату) - тільки для вентиляторів;
- 4) комбіноване регулювання, тобто регулювання зміною частоти обертання в сукупності з дроселюванням або регулюванням за допомогою направляючого апарату.

Регулювання продуктивності машин осьового типу зазвичай здійснюють:

- 1) зміною частоти обертання;
- 2) поворотом лопатей робочого колеса;
- 3) за допомогою лопаткового відводу (направляючого апарату) - тільки для вентиляторів.

Вибір способу регулювання продуктивності визначається вимогами щодо плавності та меж регулювання, економічності, надійності роботи регулюючих пристроїв у різних умовах (як нормальних, так і аварійних), можливості застосування порівняно простих способів дистанційного керування. На вибір способу регулювання істотно впливають також тип електростанції, призначення і потужність робочих машин та ін. Наприклад, для робочих машин, встановлених на теплових електричних станціях, умова економічності регулювання є однією з визначальних, так як зменшення енергії, яка витрачається на привід робочих машин системи ВП теплових електростанцій, навіть на долі відсотка дає значний економічний ефект.

**Дросельне регулювання** насосів відцентрового типу здійснюють дроселем (засувкою), встановленим на напірному трубопроводі, а відцентрових вентиляторів - дроселем, установленим на підвідному трубопроводі[8]. При закритті дроселя характерний коефіцієнт мережі  $K$ , що входить в рівняння (3.23), збільшується, характеристика мережі стає більш крутою (див. криву  $H_{c2}$  на рис. 3.10) і робоча точка машини, яка визначається перетином характеристики мережі з головною робочою характеристикою насоса (вентилятора), переміщується по останній у бік зменшення витрати (точка  $B_1$ ) на характеристиці трубопровідної мережі  $H_{c1}$ .

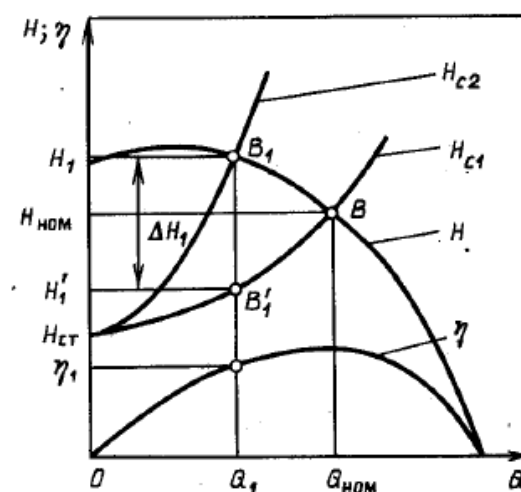


Рисунок 3.10 - Зміна напору і подачі машини відцентрового типу при дросельному регулюванні її продуктивності

Таким чином, різниця напорів,  $H_1 - H'_1 = \Delta H_1$  є втратою напору (енергії) в дроселі. Очевидно, втрата потужності на дроселювання в долях потужності на валу машини, що працює в номінальному (оптимальному) режимі, становить

$$\frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}} = \frac{Q_i \Delta H_1}{Q_{\text{ном}} H_{\text{ном}}} \frac{\eta_{\text{max}}}{\eta_1}. \quad (3.26)$$

Зі збільшенням глибини такого регулювання зростає втрата напору у дроселі і, отже, зростають непродуктивні втрати потужності. Ці втрати особливо великі за відсутності протитиску. Відповідно, дросельне регулювання продуктивності машин відцентрового типу дуже не економічне. Однак завдяки своїй простоті та відсутності будь-яких додаткових пристроїв (засувка необхідна не тільки для регулювання продуктивності, але й для відділення машини від трубопровідної мережі в періоди зупинок цієї машини) таке регулювання отримало широке застосування, особливо для машин невеликої продуктивності, які приводяться в рух асинхронними електродвигунами з короткозамкненим ротором.

Для машин осьового типу дросельне регулювання не застосовують, оскільки зменшення їхньої продуктивності шляхом використання цього способу регулювання зазвичай супроводжується істотним збільшенням потужності на валу (див. характеристику потужності на рис. 3.7) і, відповідно, потужності, що споживаються приводним електродвигуном.

**Зміна частоти обертання** лопатевої машини супроводжується відповідною зміною її головної робочої характеристики і переміщенням робочої точки по незмінній характеристиці мережі (тобто по кривих  $H_{c1}$  або  $H_{c2}$  на рис. 3.10)[12]. При цьому відсутні втрати напору у засувці. Таким чином, регулювання продуктивності лопатевих машин зміною їх частоти обертання з погляду втрат потужності більш економічне ніж дросельного, тому воно широко застосовується для насосів і вентиляторів як відцентрового, так і осьового типу.

Особливо великий ефект таке регулювання дає за відсутності протитиску. Якщо при дросельному регулюванні продуктивності машини відцентрового типу потужність на її валу змінюється відповідно до характеристики потужності, побудованої для номінальної частоти обертання, тобто практично за лінійним законом, то при регулюванні зміною частоти обертання ця потужність у першому наближенні (у припущенні, що ККД машини залишається незмінним при зміні її подачі та частоти обертання) пропорційна кубу продуктивності:

$$\frac{P_1}{P_{\text{ном}}} = \frac{Q_1 H_1}{Q_{\text{ном}} H_{\text{ном}}} \frac{\eta_{\text{max}}}{\eta'_1} \approx \left( \frac{Q_1}{Q_{\text{ном}}} \right)^3, \quad (3.27)$$

де  $\eta'_1$  - ККД насосу (вентилятора) при частоті обертання  $n_1$  і продуктивності  $Q_1$ .

Регулювання частоти обертання лопатевих машин може бути здійснено або за допомогою електродвигунів, здатних змінювати частоту обертання, або за допомогою варіаторів частоти обертання, що включаються між валом електродвигуна і валом приводної машини: гідromуфт, електромагнітних муфт ковзання і т. д.

**Комбіноване регулювання продуктивності машин відцентрового типу** широко використовується на теплових електростанціях. У цьому випадку у якості приводних двигунів використовують двошвидкісні асинхронні двигуни, що дозволяють виконувати ступінчасте регулювання частоти обертання і, отже, продуктивності машин, а плавне регулювання продуктивності в відносно невеликих межах виконують засувкою або направляючим апаратом[7].

**Регулювання продуктивності машин осьового типу поворотом лопат робочого колеса** дозволяє, як було показано вище, істотно змінювати подачу насосів (вентиляторів), зберігаючи ККД машин близьким до максимального. Однак осьові машини, що мають пристрій для повороту

лопатеї на ходу, конструктивно досить складні і порівняно дорогі. Тому їх застосування виправдане лише при великих потужностей машин.

**Лопатеві відводи (напрямні апарати)**, що встановлюються на вході в робоче колесо лопатевих машин, широко використовують для регулювання продуктивності вентиляторів (відцентрового, так і осьового типу). Регулювання за допомогою лопатевих відводів навіть для вентиляторів відцентрового типу більш економічне дросельного. Це пояснюється залежністю питомої енергії, що передається потоку газу в лопатевому вентиляторі, від кута входу потоку на лопаті. Лопатковий відвід закручує потік, що надходить на робоче колесо, і змінює Н-Q-характеристику вентилятора (рис. 3.11, де Н - Q-характеристики вентилятора відцентрового типу при різних положеннях лопаток направляючого апарату позначені  $H_I$ ,  $H_{II}$  і  $H_{III}$ )[9]. При даній характеристиці трубопровідної мережі зміна головної характеристики вентилятора призводить до зміщення робочих точок (точки  $B_1$ ,  $B_2$ , і  $B_3$  на рис. 3.11) і відповідної зміни продуктивності вентилятора. Різним положенням лопаток направляючого апарату відповідають і різні характеристики потужності на валу (криві  $P_I$ ,  $P_{II}$  і  $P_{III}$ ), тому при зниженні продуктивності лопатевої машини від  $Q_1$  до  $Q_3$  за допомогою направляючого апарату потужність на валу зменшується не відповідно до вихідної характеристики потужності  $P_I$ , як при дросельному регулюванні, а по кривій, яка з'єднує точки  $A_1$ ,  $A_2$ , і  $A_3$  різних характеристик потужності (на рис. 3.18 ця крива не показана), тобто істотно швидше.

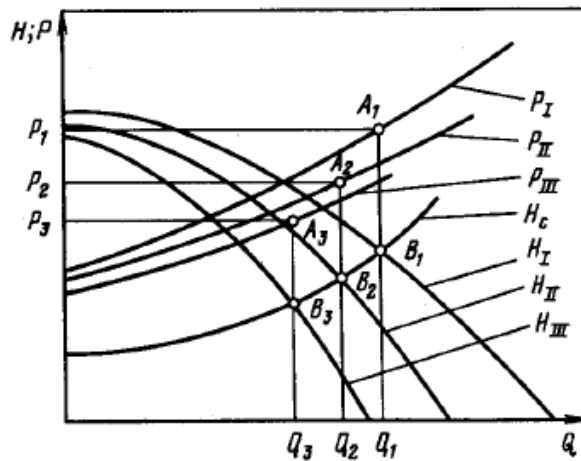


Рис. 3.11 - Зміна напору і потужності на валу вентилятора відцентрового типу при регулюванні продуктивності за допомогою направляючого апарату

Регулювання продуктивності насосів відцентрового типу за допомогою направляючого апарату суттєвого виграшу у втратах потужності порівняно з дросельним регулюванням не дає, оскільки поворот лопаток направляючого апарату таких насосів (лопатки, як і дроселі, можуть бути встановлені тільки на виході з насоса, щоб уникнути виникнення явища кавітації) здебільшого не змінює характеристику потужності насосів. Тому таке регулювання продуктивності насосів не отримало поширення.

## **Висновки до розділу**

У третьому розділі магістерської дисертації було розглянуто механічні характеристики і параметри асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором. Було розглянуто і проаналізовано ряд співвідношень, які використовуються під час дослідження механічних характеристик. Також було досліджено вплив зміни режимних параметрів таких як частота і напруга мережі на механічні характеристики асинхронних двигунів.

У наступній частині даного розділу було розглянуто характеристики робочих машин і механізмів, що використовуються в системі ВП АЕС. Конкретно було розглянуто джерела електропостачання, робочі машини системи ВП та їх характеристики, а також різне обладнання, яке використовується на ТЕС і АЕС, способи регулювання робочих машин. Також більш детально було розглянуто основне обладнання ТЕС і АЕС.

У даному розділі також наведено співвідношення, що використовуються для оцінки впливу режимних параметрів на режим роботи різного насосного обладнання АЕС. За допомогою цих виразів можна дослідити вплив зміни частоти і напруги на Н-Q-характеристику насосів.

## Розділ 4. Модельно-експериментальні розрахунки характеристик електродвигунів та робочих машин ВП АЕС при зміні напруги і частоти мережі.

### 4.1. Електромагнітні характеристики асинхронних двигунів ВП АЕС.

Для дослідження впливу зміни режимних параметрів, таких як напруга і частота мережі на роботу асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором були розраховані електромагнітні характеристики електродвигунів головного циркуляційного насоса (ГЦН), циркуляційного насоса турбіни (ЦН), конденсатного насоса першого підйому (КН1) і конденсатного насоса другого підйому (КН2), які підключені до однієї із секцій. Паспортні характеристики даних електродвигунів наведено у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Паспортні дані електродвигунів власних потреб АЕС

| Умовне позначення | $P_n$ , кВт | $U_n$ , кВ | $\cos\varphi_n$ | ККД, % | $M_{max}/M_{ном}$ , в.о. | $M_p/M_{ном}$ , в.о. | $I_p/I_{ном}$ , в.о. | $K_{загр}$ , в.о. | $T_j$ |
|-------------------|-------------|------------|-----------------|--------|--------------------------|----------------------|----------------------|-------------------|-------|
| ГЦН               | 8000        | 6          | 0.96            | 96.0   | 3.4                      | 1.64                 | 8.1                  | 0.663             | 11.0  |
| ЦН                | 4000        | 6          | 0.7             | 95.0   | 2.0                      | 0.7                  | 3.8                  | 0.925             | 3.0   |
| КН2               | 1600        | 6          | 0.89            | 96.5   | 2.0                      | 0.9                  | 5.2                  | 0.743             | 1.4   |
| КН1               | 1000        | 6          | 0.88            | 94     | 2.1                      | 0.8                  | 5.5                  | 0.62              | 2.1   |

До основних електромагнітних параметрів асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором слід віднести: ковзання, струм статора і ротора, реактивна потужність. Розрахункові співвідношення цих параметрів наведено у формулах 4.1-4.6.

Ковзання:

$$\frac{s}{s_{ном}} = \frac{b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1}}{k_f \left[ \frac{b_{ном} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \sqrt{\left( \frac{b_{ном} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} \right)^2 - 1} \right]} \quad (4.1)$$

Струм ротора:

$$\frac{I_2'}{I_{2ном}} = \frac{M_{c*} \frac{b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1}}{\frac{b_{ном} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \sqrt{\left(\frac{b_{ном} k_u^2}{M_{c*} k_f^2}\right)^2 - 1}}}{\sqrt{\left(\frac{b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1}}{\frac{b_{ном} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \sqrt{\left(\frac{b_{ном} k_u^2}{M_{c*} k_f^2}\right)^2 - 1}}\right)^2 - 1}} \quad (4.2)$$

Струм статора:

$$\frac{I_1}{I_{1н}} = \sqrt{\left(I_{0*} \frac{I_{0н}}{I_{1н}} + I_{2*}' \frac{I_{2н}}{I_{1н}} \sin \varphi'\right)^2 + \left(I_{2*}' \frac{I_{2н}}{I_{1н}} \cos \varphi'\right)^2} \quad (4.3)$$

Реактивна

потужність

намагнічування:

$$\frac{Q_0}{Q_{0ном}} \approx \frac{k_u^2}{k_f^2} \quad (4.4)$$

Реактивна

потужність

розсіювання:

$$\frac{Q_p}{Q_{p.ном}} = M_{c*} k_f \frac{b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1}}{\frac{b_{ном} k_u^2}{M_{c*} k_f^2} + \sqrt{\left(\frac{b_{ном} k_u^2}{M_{c*} k_f^2}\right)^2 - 1}} \quad (4.5)$$

Повна реактивна

потужність:

$$\frac{Q}{Q_{ном}} = \frac{Q_{0ном}}{Q_{ном}} \frac{Q_0}{Q_{0ном}} + \frac{Q_{p.ном}}{Q_{ном}} \frac{Q_0}{Q_{p.ном}} = c \frac{Q_0}{Q_{0ном}} + (1-c) \frac{Q_p}{Q_{p.ном}} \quad (4.6)$$

$$c \approx 1 - \frac{1}{(b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1}) \operatorname{tg} \varphi_{ном}}$$

#### 4.1.1. Вплив зниження напруги на електромагнітні характеристики електродвигунів при заданій частоті.

На рисунках 4.1-4.12 показані електромагнітні характеристики двигунів системи ВП АЕС при зміні напруги мережі живлення при номінальній частоті і номінальному навантаженні.

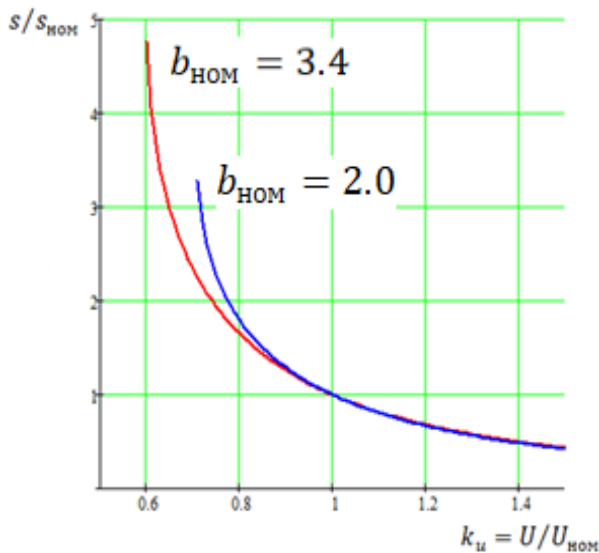


Рисунок 4.1 - Зміна ковзання  
двигуна ГЦН з кратністю  
максимального моменту  $b_{ном} = 3.4$  і  
ЦН  $b_{ном} = 2.0$  в залежності від  
напруги

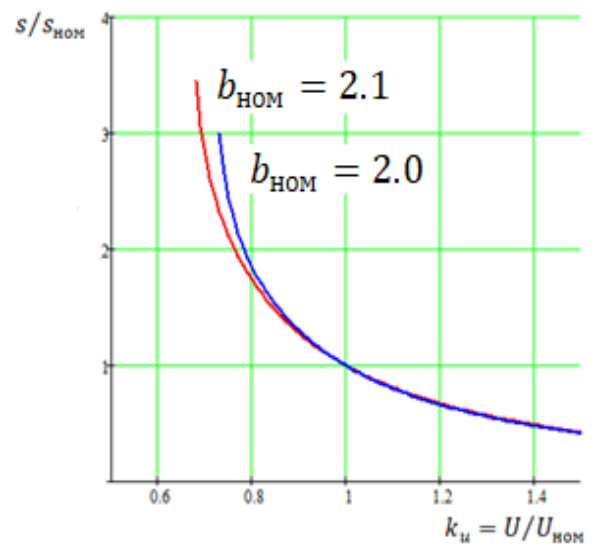


Рисунок 4.2 - Зміна ковзання  
двигуна КН2 з кратністю  
максимального моменту  $b_{ном} = 2.0$  і  
КН1  $b_{ном} = 2.1$  в залежності від  
напруги

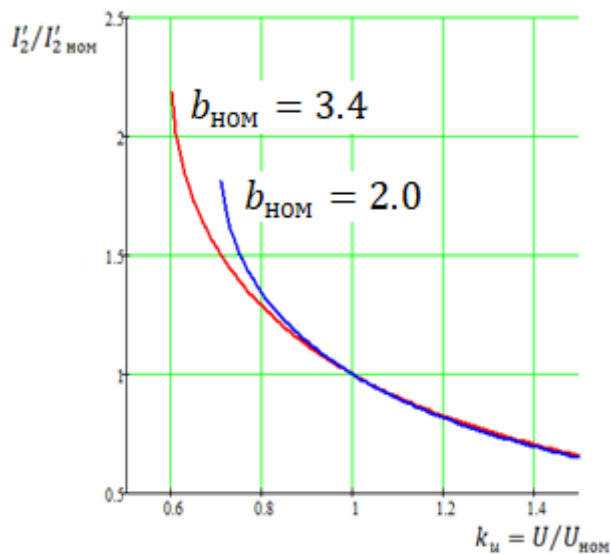


Рисунок 4.3 - Зміна струму ротора  
двигуна ГЦН з кратністю  
максимального моменту  $b_{ном} = 3.4$  і  
ЦН  $b_{ном} = 2.0$  в залежності від  
напруги

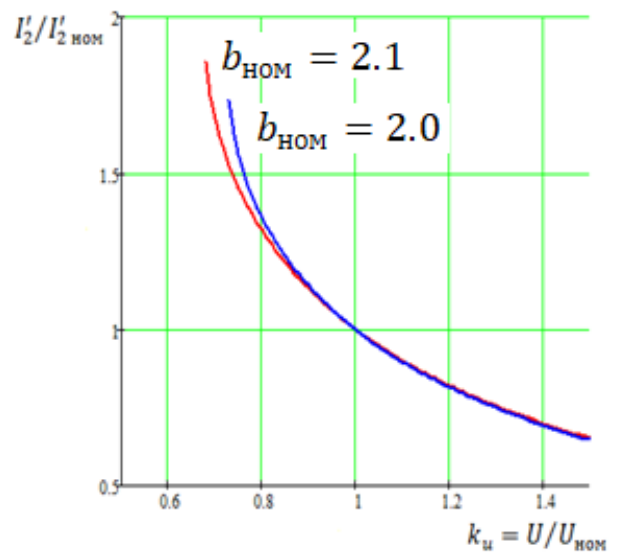


Рисунок 4.4 - Зміна струму ротора  
двигуна КН2 з кратністю  
максимального моменту  $b_{ном} = 2.0$  і  
КН1  $b_{ном} = 2.1$  в залежності від  
напруги

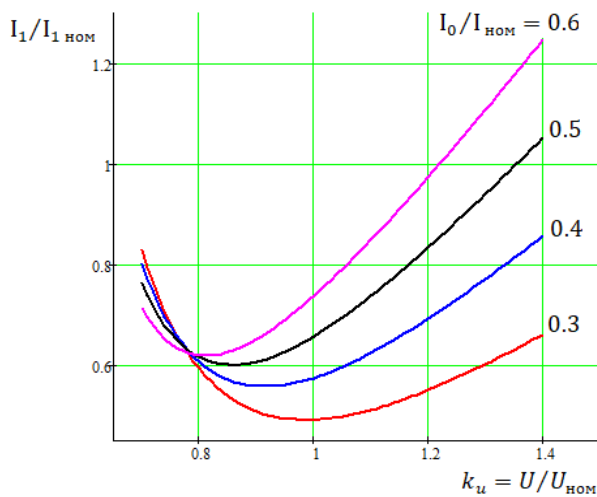


Рисунок 4.5 - Зміна струму статора двигуна ГЦН з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 3.4$  в залежності від напруги

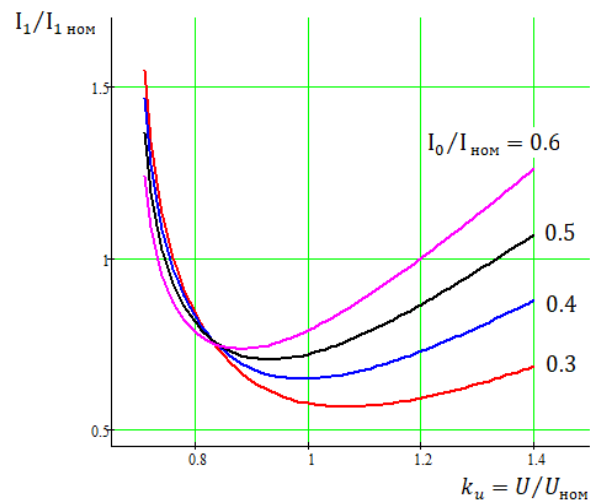


Рисунок 4.6 - Зміна струму статора двигуна ЦН з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.0$  в залежності від напруги

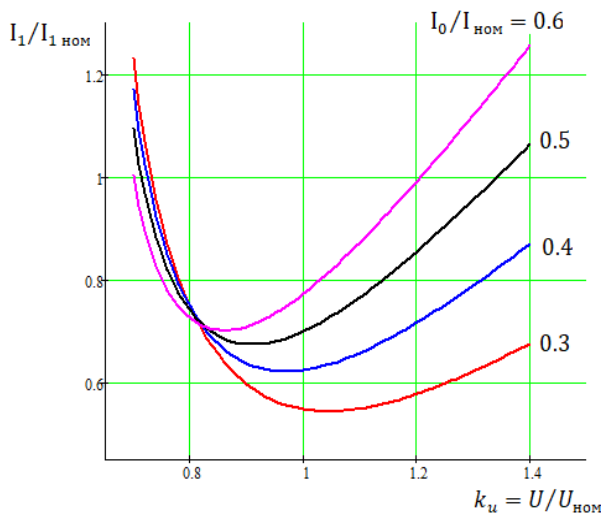


Рисунок 4.7 - Зміна струму статора двигуна КН1 з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.1$  в залежності від напруги

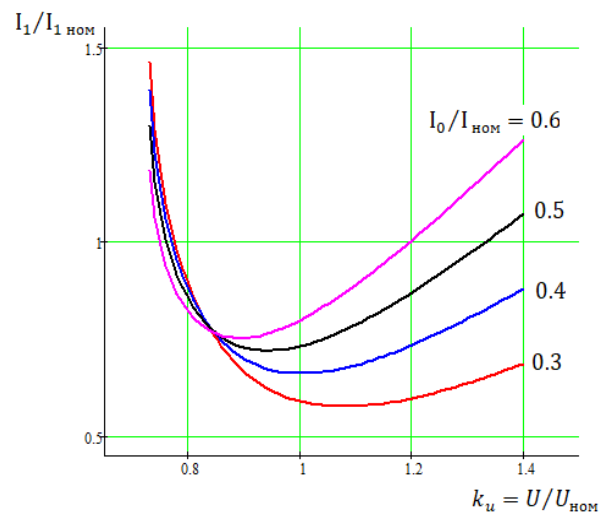


Рисунок 4.8 - Зміна струму статора двигуна КН2 з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.0$  в залежності від напруги

На рисунках 4.9-4.12 показані характеристики зміни відносних реактивних потужностей асинхронних двигунів насосного обладнання електростанції: 1 – реактивна потужність намагнічування, 2 – реактивна потужність розсіювання, 3 – повна реактивна потужність.

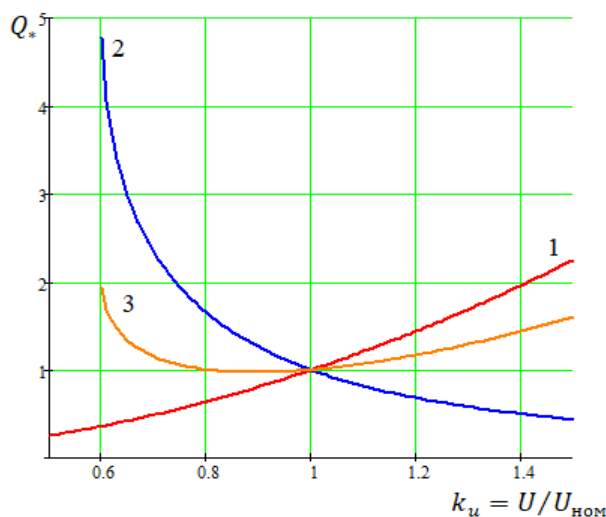


Рисунок 4.9 - Зміна відносних реактивних потужностей двигуна ГЦН з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 3.4$  при номінальній частоті в залежності від напруги

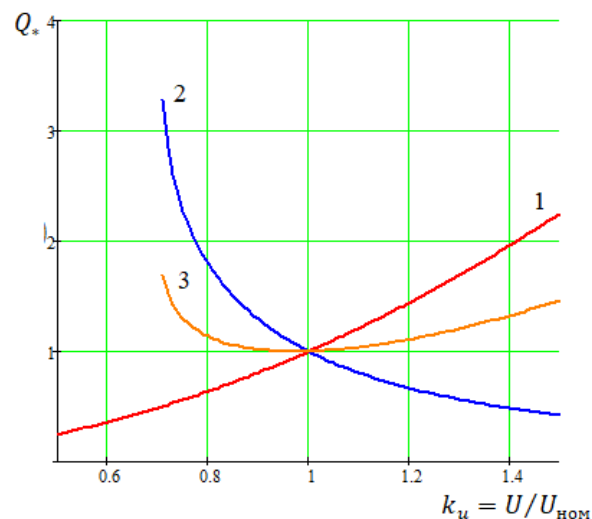


Рисунок 4.10 - Зміна відносних реактивних потужностей двигуна ЦН з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.0$  при номінальній частоті в залежності від напруги

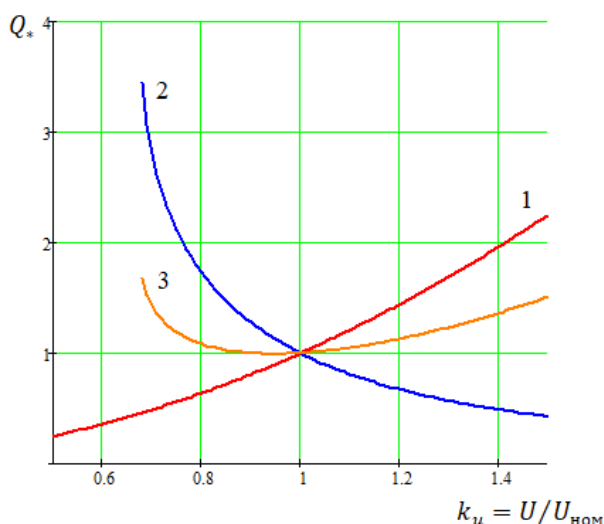


Рисунок 4.11 - Зміна відносних реактивних потужностей двигуна КН1 з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.1$  при номінальній частоті в залежності від напруги

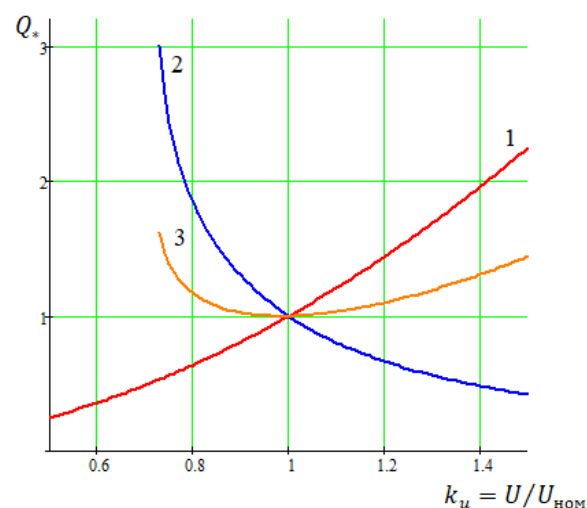


Рисунок 4.12 - Зміна відносних реактивних потужностей двигуна КН2 з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.0$  при номінальній частоті в залежності від напруги

#### 4.1.2. Вплив зміни частоти мережі при номінальній напрузі на електромагнітні характеристики двигунів системи ВП АЕС.

На рисунках 4.13-4.24 показані електромагнітні характеристики електродвигунів системи ВП АЕС при зміні частоти мережі живлення при номінальній напрузі і номінальному навантаженні.

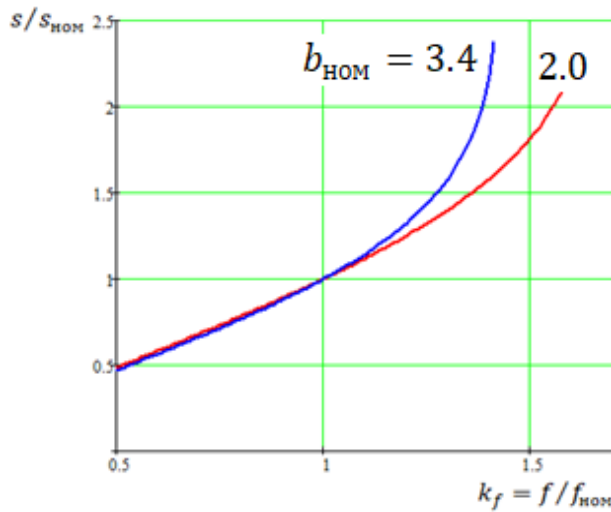


Рисунок 4.13 - Залежність ковзання від частоти двигуна ГЦН з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 3.4$  і ЦН  $b_{ном} = 2.0$  при роботі двигуна з номінальною напругою і моментом

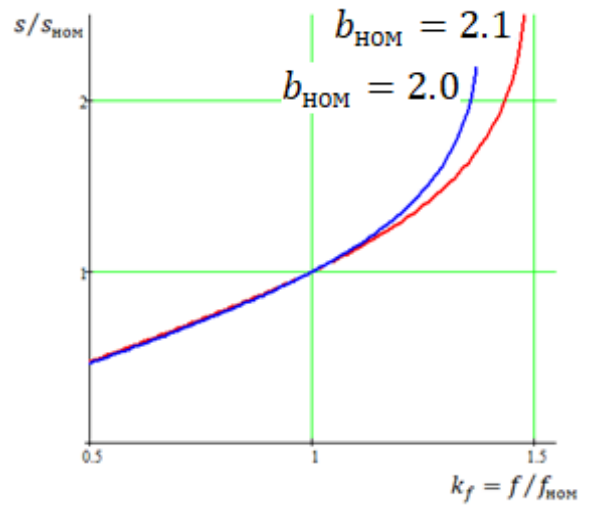


Рисунок 4.14 - Залежність ковзання від частоти двигуна КН2 з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.0$  і КН1  $b_{ном} = 2.1$  при роботі двигуна з номінальною напругою і моментом

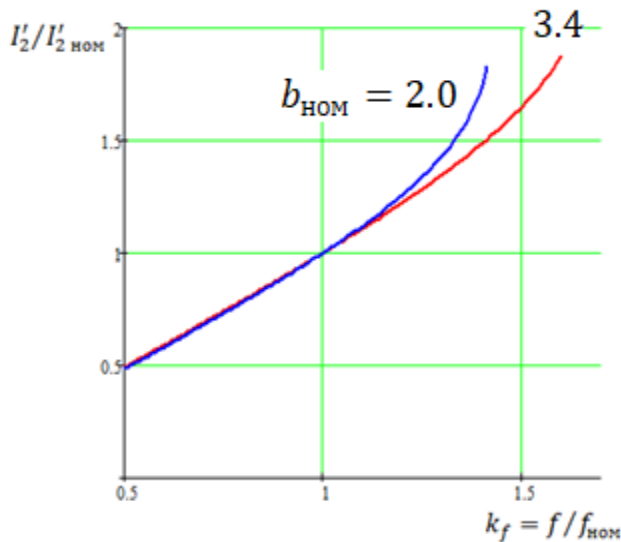


Рисунок 4.15 - Залежність кратності струму ротора двигуна ГЦН з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 3.4$  і ЦН  $b_{ном} = 2.0$  від частоти при роботі двигуна з номінальною напругою і моментом

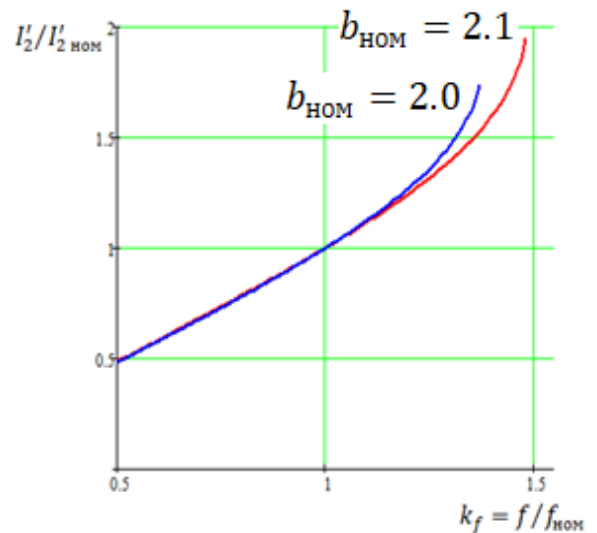


Рисунок 4.16 - Залежність кратності струму ротора двигуна КН2 з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.0$  і КН1  $b_{ном} = 2.1$  від частоти при роботі двигуна з номінальною напругою і моментом

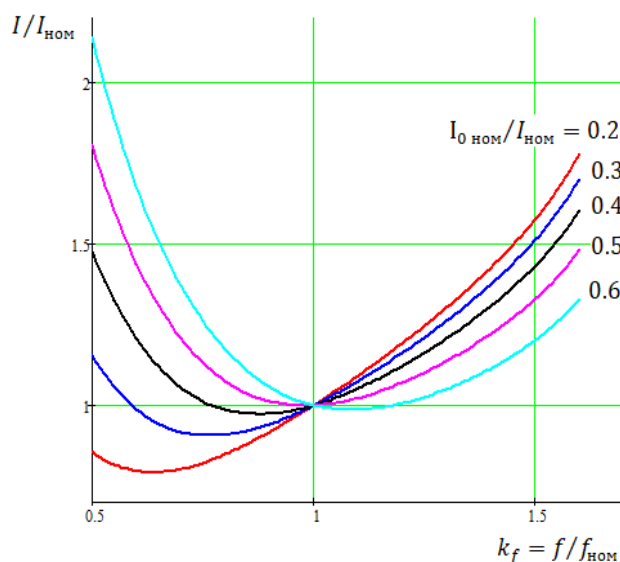


Рисунок 4.17 - Залежність струму статора двигуна ГЦН з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 3.4$  від частоти при роботі з номінальним моментом

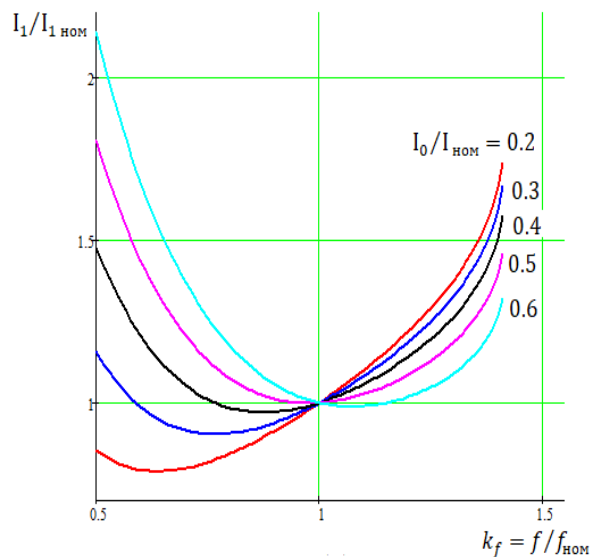


Рисунок 4.18 - Залежність струму статора двигуна ЦН з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.0$  від частоти при роботі з номінальним моментом

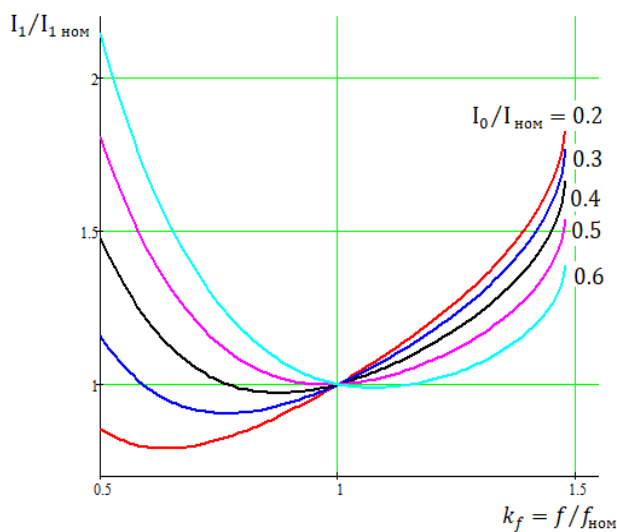


Рисунок 4.19 - Залежність струму статора двигуна КН1 з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.1$  від частоти при роботі з номінальним моментом

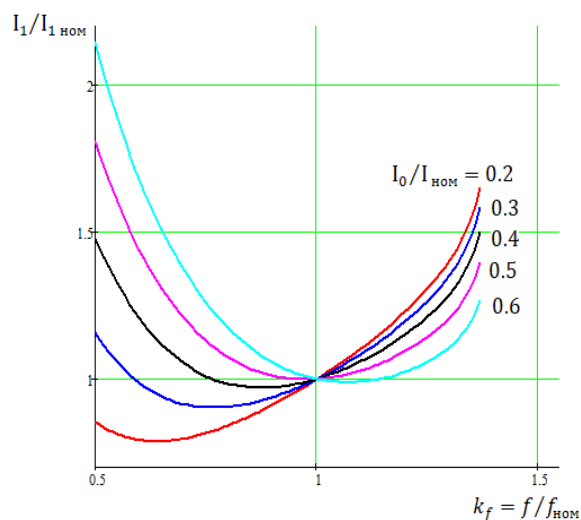


Рисунок 4.20 - Залежність струму статора двигуна КН2 з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.0$  від частоти при роботі з номінальним моментом

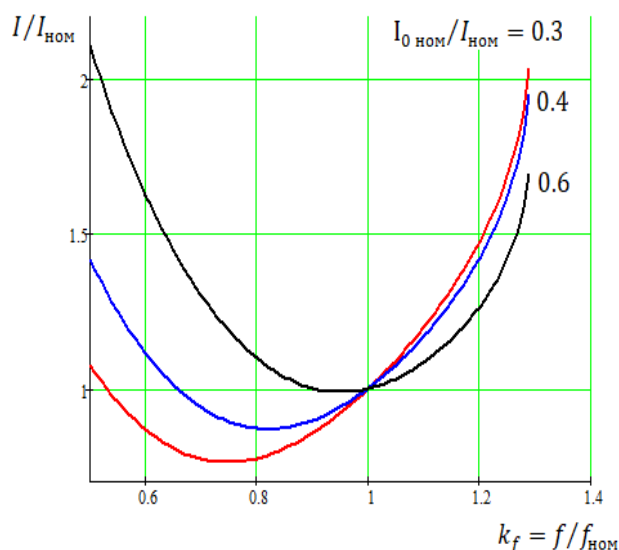


Рисунок 4.21 - Залежність струму статора двигуна ГЦН з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 3.4$  від частоти при роботі з номінальною напругою і моментом вентиляторного типу

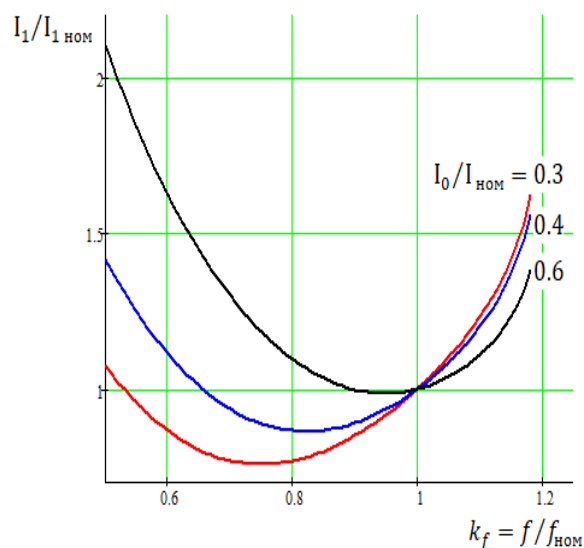


Рисунок 4.22 - Залежність струму статора двигуна ЦН з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.0$  від частоти при роботі з номінальною напругою і моментом вентиляторного типу

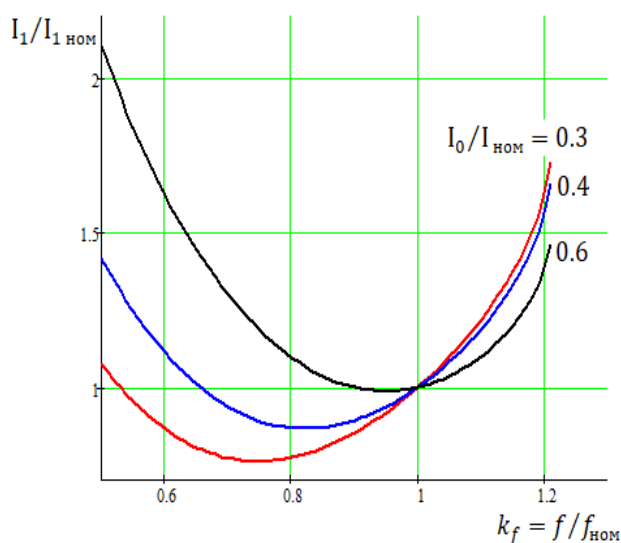


Рисунок 4.23 - Залежність струму статора двигуна КН1 з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.1$  від частоти при роботі з номінальною напругою і моментом вентиляторного типу

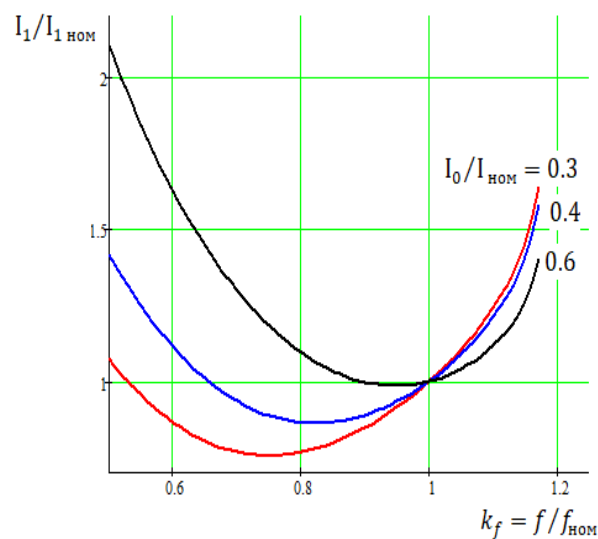


Рисунок 4.24 - Залежність струму статора двигуна КН2 з кратністю максимального моменту  $b_{ном} = 2.0$  від частоти при роботі з номінальною напругою і моментом вентиляторного типу

#### 4.2. Механічні характеристики асинхронних двигунів ВП АЕС.

Механічні характеристики було побудовано для асинхронних двигунів ГЦН і ЦН, їх паспортні дані наведено у таблиці 4.1. Розрахунок параметрів механічних характеристик було виконано для умов змінення напруги і частоти.

Для отримання відповідних розрахункових співвідношень розглянемо залежність моменту від ковзання, яку отримали раніше:

$$M_* = \frac{2b_{\max}(1+s_{кр})}{\frac{s}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{s} + 2s_{кр}}. \quad (4.6)$$

Виходячи з формули 4.6 вплив на момент при зміні режимних параметрів мають критичне ковзання і кратність максимального моменту, які визначаються за наступними формулами:

$$b_{\max} = b_{\max.\text{ном}} \frac{k_u^2}{k_f^2}; \quad (4.7)$$

$$s_{кр} = \frac{s_{кр.\text{ном}}}{k_f}; \quad (4.8)$$

$$s_{кр.\text{ном}} = s_{\text{ном}} (b_{\max.\text{ном}} + \sqrt{b_{\max.\text{ном}} - 1}). \quad (4.9)$$

У першому випадку розглянуто вплив зниження напруги на механічні характеристики. Розрахунки проводяться у відносних одиницях при номінальному ковзанні і записуються до таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 Результати розрахунків механічних характеристик при зміні напруги мережі

| Тип насосу | Параметри | $k_u = 1$<br>$k_f = 1$ | $k_u = 0.9$ ,<br>$k_f = 1$ | $k_u = 0.8$ ,<br>$k_f = 1$ | $k_u = 0.7$ ,<br>$k_f = 1$ |
|------------|-----------|------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| ГЦН        | $s_{кр}$  | 0.033                  | 0.033                      | 0.033                      | 0.033                      |
|            | $b_{max}$ | 3.4                    | 2.754                      | 2.176                      | 1.666                      |
|            | $M_*$     | 1.023                  | 0.829                      | 0.655                      | 0.501                      |
| ЦН         | $s_{кр}$  | 0.037                  | 0.037                      | 0.037                      | 0.037                      |
|            | $b_{max}$ | 2                      | 1.62                       | 1.28                       | 0.98                       |
|            | $M_*$     | 1.018                  | 0.825                      | 0.625                      | 0.499                      |

Далі було розглянуто вплив зниження частоти на механічні характеристики. Розрахунок параметрів проводиться також у відносних одиницях і при номінальному ковзанні. Отримані результати занесено до таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 Результати розрахунків механічних характеристик при зниженні частоти мережі

| Тип насосу | Параметри | $k_u = 1$ ,<br>$k_f = 1$ | $k_u = 1$ ,<br>$k_f = 0.97$ | $k_u = 1$ ,<br>$k_f = 0.95$ | $k_u = 1$ ,<br>$k_f = 0.9$ |
|------------|-----------|--------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| ГЦН        | $s_{кр}$  | 0.033                    | 0.034                       | 0.035                       | 0.037                      |
|            | $b_{max}$ | 3.4                      | 3.614                       | 3.767                       | 4.198                      |
|            | $M_*$     | 1.023                    | 1.057                       | 1.081                       | 1.146                      |
| ЦН         | $s_{кр}$  | 0.037                    | 0.038                       | 0.039                       | 0.041                      |
|            | $b_{max}$ | 2                        | 2.126                       | 2.216                       | 2.469                      |
|            | $M_*$     | 1.018                    | 1.055                       | 1.081                       | 1.15                       |

Отримані характеристики наведено на рисунках 4.25-4.30.

На рисунку 4.25 показано механічну характеристику ГЦН при номінальних параметрах мережі, на рисунку 4.26 показані механічні характеристики ГЦН при різних значеннях напруги живлячої мережі: характеристика 1 відповідає напрузі живлення 0.9 від номінального значення; 2 – 0.8 від номінального; 3 – 0.7 від номінального, а на рисунку 4.27 - механічні характеристики ГЦН при різних значеннях частоти живлення: характеристика 1 відповідає частоті живлення 0.95 від номінального значення; 2 – 0.9 від номінального; 3 – 0.85 від номінального.

На рисунку 4.28 показано механічну характеристику ЦН при номінальних параметрах мережі, 4.29 показані механічні характеристики ЦН при різних значеннях напруги живлення: характеристика 1 відповідає частоті живлення 0.95 від номінального значення; 2 – 0.9 від номінального; 3 – 0.85 від номінального, а на рисунку 4.30 - механічні характеристики ЦН при різних значеннях частоти живлення: характеристика 1 відповідає частоті живлення 0.95 від номінального значення; 2 – 0.9 від номінального; 3 – 0.85 від номінального.

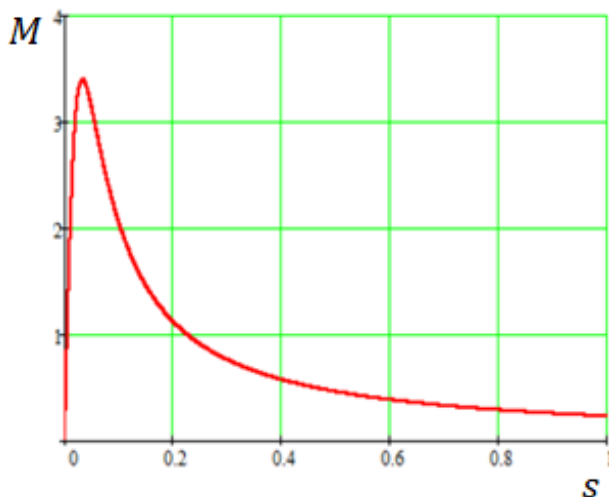


Рисунок 4.25 – Механічна характеристика ГЦН при номінальному значенні кратності максимального моменту

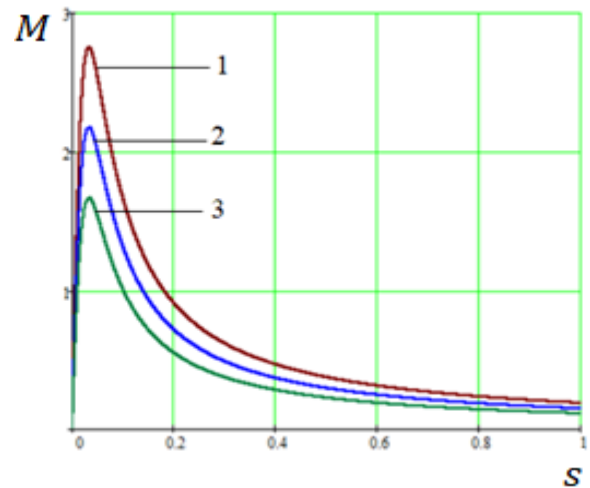


Рисунок 4.26 – Механічні характеристики ГЦН при зміні напруги живлення

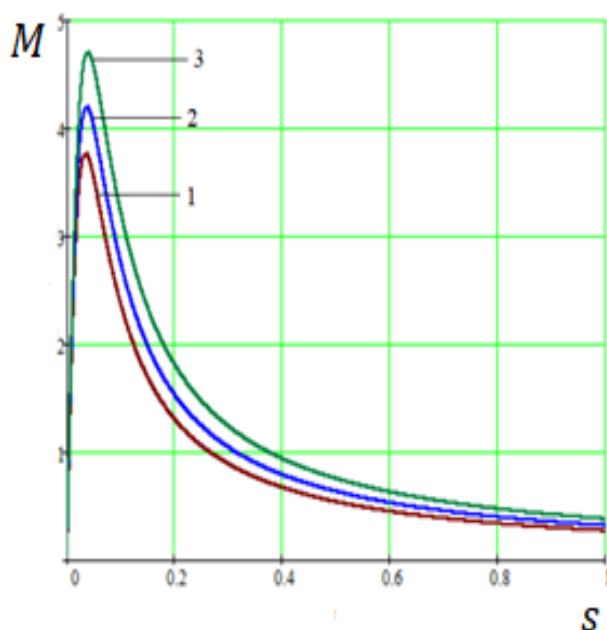


Рисунок 4.27 – Механічні характеристики ГЦН при зміні частоти мережі

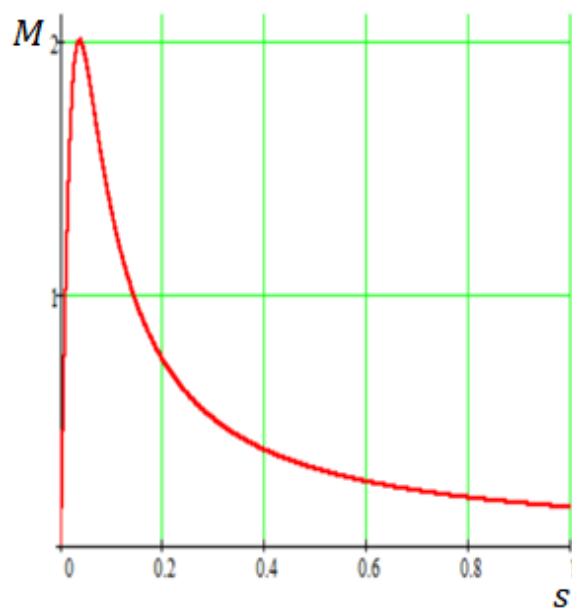


Рисунок 4.28 – Механічна характеристика ЦН при номінальному значенні кратності максимального моменту

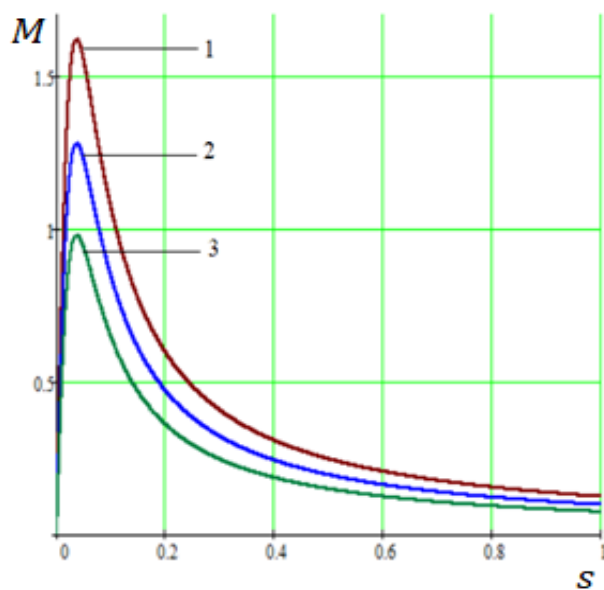


Рисунок 4.29 – Механічні характеристики ЦН при зміні напруги живлення

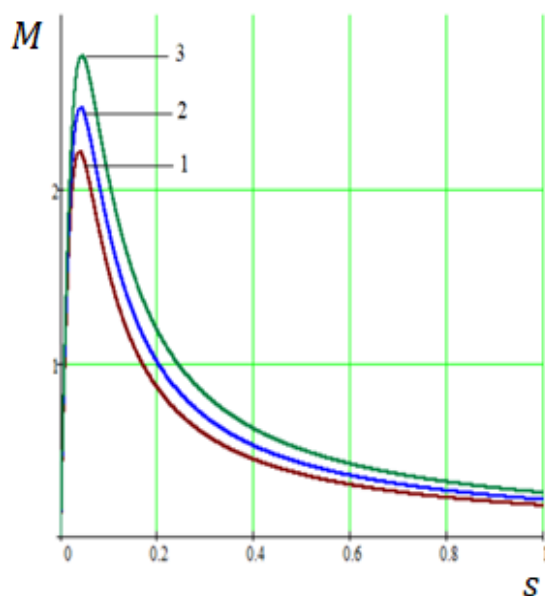


Рисунок 4.30 – Механічні характеристики ЦН при зміні частоти мережі

#### 4.3. Розрахунок параметрів робочих машин при зміні режимних параметрів.

Для визначення параметрів робочих машин ( $H$  і  $Q$ ) при зміні обертів системи двигун-механізм були використані паспортні  $H$ - $Q$  характеристики для ГЦН, ЦН, КН1 і КН2 системи ВП АЕС-3000. Паспортні дані електродвигунів цих насосів наведено у таблиці 4.1.

Характеристика залежності напору насосу  $H$  від продуктивності (подачі)  $Q$  були апроксимовані методом найменших квадратів і описуються за допомогою рівняння:

$$H = aQ^2 + bQ + C. \quad (4.10)$$

Зміна режимних параметрів таких як напруга і частота живильної мережі призводить до зміни обертів асинхронного двигуна насоса відповідно до зміни його напору  $H$  і продуктивності  $Q$ . Зміна цих параметрів характеризуються наступними формулами:

$$Q_i = Q_1 \frac{n_i}{n_1}, \quad (4.11)$$

$$H_i = H_1 \left( \frac{n_i}{n_1} \right)^2. \quad (4.12)$$

Самі ж оберти асинхронного двигуна можна визначити за наступною формулою:

$$n = n_{(n)} f \frac{1-s}{1-s_{(n)}}. \quad (4.13)$$

Як видно з формули 4.13 оберти механізму залежать від ковзання і частоти. У даному випадку при визначенні ковзання слід також враховувати коефіцієнт завантаження  $K_3$  та початковий момент опору  $M_{on}^{поч}$  механізма.

Виходячи з цього виникає необхідність у виведенні формули для ковзання, яка б враховувала ці параметри.

Якщо прийняти, що  $M_{on}^* = var$ , то

$$M_{on} = M_{on}^{noch} + (M_{on}^{ном} - M_{on}^{noch}) \cdot \left( \frac{\omega}{\omega_n} \right)^2,$$

де

$$\frac{\omega}{\omega_n} = \frac{k_f \omega_c}{\omega_c} \cdot (1-s)^2,$$

а  $\omega_c$  – частота мережі.

У відносних одиницях

$$M_{on*} = \frac{M_{on}}{M_{on}^{ном}},$$

$$M_{on*} = M_{on*}^{noch} + (1 - M_{on*}^{noch}) \cdot \left( k_f \cdot (1-s)^2 \right)^2.$$

Якщо враховувати коефіцієнт завантаження:

$$M_{on*} = K_3 \cdot \left[ M_{on*}^{noch} + (1 - M_{on*}^{noch}) \cdot \left( k_f \cdot (1-s)^2 \right)^2 \right].$$

У будь-якому режимі роботи  $M_{on*} = M_*$ :

$$K_3 \cdot \left[ M_{on*}^{noch} + (1 - M_{on*}^{noch}) \cdot \left( k_f \cdot (1-s)^2 \right)^2 \right] = \frac{2b_n(1+s_{кр}) \cdot s_{кр} \cdot s}{s^2 + s_{кр}^2 + 2s_{кр}^2 \cdot s};$$

$$2b_n(1+s_{кр}) \cdot s_{кр} \cdot s = (K_3 M_{on*}^{noch} + K_3(1 - M_{on*}^{noch}) \cdot [k_f(1-2s+s^2)]) \cdot (s^2 + s_{кр}^2 + 2 \cdot s_{кр}^2 \cdot s);$$

$$2b_n(1+s_{кр}) \cdot s_{кр} \cdot s = (K_3 M_{on*}^{noch} + K_3(1 - M_{on*}^{noch}) k_f + K_3(1 - M_{on*}^{noch}) \cdot (-2s) k_f +$$

$$+ K_3(1 - M_{on*}^{noch}) \cdot s^2 k_f) \cdot (s^2 + s_{кр}^2 + 2 \cdot s_{кр}^2 \cdot s) =$$

$$= (K_3 M_{on*}^{noch} + K_3(1 - M_{on*}^{noch}) k_f - 2K_3 k_f(1 - M_{on*}^{noch}) \cdot s + K_3 k_f(1 - M_{on*}^{noch}) \cdot s^2) \cdot (s^2 + s_{кр}^2 + 2 \cdot s_{кр}^2 \cdot s);$$

Приймаємо  $n = K_3 k_f(1 - M_{on*}^{noch})$ ,  $m = K_3 M_{on*}^{noch} + n$ .

Тоді даний вираз після деяких спрощень приймає вигляд:

$$(m - 2ns + ns^2) \cdot (s^2 + s_{кр}^2 + 2s_{кр}^2 s) = 2b_n(1 + s_{кр})s_{кр} \cdot s;$$

$$ms^2 - 2ns^3 + ns^4 + ms_{кр}^2 - 2ns_{кр}^2 s + ns_{кр}^2 s^2 + 2ms_{кр}^2 s - 4ns_{кр}^2 s^2 + 2ns_{кр}^2 s^3 = 2b_n(1 + s_{кр})s_{кр} \cdot s;$$

$$ms^2 + ms_{кр}^2 - 2ns_{кр}^2 s + ns_{кр}^2 s^2 + 2ms_{кр}^2 s - 4ns_{кр}^2 s^2 = 2b_n(1 + s_{кр})s_{кр} \cdot s;$$

$$(m + ns_{кр}^2 - 4ns_{кр}^2) \cdot s^2 + (-2ns_{кр}^2 + 2ms_{кр}^2 - 2b_n(1 + s_{кр})s_{кр}) \cdot s + ms_{кр}^2 = 0;$$

Приймаємо:

$$f = m + ns_{кр}^2 - 4ns_{кр}^2 = m - 3ns_{кр}^2;$$

$$g = -2ns_{кр}^2 + 2ms_{кр}^2 - 2b_n(1 + s_{кр})s_{кр} = 2s_{кр}^2(m - n - b_n) - 2b_n s_{кр};$$

$$p = ms_{кр}^2;$$

$$fs^2 + gs + p = 0;$$

Отже, формула для ковзання з урахуванням коефіцієнту завантаження  $K_3$  і початкового моменту опору  $M_{он*}$  приймає вигляд:

$$s = \frac{-g \pm \sqrt{g^2 - 4fp}}{2f}.$$

Робоча точка механізму ВП визначається перетином характеристики робочої машини і трубопровідної мережі.

Характеристика трубопроводу (мережі) визначається наступним рівнянням:

$$H_c = H_{ст} + KQ^2, \quad (4.14)$$

де  $K$  – характеристичний коефіцієнт або коефіцієнт пропорційності трубопроводу (мережі). Характеристичний коефіцієнт і статичний напір  $H_{ст}$  залежать від типу насоса і визначаються для кожного випадку окремо.

У таблиці 4.5 показана зміна ковзання і обертання насоса при зміні режимних параметрів. Розрахунки у випадку зміни напруги проводяться лише для ЦН, щоб показати характер зміни характеристики при зміні напруги мережі, через те, що зміна напруги на 10% призводить до зміни

обертів асинхронного двигуна лише на 1%. Значно більша зміна характеристик відбувається при зміні частоти мережі.

Таблиця 4.5 Зміна ковзання і частоти обертання асинхронного двигуна при зміні режимних параметрів

| Тип насосу | Параметри | $k_u = 0.8,$<br>$k_f = 1$ | $k_u = 1,$<br>$k_f = 0.97$ | $k_u = 1,$<br>$k_f = 0.9$ |
|------------|-----------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|
| ГЦН        | $s_{кр}$  | -                         | 0.034                      | 0.037                     |
|            | $b_{max}$ | -                         | 3.614                      | 4.198                     |
|            | $s$       | -                         | 0.003                      | 0.002                     |
|            | $n$       | -                         | 0.972                      | 0.902                     |
|            | $H$       | -                         | 0.948                      | 0.823                     |
|            | $Q$       | -                         | 0.969                      | 0.89                      |
| ЦН         | $s_{кр}$  | 0.037                     | 0.038                      | 0.041                     |
|            | $b_{max}$ | 1.28                      | 2.126                      | 2.469                     |
|            | $s$       | 0.043                     | 0.009                      | 0.008                     |
|            | $n$       | 0.967                     | 0.971                      | 0.902                     |
|            | $H$       | 0.937                     | 0.969                      | 0.819                     |
|            | $Q$       | 0.964                     | 0.944                      | 0.894                     |
| КН2        | $s_{кр}$  | -                         | 0.035                      | 0.041                     |
|            | $b_{max}$ | -                         | 2.126                      | 2.469                     |
|            | $s$       | -                         | 0.008                      | 0.007                     |
|            | $n$       | -                         | 0.971                      | 0.902                     |
|            | $H$       | -                         | 0.956                      | 0.858                     |
|            | $Q$       | -                         | 0.939                      | 0.771                     |
| КН1        | $s_{кр}$  | -                         | 0.053                      | 0.041                     |
|            | $b_{max}$ | -                         | 2.232                      | 2.469                     |
|            | $s$       | -                         | 0.01                       | 0.007                     |
|            | $n$       | -                         | 0.973                      | 0.903                     |
|            | $H$       | -                         | 0.956                      | 0.848                     |
|            | $Q$       | -                         | 0.955                      | 0.834                     |

Побудову Н-Q характеристик було виконано для чотирьох насосів системи ВП АЕС: ГЦН, ЦН, КН1 і КН2. Було розглянуто два випадки: зміна напруги і зміна частоти. Через те, що зміна характеристики незначна при зменшенні напруги, було представлено характеристики при зміні напруги тільки для ЦН. Паспортні дані для електродвигунів насосів для яких побудовані Н-Q характеристики наведено у таблиці 4.1. Отримані характеристики показані на рисунках 4.31-4.35

**Н-Q характеристики ГЦН.** На рисунку 4.31 наведено Н-Q характеристики при зміні частоти живлячої мережі. Для цього випадку коефіцієнт завантаження  $K_z = 0.6$ , а початковий момент опору  $M_{on*}^{noch} = 0.4$ .

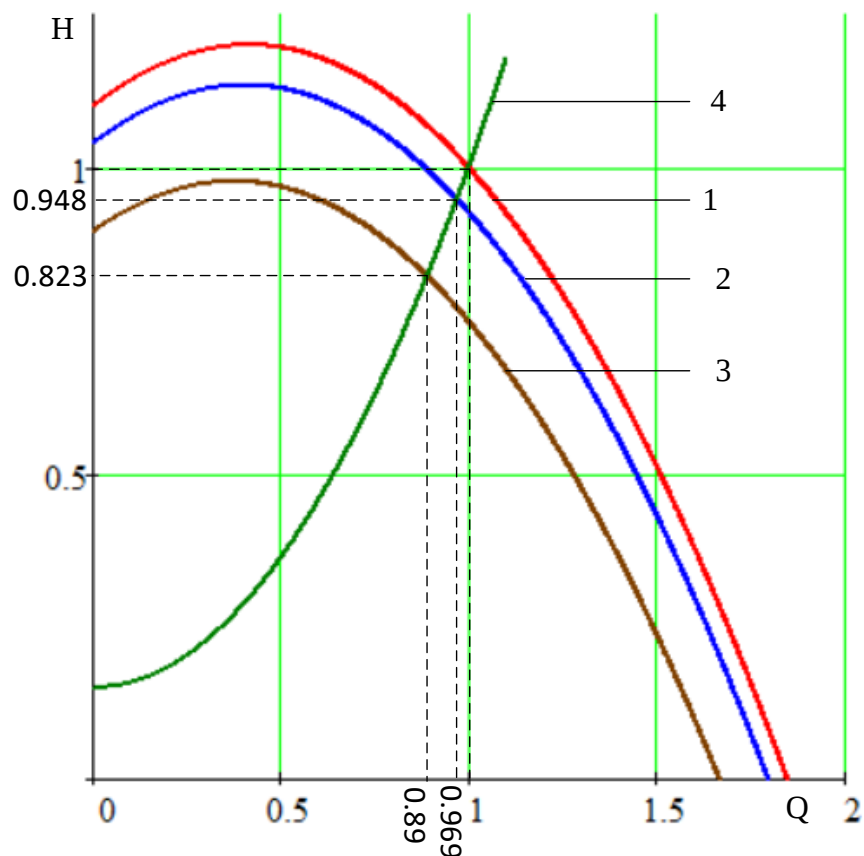


Рисунок 4.31 – Н-Q характеристика ГЦН при зміні частоти живлення  $A_3$

Характеристика 1 – це характеристика при номінальних значеннях напруги і частоти живлячої мережі; 2 – характеристика при значенні частоти

0.97 від номінального значення; 3 – характеристика при значенні частоти 0.9 від номінального значення; 4 – характеристика трубопровідної мережі.

**Н-Q характеристики ЦН.** На рисунках 4.32-4.33 показані Н-Q характеристики ЦН при зміні напруги і частоти живлячої мережі. У даному випадку коефіцієнт завантаження  $K_3=1$ , початковий момент опору  $M_{он*}^{поч} = 0.4$ .

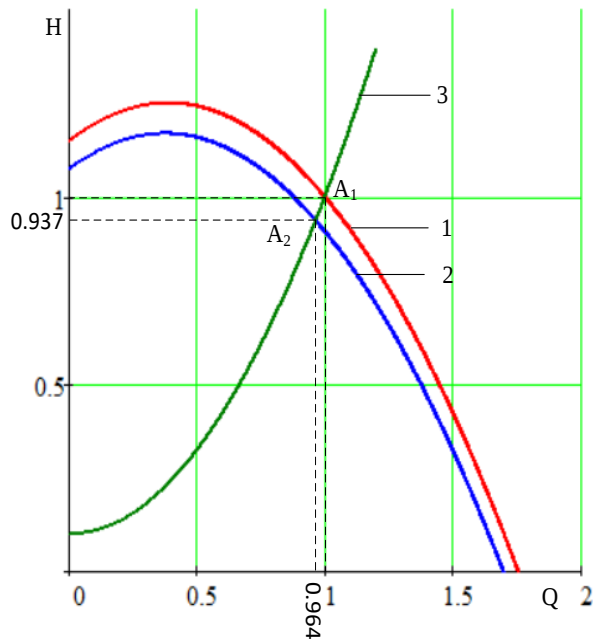


Рисунок 4.32 - Н-Q характеристики ЦН при зміні напруги мережі

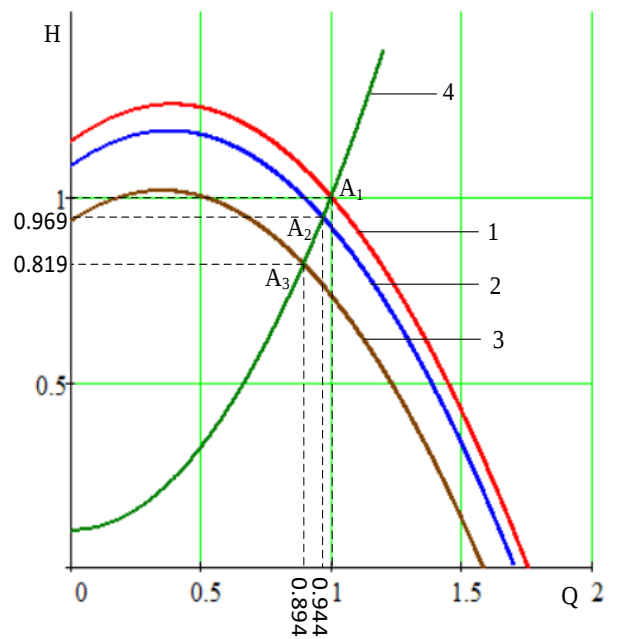


Рисунок 4.33 - Н-Q характеристики ЦН при зміні частоти мережі

На рисунку 4.32 характеристика 1 – це характеристика при номінальних параметрах мережі; 2 – характеристика при зменшенні напруги до 0.8 від номінального значення; 3 – характеристика трубопровідної мережі.

На рисунку 4.33 характеристика 1 – це характеристика при номінальних значеннях напруги і частоти живлячої мережі; 2 – характеристика при значенні частоти 0.97 від номінального значення; 3 –

характеристика при значенні частоти 0.9 від номінального значення; 4 – характеристика трубопровідної мережі.

**Н-Q характеристики КН2.** На рисунку 4.34 показані Н-Q характеристики конденсаторного насосу другого ступеня при зміні частоти мережі. У даному випадку коефіцієнт завантаження  $K_3 = 1$ , початковий момент опору  $M_{on}^{поч} = 0.3$ .

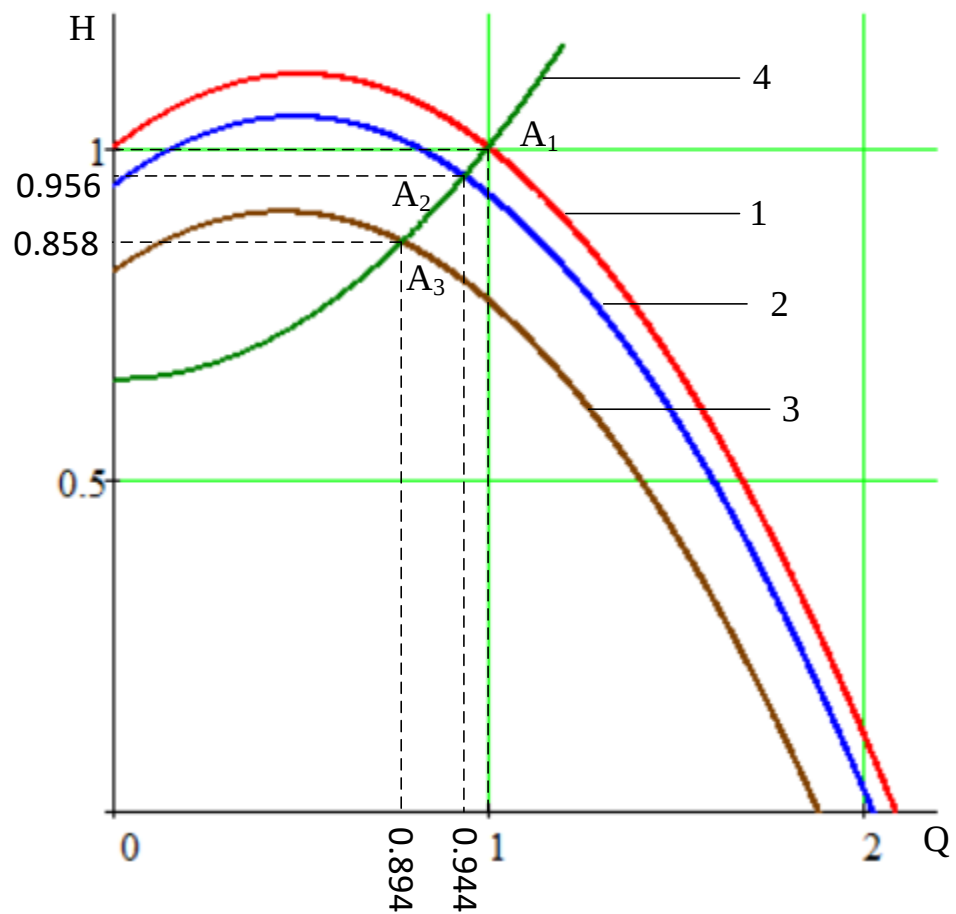


Рисунок 4.34 - Н-Q характеристики КН2 при зміні частоти мережі

На рисунку 4.34 характеристика 1 – це характеристика при номінальних значеннях напруги і частоти живлячої мережі; 2 – характеристика при значенні частоти 0.97 від номінального значення; 3 – характеристика при значенні частоти 0.9 від номінального значення; 4 – характеристика трубопровідної мережі.

**Н-Q характеристики КН1.** На рисунку 4.35 показані Н-Q характеристики конденсаторного насосу першого ступеня при зміні частоти мережі. У даному випадку коефіцієнт завантаження  $K_3 = 0.9$ , початковий момент опору  $M_{on}^{поч} = 0.3$ .

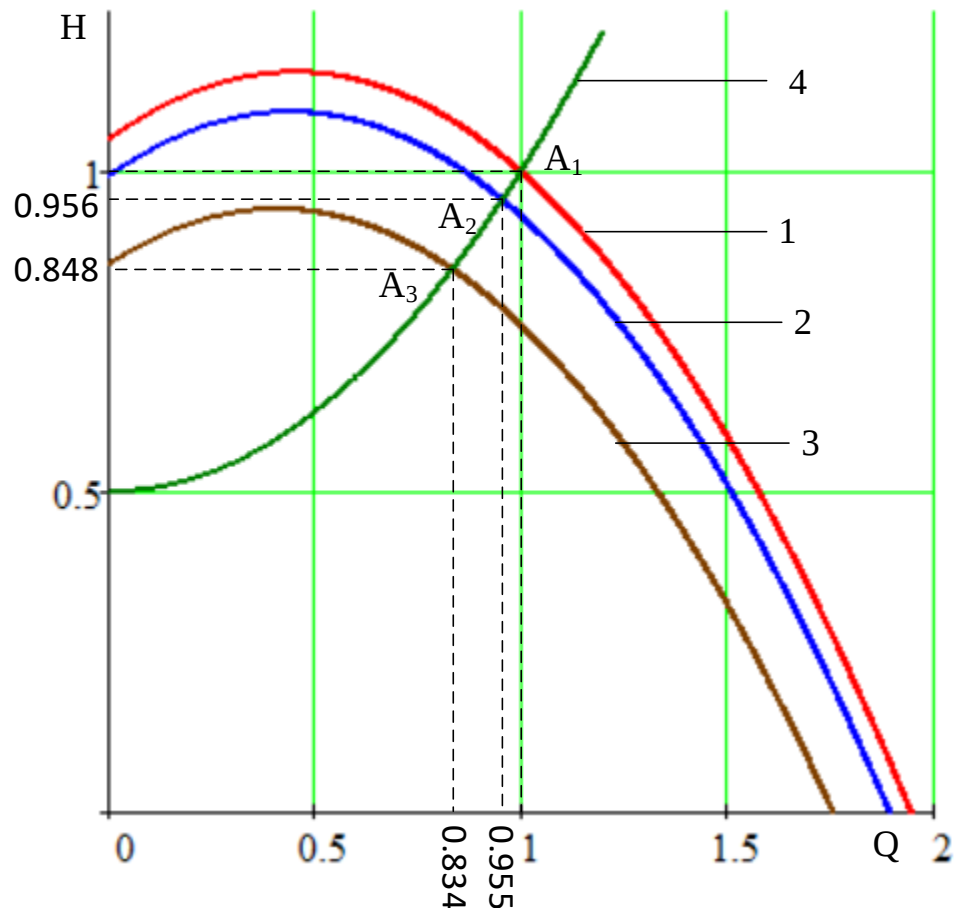


Рисунок 4.35 - Н-Q характеристики КН1 при зміні частоти мережі

На рисунку 4.35 характеристика 1 – це характеристика при номінальних значеннях напруги і частоти живлячої мережі; 2 – характеристика при значенні частоти 0.97 від номінального значення; 3 – характеристика при значенні частоти 0.9 від номінального значення; 4 – характеристика трубопровідної мережі.

## Висновки до розділу

У даному розділі наведено результати розрахунків, проводилися під час виконання магістерської дисертації. Усі розрахунки проводилися для чотирьох насосів, які встановлено на АЕС-3000 МВт, такі як головний циркуляційний насос (ГЦН), циркуляційний насос (ЦН), конденсатний насос другого підйому (КН2), конденсатний насос першого підйому (КН1).

У першому випадку було розглянуто зміну параметрів мережі, зокрема напруги і частоти на електромагнітні параметри асинхронних двигунів. За допомогою конкретних виразів було проаналізовано зміну ковзання, струму статора і ротора, відносних реактивних потужностей. Виходячи з отриманих графіків можна переконатися в тому, що у випадку зменшення напруги мережі ковзання двигунів збільшується, також вплив на ковзання має значення кратності максимального моменту, а точніше, у випадку збільшення кратності максимального моменту ковзання також збільшується. Те ж саме можна спостерігати у випадку зміни струму ротора асинхронного двигуна в залежності від частоти мережі.

Аналізуючи характеристики зміни струму статора двигуна в залежності від напруги мережі можна помітити, що діапазон у якому змінюється струм статора залежить від кратності максимального моменту і значення намагнічуючого струму асинхронного двигуна.

Аналізуючи зміну реактивних потужностей видно, що реактивна потужність розсіювання є найбільш чутливою до зміни напруги мережі, і починає збільшуватися у більших межах у разі збільшення кратності максимального моменту.

Розглядаючи характеристики ковзання в залежності від частоти мережі видно, що ковзання збільшується у значно більшій степені у випадку збільшення кратності максимального моменту. Така ж сама ситуацію можна помітити у випадку зі струмом ротора. Так само як і для випадку з

номінальною частотою і змінюванні напруги так і при зміні частоти мережі струм статора залежить від кратності максимального моменту і намагнічуючого струму асинхронного двигуна.

Під час розгляду механічних характеристик насосного обладнання такого як ГЦН і ЦН, при зміні частоти і напруги мережі можна помітити, що у випадку зменшення напруги механічні характеристики також зменшуються, що призводить до зменшення кратності максимального моменту. У випадку зі зменшенням частоти мережі ситуація протилежна, відбувається збільшення механічної характеристики і відбувається зсув максимуму характеристики, що призводить до збільшення кратності максимального моменту.

Також було побудовано залежності напору насосу  $H$  від продуктивності (подачі)  $Q$  для різного насосного обладнання при зміні частоти і напруги мережі. За допомогою конкретних співвідношень було проаналізовано вплив зміни режимних параметрів на ковзання і відповідно на оберти двигуна, що має безпосередній вплив на  $H$ - $Q$  характеристику. З отриманих числових розрахунків і побудованих характеристик можна переконатися в тому, що зміна напруги мережі майже не має впливу на  $H$ - $Q$  характеристику. Зовсім інша ситуація при зміні частоти мережі, адже при зменшенні частоти навіть на незначну величину характеристика значно зменшується, що негативно впливає на продуктивність роботи насосів і може призвести до негативних наслідків.

## **Розділ 5. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації електроустановок власних потреб АЕС.**

Мета розділу: визначення заходів для запобігання або зменшення впливу негативних чинників, які виникають під час експлуатації установок власних потреб АЕС.

Характеристики об'єкту:

Живлення власних потреб АЕС відбувається на напрузі 6.3 кВ від трансформатора власних потреб. Найбільш відповідальними споживачами ВП є насоси, зокрема головний циркуляційний насос (ГЦН), циркуляційний насос (ЦН), конденсатні насоси (КН) та інші. Частина насосів розміщуються в машинному залі АЕС, а частина біля нього, в залежності від призначення.

Конденсатний насос 2 ступеня (КН2) типу 4АЗМ-1600/6000У4 використовується на АЕС України. Кількість насосів на блок складає 2 робочих і 1 резервний. Даний насос розташовується біля машинного залу блоку на площадці розміром 10х5м.

Об'єкт досліджень: електрична напруга і струм, ураження яким може призвести до травмування або смерті під час експлуатації установок власних потреб електричної станції.

Предмет дослідження: заходи і засоби з охорони праці під час експлуатації електроустановок власних потреб електростанції.

Завдання досліджень:

- аналіз небезпечних чинників під час експлуатації насосів, які приводяться в рух асинхронними двигунами з короткозамкненим ротором, а також вибір заходів для зменшення негативних факторів впливу на працівників;

- визначення заходів як технічних так і організаційних з охорони праці під час експлуатації насосів, які приводяться в рух асинхронними двигунами з короткозамкненим ротором.

### 5.1. Загальна характеристика об'єкту

Таблиця 5.1 – Загальна характеристика об'єкту

| Найменування ЕУ               | Вид розміщення | Розміщення робочого місця                     | Категорія електроприміщення        | Категорія з пожежної безпеки |
|-------------------------------|----------------|-----------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------|
| Конденсатний насос II ступеня | Внутрішня ЕУ   | Окреме приміщення на поверхні землі (10x15x3) | Приміщення з підвищеною небезпекою | Категорія Д                  |

Таблиця 5.2 – Показники технічних характеристик ЕУ

| Найменування ЕУ і марка | Основні характеристики          | Числове значення показника |
|-------------------------|---------------------------------|----------------------------|
| КН2<br>4АЗМ-1600/6000У4 | Напруга                         | 6,3 кВ                     |
|                         | Потужність                      | 1600 кВт                   |
|                         | $\cos\varphi_n$                 | 0.89                       |
|                         | ККД                             | 96.5%                      |
|                         | $s_n$                           | 0.9%                       |
|                         | Кратність максимального моменту | 2.0                        |
|                         | $K_{загр}$                      | 0.743 в.о.                 |
|                         | $T_j$                           | 1.4 с                      |
|                         | Кількість робочих/резервних     | 2/1                        |

## 5.2. Визначення послідовності і обсягів робіт під час експлуатації електроустановки

Оперативне обслуговування здійснюється бригадою оперативного або ремонтного персоналу.

Таблиця 5.3 – Можливий склад бригади

| Функції         | Кількість чоловік | Група з електробезпеки |
|-----------------|-------------------|------------------------|
| Керівник робіт  | 1                 | V                      |
| Виконавці робіт | 2                 | IV                     |
| Члени бригади   | 3                 | III                    |

Таблиця 5.4 – Можливі види робіт

| Найменування електроустановки                 | Вид робіт                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Асинхронний двигун з короткозамкненим ротором | <ol style="list-style-type: none"><li>1. Зовнішній огляд;</li><li>2. Проведення діагностики;</li><li>3. Перевірка стану підшипників, можлива їх заміна</li><li>4. Перевірка стану ізоляції обмоток;</li><li>5. Перемотка двигуна;</li><li>6. Установка датчиків тепла;</li><li>7. Ремонт чи заміна клемної коробки;</li><li>8. Ремонт ротора;</li><li>9. Провести ізолювання обмотки лаком;</li><li>10. Заміна різних елементів кріплення і монтажу;</li><li>11. Перевірка і ремонт системи охолодження;</li><li>12. Перевірка заземлення.</li><li>13. Перевірка засобів релейного захисту і автоматики</li></ol> |

### 5.3. Визначення та оцінка показників умов праці

Таблиця 5.5 – Чинники умов праці та їх показники

| Найменування чинника     | Основні характеристики                                                                                                | Числове значення показника                                                                                                          |
|--------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Параметри мікроклімату   | Температура повітря:<br>влітку<br>взимку<br>Вологість<br>Швидкість вітру                                              | ДО +25 °С<br>ДО +18 °С<br>До 85%<br>0.05 м/с                                                                                        |
| Важкість праці           | Переміщення вантажів<br>Робоче положення<br><br>Статичні та динамічні навантаження<br>Категорія робіт                 | до 15 кг<br>«стоячи», «стоячи зігнувшись»<br>55 Вт<br>II                                                                            |
| Напруженість праці       | Тривалість зосередженого спостереження<br>Тривалість активних дій<br>Змінність<br><br>Напруженість органів чуття: зір | 50% робочого часу<br><br>60% робочого часу<br>Оперативний персонал працює позмінно, кожна зміна триває 8 годин<br>30% робочого часу |
| Шум                      | Тривалість перебування в приміщенні з підвищеним рівнем шуму                                                          | 50% робочого часу                                                                                                                   |
| Іонізуючі випромінювання | Активність радіоактивного розпаду                                                                                     | Персонал весь робочий час працює в умовах природньої радіоактивності                                                                |
| Хімічноактивні речовини  | Робота з ізоляційними матеріалами та мастилом                                                                         | 10% робочого часу                                                                                                                   |
| Робота на висоті         | Час перебування на висоті                                                                                             | 20% робочого часу                                                                                                                   |
| Робота назовні           | Час перебування назовні                                                                                               | 25% робочого часу                                                                                                                   |

#### 5.4. Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих виробничих чинників.

Таблиця 5.6 – Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

| Небезпечні і шкідливі чинники       | Фактичне значення                                                                                                                                                             | Допустиме значення                                                                   |
|-------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| Електричного походження             |                                                                                                                                                                               |                                                                                      |
| Напруга                             | 6.3 кВ                                                                                                                                                                        | 6 В [13]                                                                             |
| Струм                               | 173.422 А                                                                                                                                                                     | 0.6 мА [13]                                                                          |
| Напруженість електричного поля      | 3 кВ/м                                                                                                                                                                        | 5 кВ/м [13]                                                                          |
| Напруженість магнітного поля        | 63 А/м                                                                                                                                                                        | 1.4 кА/м [13]                                                                        |
| Неелектричного походження           |                                                                                                                                                                               |                                                                                      |
| Шум                                 | 110 дБА                                                                                                                                                                       | 85 дБА [14]                                                                          |
| Іонізуючі випромінювання            | 60 Бк/ м <sup>3</sup>                                                                                                                                                         | 200 Бк/ м <sup>3</sup> [15]                                                          |
| Робота на висоті                    | 1.2м                                                                                                                                                                          | 1.3м [16]                                                                            |
| Статичні і динамічні навантаження   | Категорія робіт III                                                                                                                                                           | [17]                                                                                 |
| Нервово-психологічні перевантаження | 2                                                                                                                                                                             | 2 [17]                                                                               |
| Робота назовні                      | Температура повітря:<br>взимку до -15 °С<br>влітку до +30 °С<br>Відносна вологість:<br>взимку ДО 85%<br>влітку ДО 76%<br>Швидкість вітру:<br>взимку 4.8 м/с<br>влітку 3.3 м/с | 20 °С [18]<br>28 °С [18]<br>75% [18]<br>75% [18]<br>0.5 м/с [18]<br>0.5-0.6 м/с [18] |
| Оцінка умов праці                   | II категорія шкідливості умов праці [17]                                                                                                                                      |                                                                                      |

## 5.5. Вибір технічних та організаційних заходів.

Таблиця 5.7 – Технічні і організаційні заходи

| Вид заходу                            | Найменування заходу                          | Опис, показники і характеристики                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|---------------------------------------|----------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Технічні заходи з електробезпеки      | Знак безпеки                                 | Знак безпеки «Обережно, висока напруга» знаходиться на корпусі двигуна                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|                                       | Сигналізація                                 | Світлова сигналізація на щиті управління та спеціальна сигналізація вказує про виникнення аварії за допомогою сигнальних ламп та звукових сингалів                                                                                                                                                                                                                          |
|                                       | Захисне заземлення                           | Двигун працює в режимі ізольованої нейтралі. $R_{шт} \leq R_{доп} \rightarrow 1.825 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$                                                                                                                                                                                                                                                              |
|                                       | Ізоляція                                     | Робоча ізоляція струмовідних частин. Полівінілхлорид $R=10^{15} \text{ Ом}$ , $\text{tg}\delta=0.02$                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Організаційні заходи з електробезпеки | Вид дозвільного документу на виконання робіт | Наряд-допуск                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|                                       | Категорія робіт щодо заходів безпеки         | Роботи без напруги. Роботи поблизу струмовідних частин.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|                                       | Підготовка робочого місця                    | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Виконати необхідні відключення та вжити заходи, які перешкоджають подачі напруги до місця роботи внаслідок помилкового чи самовільного включення комутаційної апаратури;</li> <li>2. перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, які повинні бути заземлені;</li> <li>3. встановити переносні заземлення;</li> </ol> |
|                                       | Порядок виконання робіт                      | <p>Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виконавець робіт, перевіряють виконання технічних заходів з підготовки робочого місця.</p> <p>Після перевірки технічних заходів проводиться допуск бригади, який полягає в тому:</p>                                                                                                                                  |

|  |                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|--|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  |                 | <p>1. чи відповідає склад бригади і кваліфікація включених в неї осіб записам в наряді;</p> <p>2. читають за нарядом прізвища відповідального керівника, виконавця робіт, склад бригади і зміст дорученої роботи, пояснює бригаді, звідки знята напруга, де встановлені заземлення, які частини з сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови при проведенні робіт повинні дотримуватися;</p> |
|  | Плакати безпеки | <p>Заборонні. На ключах дистанційного керування комутаційних апаратів вивішені заборонні плакати.</p> <p>Вказівні. На робочому місці - «Заземлено»</p> <p>Застережні. На робочому місці - «Стій - висока напруга».</p> <p>Розпорядчі. На робочому місці: «Працювати тут»</p>                                                                                                                                      |

## 5.6. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.

Таблиця 5.8. Перелік засобів індивідуального захисту

| Вид ЗІЗ        | Призначення                                                                 | Марка або маркування.<br>Модель.<br>Матеріал | Гарантований термін використання | Технічні характеристики                |
|----------------|-----------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------------|
| Захисний одяг  | Костюм для захисту від загальних виробничих забруднень і механічних впливів | Комбінезон «Слюсар» [19]                     | 2 роки використання              | Під час виконання посадових обов'язків |
| Захисне взуття | Захист від механічних ушкоджень                                             | МЗ «Електра». Черевики. [20]                 | 6 місяців                        | Під час переміщення вантажів           |

|                        |                                                                  |                                                                |                      |                                                    |
|------------------------|------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|----------------------|----------------------------------------------------|
|                        |                                                                  |                                                                |                      | масою до 15 кг                                     |
| Захист рук             | Захист від механічних ушкоджень                                  | Рукавички, XL (10) L [21]                                      | 5 робочих змін       | Під час монтажних робіт                            |
| Захист голови          | Захист від електричного струму                                   | Каска від механічного впливу. Delta Plus ZIRCON I ZIRC1BC [10] | 2 рока               | Під час робіт з прокладання і монтажу кабелю       |
| Захист органів слуху   | Зниження рівня шуму на 10 дБА                                    | «ДПЕ 30». Поліуретан. [22]                                     | 12 місяців           | Під час роботи з підвищеним звуковим навантаженням |
| Захист очей            | Захист від електричної дуги ті ультра-фіолетового випромінювання | Закриті подвійні окуляри. Полікарбонат. Oregon 525249 [23]     | 2 рока               | Під час робіт в ЕУ                                 |
| Захист органів дихання | Захист від радіоактивних частинок                                | Респіратор протиаерозольний 3 класу захисту [24]               | Одноразовий на зміну | Під час знаходження в робочій зоні АЕС             |

Таблиця 5.9. Перелік електрозахисних засобів

| Вид ЕЗЗ                                       | Найменування           | Технічні характеристики         | Призначення і норми випробувань                                      |
|-----------------------------------------------|------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| Електрозахисний засіб індивідуального захисту | Діелектричні рукавички | Для робіт під напругою до 35 кВ | Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні випробування - що 6 місяців |
|                                               | Діелектричне взуття    | Для робіт під напругою 35 кВ    | Підключення після ремонту. Що 6 місяців                              |

|                              |                                                                            |                                         |                                         |
|------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------|
|                              | Діелектрична каска                                                         | Для робіт під напругою 35 кВ            | Підключення після ремонту. Що 6 місяців |
|                              | Комплект екранувального одягу для захисту від електричних полів 35 кВ [25] | Для робіт під напругою 35 кВ            | Захист від електричних полів            |
| Контрольно-сигнальні прилади | Ізолювальні кліщі                                                          | Накладання муфт, заміна плавких вставок | 0,4-35 кВ<br>Раз у 24 місяці            |
|                              | Штанга універсальна[26]                                                    | Виконання монтажних робіт               | 35 кВ<br>Раз у 24 місяці                |
|                              | Штанга вимірювальна[26]                                                    | Для визначення опору контактів          | 35 кВ<br>Раз у 24 місяці                |
| Захисні пристосування        | Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки. [27]    | Виконання робіт                         | 0,4 – 10 кВ<br>Раз у 24 місяці          |

### 5.7. Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

Таблиця 5.10. Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки [28]

| Група заходів | Вид заходу                                                                         | Критерії вибору                                                                                                    |
|---------------|------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Технічні      | Наявність первинних засобів до тушіння пожеж (вогнегасник, пожежний інвентар) [28] | Вогнегасник через 40...70м.<br>Вид вогнегасника: вуглекислотний, порошковий.<br>Щит з інвентарем (1 щит на 500 м2) |
|               | Наявність водопровода з живленням від існуючої зовнішньої мережі [28]              | Тиск в зовнішній мережі протипожежного водопроводу не повинен                                                      |

|               |                                                  |                                                                                                                                                                                 |
|---------------|--------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|               |                                                  | перевищувати 10<br>кг/см <sup>2</sup>                                                                                                                                           |
|               | Блискавкозахист [29]                             | Стрижневий, з<br>висотою<br>вертикального<br>електроду 3м.,<br>відстань від<br>електродами – 3м.,<br>матеріал<br>блискавкоприймача –<br>сталь з перерізом 50<br>мм <sup>2</sup> |
| Організаційні | Навчання та тренінги                             | Постійні періодичні<br>(раз на рік)                                                                                                                                             |
|               | Перевірка засобів які запобігають<br>пожежі      | Відповідно до<br>технічних умов                                                                                                                                                 |
|               | План дій з попередження<br>надзвичайних ситуацій | Відділ з охорони<br>праці                                                                                                                                                       |
| ЗІЗ           | Захисний одяг                                    | Індивідуально для<br>усіх членів команди                                                                                                                                        |
|               | Захисне взуття                                   | Індивідуально для<br>усіх членів команди                                                                                                                                        |
|               | Захисні рукавички від механічних<br>ушкоджень    | Індивідуально для<br>усіх членів команди                                                                                                                                        |

## 5.8. Розрахунок захисного заземлення асинхронного електродвигуна з КЗ ротором власних потреб АЕС.

Вихідна інформація:

1. Напруга електроустановки:  $U_{\text{ЕУ}} = 6.3 \text{ кВ}$ ;
2. Відомість про ґрунт, де буде розміщуватися заземлювач: питомий опір ґрунту  $\rho = 30 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$  – чорнозем;
3. Для електроустановки з номінальною напругою 6.3 кВ питомий опір розтікання струму можна прийняти рівним  $R_{\text{доп}} = 4 \text{ Ом}$ ;
4. У якості вертикальних заземлювачів будемо використовувати прутки зі сталі круглого перерізу з такими параметрами: довжина  $l = 3 \text{ м}$ , діаметр  $d = 10 \text{ мм}$ . У якості горизонтальних заземлювачів будемо

використовувати смугу зі сталі прямокутного перерізу  $4 \times 12$  мм і довжиною 10м.

Розрахунок питомого опору ґрунту:

$$\rho_{\text{роз}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot \psi_i = 30 \cdot 1.3 = 39 \text{ (Ом} \cdot \text{м)},$$

де  $\psi_i$  – коефіцієнт сезонності, що залежить від вологості ґрунту і довжини електродів.

У даному випадку треба заземлювати заземлювачі на глибину  $t = 0.8$ м.

Опір розтікання вертикального заземлювача:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{роз}}}{2\pi l} \left( \ln \left( \frac{2l}{d} \right) + \frac{1}{2} \ln \left( \frac{4t + l}{4t - l} \right) \right);$$

Відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача:

$$t = t_0 + \frac{3}{2} = 0.8 + \frac{1}{2} = 2.3\text{м};$$

Тоді, опір розтікання вертикального заземлювача буде рівним:

$$R_B = \frac{39}{2 \cdot 3.14 \cdot 3} \left( \ln \left( \frac{2 \cdot 3}{0.1} \right) + \frac{1}{2} \ln \left( \frac{4 \cdot 2.3 + 3}{4 \cdot 2.3 - 3} \right) \right) = 9.172 \text{ Ом};$$

У даному випадку  $R_B > R_{\text{доп}} \rightarrow 9.172 \text{ Ом} > 4 \text{ Ом}$ , отже треба сполучити між собою декілька вертикальних заземлювачів.

Кількість вертикальних заземлювачів:

$$n' = \frac{R_B}{R_3 \cdot \eta_e} = \frac{9.172}{4 \cdot 0.85} = 2.698 \approx 4 \text{ шт.}$$

Довжина горизонтальних електродів:

$$l_r = a(n - 1) = 10(4 - 1) = 30\text{м}$$

Опір струму розтікання горизонтального заземлювача:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{роз.г}}}{2\pi l_{\Gamma}} \ln \left( \frac{l_{\Gamma}^2}{b_{\Gamma} t_{\Gamma}} \right);$$

Розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{роз.г}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot \psi_i = 30 \cdot 3.5 = 105 \text{ (Ом} \cdot \text{м)};$$

Отже, опір струму розтікання горизонтального заземлювача:

$$R_{\Gamma} = \frac{105}{2 \cdot 3.14 \cdot 30} \ln \left( \frac{30^2}{0.04 \cdot 0.68} \right) = 5.797 \text{ Ом};$$

Еквівалентний опір струму розтікання штучного заземлюючого пристрою:

$$R_{\text{шт}} = \frac{R_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{В}} \cdot \eta_{\text{Геф}} + R_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{Веф}} \cdot n} = \frac{9.172 \cdot 5.797}{9.172 \cdot 0.85 + 5.797 \cdot 0.92 \cdot 4} = 1.825 \text{ Ом};$$

Перевірка умови:  $R_{\text{шт}} \leq R_{\text{доп}} \rightarrow 1.825 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$ , отже умова виконується.

## Висновки до розділу

У даному розділі магістерської дисертації було розглянуто чинники і фактори, які впливають на безпеку персоналу електростанції під час експлуатації насосів власних потреб АЕС, зокрема конденсатного насосу другого ступеня.

Було визначено технічні і організаційні заходи безпеки та індивідуальні засоби безпеки, також визначено заходи і засоби з пожежної безпеки.

Для індивідуального захисту персоналу від впливу електричного струму та механічних травмувань було обрано: штанга універсальна ШОУ-35; штанга вимірювальна ШИУ-35; костюм для захисту від загальних виробничих забруднень і механічних впливів Комбінезон «Слюсар»; захисне взуття Черевики МЗ «Електра»; рукавиці XL (10) L; захисна каска Delta Plus ZIRCON I ZIRC1BC; захисні окуляри Oregon 525249.

Також було розраховане захисне заземлення асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором для захисту від непрямого дотику. Захисне заземлення має такі параметри: вертикальні електроди у складаються з прутів круглого перерізу з довжиною 3 м., і перерізом 10мм., кількість вертикальних електродів склала 4 шт., і вони з'єднані між собою горизонтальними електродами прямокутної форми з перерізом 4×12мм і довжиною 10м., загальний опір захисного заземлення у висновку складає 1.825 Ом.

## **Розділ 6. Визначення витрат і собівартості електроенергії на АЕС 3000 МВт як складова фінансово-економічного аналізу стартап-проекту.**

### **Вступ**

Протягом останнього десятиліття стартап як форма малого ризикового підприємництва набула широкого розповсюдження через використання мережі Інтернет стало простіше продавати товари і послуги, а також шукати інвесторів, знаходити нові ресурси і виходити на ринки інших країн. Стартап вважається однією зі складових інноваційної економіки, через те, що зі збільшенням стартап-проектів зростає загальна маса інноваційних ідей.

Не зважаючи на це, вивід товару чи послуги на ринок супроводжується значним ризиком і в результаті дійсно успішними стартап-проектами є лише 10%-20% від усіх проектів. Адже сама ідея створення стартап-проекту майже нічого не варта. Головним завданням кожного керівника проекту повинно бути перетворення ідеї проекту у повноцінно справний бізнес-модель, яка починається з формування товару або послуги для конкретної групи клієнтів при наявних умовах ринку. Під час розробки і виводу повноцінного стартап-проекту на ринок необхідно зробити певну кількість кроків, у межах яких визначаються перспективи існування проекту на ринку, графіки та принципи за якими організовано виробництво, аналіз фінансової складової, аналіз усіх можливих ризиків, наявність заходів з просування для інвесторів.

Етапи розробки стартап-проекту:

#### **1. Маркетинговий аналіз проекту**

У межах цього етапу відбуваються:

- Розробка опису ідеї проекту, визначення загальних напрямків використання майбутнього товару чи послуги, визначення відмінності від потенційних конкурентів;
- Аналіз можливостей ринку щодо реалізації проекту;

- Виходячи з аналізу ринку розробити стратегію ринкового впровадження майбутнього товару чи послуги у межах проекту.

## 2. Організація стартап-проекту

У межах цього етапу відбуваються:

- Створення плану-графіку реалізації стартап-проекту;
- Визначається потреба у основних засобах та нематеріальних активах;
- Визначається плановий орієнтовний обсяг виробництва потенційного товару і на основі цього визначається потреба у матеріальних ресурсах та персоналі;
- Розрахунок витрат на запуск проекту та орієнтовні загальногосподарські витрати, які є необхідними для реалізації проекту.

## 3. Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту

У межах цього етапу визначають:

- Обсяг інвестиційних витрат;
- Основні фінансово-економічні показники проекту, показники інвестиційної привабливості проекту;
- Рівень ризику проекту, та шляхи запобігання ризиків.

## 4. Заходи з комерціалізації стартап-проекту

Некоректний розрахунок економічних фінансово-економічних показників проекту, як і відсутність маркетингових знань і умінь унеможливають розробку ринкового затребуваного проекту виходячи з вихідної ідеї, що є основною причиною банкрутства стартап-компаній та. В цьому розділі дисертації проведено розрахунок основного показника будь-якої електростанції - собівартості відпуску електричної енергії з шин АЕС, яка розглядається в технічних розділах цієї роботи.

### 6.1. Розрахунок витрат електричної енергії на власні потреби АЕС 3000 МВт.

Навантаження установок і механізмів, які задіяні у виробітку електроенергії на власні потреби визначаються сумою по групах основних найбільших механізмів на один енергоблок:

1) Реакторний цех (РЦ):

- ГЦН:

$$P_1 = 4 \cdot P_{ГЦН} = 4 \cdot 8000 = 32000 \text{ кВт}, \quad (6.1)$$

де  $P_{ГЦН} = 8000 \text{ кВт}$  – потужність одного ГЦН;

- інші споживачі РЦ:

$$P_2 = 1.5\% \cdot N_{\text{бл}} = 0.0015 \cdot 1000000 = 1500 \text{ кВт}, \quad (6.2)$$

де  $N_{\text{бл}} = 1000 \text{ МВт}$  – активна потужність одного блоку ВВЕР-1000.

2) Турбінний цех (ТЦ):

$P_3 = 28000 \text{ кВт}$  – потужність насосів технічного водопостачання;

$P_4 = 2600 \text{ кВт}$  – потужність КН першого та другого ступеня;

$P_5 = 4000 \text{ кВт}$  – потужність циркуляційного насосу (ЦН);

$P_6 = 2000 \text{ кВт}$  – потужність бойлерної установки.

Витрати електроенергії на ВП у РЦ і ТЦ:

а) Витрати у РЦ:

$$W_{ВП}^P = (P_1 + P_2) \cdot T_{\text{вст}} = (32000 + 1500) \cdot 7000 = 324,5 \times 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \quad (6.3)$$

б) Витрати у ТЦ:

$$\begin{aligned} W_{ВП}^T &= (P_3 + P_4 + P_5 + P_6) \cdot T_{\text{вст}} = \\ &= (28000 + 2238 + 4000 + 2000) \cdot 7000 = 264,2 \times 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \end{aligned} \quad (6.4)$$

де  $T_{вст} = 7000 год$  – кількість годин використання встановленої потужності.

Сумарне споживання електроенергії системою ВП одного енергоблоку:

$$W_{ВП} = W_{ВП}^P + W_{ВП}^T = 234,5 \times 10^6 + 256,2 \times 10^6 = 490,7 \times 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \quad (6.5)$$

## 6.2. Вироблення та відпуск електроенергії.

1. Кількість виробленої електроенергії:

$$W_{вир} = N_{вст} \cdot T_{вст} = 3000 \cdot 7000 = 21 \times 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (6.6)$$

де  $N_{вст} = 3000 \text{ МВт}$  – встановлена потужність АЕС.

2. Відсоток витрат електроенергії в системі ВП АЕС:

$$\bar{W}_{ен} = \frac{3 \cdot W_{ВП}}{W_{вир}} \cdot 100\% = \frac{3 \cdot 490,7 \times 10^6}{21 \times 10^9} \cdot 100\% = 7,01\%. \quad (6.7)$$

3. Відпуск електроенергії:

$$W_{відп} = W_{вир} - W_{ВП} = 21 \times 10^9 - 3 \cdot 490,7 \times 10^6 = 19,53 \times 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \quad (6.8)$$

4. Число робочих годин АЕС:

$$T_{роб} = 8760 - T_{рем} - T_{рез} = 8760 - 1240 = 7520 \frac{год}{рік}. \quad (6.9)$$

де  $T_{рем} = 1240 год/рік$  – середня тривалість обладнання у ремонті;  $T_{рез} = 0$  – середній час перебування обладнання у резерві (АЕС працює у базовому режимі).

5. Середнє навантаження:

$$N_{сер} = \frac{W_{вир}}{T_{роб}} = \frac{21 \times 10^9}{7520} = 2,793 \times 10^3 \text{ кВт}. \quad (6.10)$$

6. Коефіцієнт завантаження:

$$f = \frac{T_{вст}}{T_{роб}} \cdot 100\% = \frac{N_{сер}}{N_{вст}} \cdot 100\% = \frac{7000}{7520} = 93,085\%. \quad (6.11)$$

### 6.3. Розрахунок ККД електростанції.

#### 1. Визначення ККД реакторно-парогенераторного відсіку:

##### 1) Розрахунок ККД брутто:

$$\eta_p^{bp} = 100 - \Delta N_1 = 100 - 1.53 = 98.47\%, \quad (6.12)$$

де  $\Delta N_1 = 1.53\%$  – втрати тепла у навколишнє середовище обладнанням РЦ;

Питомі втрати тепла, які йдуть на ВП реакторно-парогенераторного відсіку:

$$\begin{aligned} g_p^{BP} &= \frac{\Delta N_2 + \Delta N_3 + \Delta N_4 + \Delta N_{in}}{N_p} \cdot 100\% = \\ &= \frac{3.35 + 0.047 + 0.77 + 2.5 \cdot 1.53}{3000} \cdot 100\% = 0.273\%, \end{aligned} \quad (6.13)$$

де  $\Delta N_2 = 3.35\%$ ,  $\Delta N_3 = 0.047\%$ ,  $\Delta N_4 = 2.5\%$  – втрати зумовлені продувкою реактора типу ВВЕР-1000, а також з організованими і неорганізованими протічками;  $\Delta N_{in} = 1.53\%$  – інші втрати  $N_p = 3000 \text{ MBm}$  – теплова потужність блоку.

##### 2) Розрахунок ККД нетто:

$$\begin{aligned} \eta_p^{nm} &= \eta_p^{bp} \cdot \frac{100 - g_p^{BP} - g_p^{ek}}{100} \cdot \frac{100 - \bar{W}_{BP}^T - \bar{W}_{BP}^P}{100 - \bar{W}_{BP}^T} \cdot \frac{100 + g_p^{BP}}{100} = \\ &= 98.47 \cdot \frac{100 - 0.273 - 0.99}{100} \cdot \frac{100 - 1.22 - 1.117}{100 - 1.22} \cdot \frac{100 + 0.273}{100} = 96.288\%, \end{aligned} \quad (6.14)$$

де  $g_p^{ek} = 0.273\%$  – втрати тепла, які зумовлені погіршенням експлуатаційного стану установок.

Витрата електричної енергії в системі ВП в реакторному і турбінному цехах:

$$\bar{W}_{BP}^P = \frac{W_{BP}^P}{W_{вир}} \cdot 100\% = \frac{234.5 \times 10^6}{21 \times 10^9} \cdot 100\% = 1.117\%; \quad (6.15)$$

$$\bar{W}_{ВП}^T = \frac{W_{ВП}^T}{W_{вир}} \cdot 100\% = \frac{256.2 \times 10^6}{21 \times 10^9} \cdot 100\% = 1,22\%. \quad (6.16)$$

Повернення теплової енергії у результаті стискання води в ГЦН:

$$g_{\epsilon}^{ВП} = \frac{N_{ГЦН}}{N_{бл}} \cdot K \cdot 100\% = \frac{8000 \cdot 4}{1000000} \cdot 0.95 \cdot 100\% = 3.04\%. \quad (6.17)$$

де  $K=0.95$ ,  $N_{ГЦН} = 32000 \text{ кВт}$  - потужність усіх ГЦН блоку для реактора типу ВВЕР-1000.

## 2. Визначення ККД ТЦ:

Питомі витрати теплової енергії на турбоустановку:

$$g_m^{hm} = g_m^{br} \cdot \frac{100 + g_m^{en} + g_m^e}{100 - \bar{W}_{вн}^m} = 353.96 \cdot \frac{100 + 0.45 + 0.45}{100 - 1,22} = 361.557 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}, \quad (6.18)$$

де  $g_{\tau}^{br} = 353,96 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$  - питомі витрати бруто на турбіну;  $g_m^{en} = 0.45\%$  - витрата тепла на ВП турбінної установки;  $g_m^e = 0.45\%$  - витрати тепла, з урахуванням експлуатаційних відключення.

ККД турбінного цеху (нетто):

$$\eta_m^{hm} = \frac{100}{g_m^{hm}} = \frac{100}{361.557} = 0.277. \quad (6.19)$$

## 3. Визначення ККД АЕС нетто:

$$\eta_{aec}^{hm} = \eta_p^{hm} \cdot \eta_m^{hm} \cdot \eta_{mn} = 0.9629 \cdot 0.277 \cdot 0.988 = 0.263\%; \quad (6.20)$$

ККД трубопроводів:

$$\eta_{mn} = \frac{100 - g_{mn}}{100} = \frac{100 - 1.2}{100} = 0.988\%, \quad (6.21)$$

де  $g_{mn} = 1.2\%$  - втрати в трубопроводах.

## 6.4. Визначення теплової потужності реактора.

Розрахунок ККД АЕС бруто:

$$\eta_{aec}^{\bar{p}} = \eta_{aec}^{nt} \cdot \frac{100}{100 - \bar{W}_{BP}} = 0.263 \cdot \frac{100}{100 - 7,01} = 0.283\%. \quad (6.22)$$

Отже, теплова потужність реактора типу ВВЕР-1000:

$$Q_p = \frac{N_e}{\eta_e^{\bar{p}}} = \frac{1000}{0.283} = 3543 MBt, \quad (6.23)$$

де  $N_e = 1000 MBt$  - електрична потужність одного енергоблоку АЕС.

### 6.5. Розрахунок питомих витрат палива.

Визначення річних витрат палива:

$$B_{p\bar{u}} = \frac{N_y T_y}{24 \cdot \bar{B} \cdot \eta_{aec}^{\bar{p}}} = \frac{3000 \cdot 7000}{24 \cdot 40000 \cdot 0.283} = 77.31 \frac{m}{p\bar{u}}, \quad (6.24)$$

де  $N_y = 3000 MBt$  - встановлена потужність АЕС,  $T_y = 7000 год$  - кількість

годин використання встановленої потужності,  $\bar{B} = 40000 \frac{MBt \cdot доба}{m}$  -

середня глибина вигорання палива у стаціонарному режимі, при середньому збагаченні палива підживлення у стаціонарному режимі  $X_n = 3.4\%$ .

Розрахунок питомих витрат ядерного палива на вироблення одного кіловата за годину:

$$\begin{aligned} g &= \frac{B_{p\bar{u}} \times 10^3 \cdot (X_n - y)}{W_{вир} \cdot (C_0 - y)} \cdot (1 + \beta) = \\ &= \frac{77.31 \times 10^3 \cdot (3.4 - 0.25)}{21 \times 10^9 \cdot (0.711 - 0.25)} \cdot (1 + 0.055) = 2.654 \times 10^{-5} кг, \end{aligned} \quad (6.25)$$

де  $y = 0.25\%$  - вміст урану у відвалі;  $C_0 = 0.711\%$  - вміст  $U^{235}$  в природному урані;  $\beta = 0.055$  - коефіцієнт, який характеризує втрати палива на всіх стадіях його переробки.

Розрахунок питомих витрат умовного палива на 1кВт·год:

Так як

$$b_e = \frac{B_{piч}}{W_{видн}}; \quad (6.26)$$

$$\eta_{aес}^{nm} = \frac{0.123 \cdot W_{видн}}{B_{piч}} = \frac{0.123}{b_e}, \quad (6.27)$$

тоді

$$b_{aес} = \frac{0.123}{\eta_{aес}^{nm}} = \frac{0.123}{0.263} = 0.467 \frac{кз.у.п.}{кВт \cdot год}. \quad (6.28)$$

## 6.6. Розрахунок кошторисної вартості АЕС.

Визначення капіталовкладень в АЕС:

$$\begin{aligned} K_{AEC} &= K_{бюд}^I + K_{сн}^I + n \cdot (K_{бюд}^{II} + K_{сн}^{II}) = \\ &= 659.1 + 988.7 + 2 \cdot (270.7 + 632.7) = \\ &= 1647.8 + 2 \cdot 903.4 = 3454,6 \text{ млн. у.о.}, \end{aligned} \quad (6.29)$$

де  $K^I = 1647.8$  млн.у.о. – капіталовкладення в будівництво будівель і споруд одного блоку;  $n = 2$  – кількість наступних блоків відповідно до проекту,  $K^{II} = 903.4$  млн.у.о. – капіталовкладення в будівництво будівель і споруд наступного блоку.

Розрахунок питомих капіталовкладень:

$$\bar{K}_{num} = \frac{K_{AEC}}{N_{есн}} = \frac{3454,6 \times 10^6}{3 \times 10^6} = 1151,53 \frac{у.о.}{кВт}. \quad (6.30)$$

## 6.7. Визначення собівартості відпущеної електроенергії.

Собівартість відпущеної електроенергії на електростанції визначається наступним виразом:

$$B = B_n + B_a + B_{зп} + B_{ин}, \quad (6.31)$$

де  $B_{п}$  – витрати на паливо;  $B_a$  – амортизаційні відрахування;  $B_{зп}$  – витрати на заробітну платню персоналу;  $B_{ин}$  – загально станційні та інші витрати.

Складова паливної собівартості:

$$B_{n.ц.} = B_n + 0.05 \cdot B_n^{перш} \quad (6.32)$$

$$B_n = B_{co} + B_{фm} + B_{зб} + B_{виг} + B_{вит} \quad (6.33)$$

$B_n^{перш}$  - вартість палива першого завантаження,  $B_{фm}$  - витрати на фторування,  $B_{зб}$  - витрати на збагачення,  $B_{виг}$  - витрати на зберігання збагаченого палива протягом п'яти років в басейні витримки АЕС.

Річні витрати збагаченого урану визначаються за формулою:

$$G_x = \frac{n \cdot N_T \cdot 365 \cdot f}{B} = \frac{3 \cdot 3000 \cdot 365 \cdot 0.93}{40000} = 76.376 \frac{m}{рік}, \quad (6.34)$$

де  $n = 3$  – кількість енергоблоків АЕС,  $N_T = 3000 MBm$  – теплова потужність одного реактора;  $f = 0.93$  – середньорічний коефіцієнт навантаження;

$B = 40000 \frac{MBm \cdot доба}{m}$  – середня глибина вигорання палива.

Вартість природного урану визначається з наступного виразу:

$$B_{co} = G_x f_0 C_{np} = 76.376 \times 10^3 \cdot 5.209 \cdot 105 = 57.81 \times 10^6 \frac{y.o.}{рік}, \quad (6.35)$$

де  $f_0$  – витрата природного урану на один кілограм збагаченого урану;  $C_{np} = 105 y.o.$  – ціна за один кілограм урану.

Витрата природного урану на один кілограм збагаченого урану:

$$f_0 = \frac{X_n - y}{C_0 - y} \cdot (1 + \beta) = \frac{3.4 - 0.25}{0.711 - 0.25} \cdot (1 + 0.055) = 7.209, \quad (6.36)$$

де  $X_n = 3.4\%$  – вміст  $U^{235}$  у збагаченому урані;  $y = 0.25\%$  – вміст урану  $U^{235}$  у відвалі;  $C_0 = 0.711\%$  – вміст  $U^{235}$  у природному урані;  $\beta = 0.055$  - коефіцієнт витрат палива на усіх стадіях його переробки.

Витрати на фторування:

$$B_{фm} = G_x \cdot f_0 \cdot C_{фm} = 76.376 \times 10^3 \cdot 7.209 \cdot 5 = 2.753 \times 10^6 \frac{y.o.}{рік}, \quad (6.37)$$

де  $C_{фm} = 5 y.o.$  - ціна на фторування одного кілограма урану.

Витрати на збагачення урану: кількість одиниць роботи розділення, витрачених для отримання одного кілограму збагаченого урану, одиниця роботи розділення

$$B_{зб} = G_x \cdot n_{opp} \cdot C_{фm} = 79.376 \times 10^3 \cdot 4.306 \cdot 100 = 32.89 \times 10^6 \frac{y.o.}{рік}, \quad (6.38)$$

де  $n_{opp} = 4.306 y.o.$  - кількість одиниць роботи розділення, витрачених для отримання одного кілограму збагаченого урану;  $C_p = 100 y.o.$  - одиниця роботи розділення.

Витрати на зберігання збагаченого палива протягом п'яти років у басейні витримки АЕС:

$$B_{вит} = G_x \cdot C_{вит} = 76.376 \times 10^3 \cdot 25 = 1.909 \times 10^6 \frac{y.o.}{рік}, \quad (6.39)$$

де  $C_{вит} = 25 y.o.$  - одиниця витримки палива.

Витрати на конверсію  $UF_6$  в  $UO_2$  та виготовлення ТВЕРЛів і ТВС:

$$B_{виг} = G_x \cdot C_{виг} = 76.376 \times 10^3 \cdot 180 = 13.75 \times 10^6 \frac{y.o.}{рік}, \quad (6.40)$$

де  $C_{виг} = 180 y.o.$  - одиниця виготовлення ТВЕРЛів і ТВС.

Отже, паливна складова собівартості електроенергії складає:

$$\begin{aligned} B_n &= B_{co} + B_{фm} + B_{зб} + B_{виг} + B_{вит} = \\ &= (57.81 + 2.753 + 32.89 + 13.75 + 1.909) \times 10^6 = 109.1 \times 10^6 \frac{y.o.}{рік}. \end{aligned} \quad (6.41)$$

Під час першого завантаження палива кількість завантаженого палива перевищує в 2-3 рази потребу за рік. Через це до дійсних щорічних витрат додаються ще витрати, які враховують частину вартості першого завантаження – 5%. У більшості випадків під час першого завантаження використовують уран  $U^{235}$  з меншим збагаченням.

Часті випадки, коли під час першого завантаження використовують ядерне паливо різного збагачення, тоді в такому випадку виникає необхідність у визначення вартості одного кілограма палива кожного збагачення і усього завантаження.

Визначення вартості одного кілограма палива для збагачення:  
 $X_n = 2.0\%$ ,  $X_n = 3.3\%$ ,  $X_n = 4.4\%$ .

1) Вартість одного кілограма палива, при  $X_n = 2.0\%$

$$\begin{aligned} C_{T1} &= f_{01} \cdot C_{np} + f_{01} \cdot C_{\phi m} + n_{opp1} \cdot C_p + C_{виз} + C_{вум} = \\ &= 3.523 \cdot 105 + 3.523 \cdot 5 + 2.194 \cdot 100 + 180 + 25 = 811.93 \text{ у.о.}, \end{aligned} \quad (6.42)$$

де  $f_{01} = 3.523$  - витрата природного урану на один кілограм збагаченого урану, при вмісті  $U^{235}$  0.2% у відвалі;  $n_{opp1} = 2.194$  - кількість одиниць роботи розділення, витрачених для отримання одного кілограму збагаченого урану, при вмісті  $U^{235}$  0.2% у відвалі.

2) Вартість одного кілограма палива, при  $X_n = 3.3\%$

$$\begin{aligned} C_{T2} &= f_{02} \cdot C_{np} + f_{02} \cdot C_{\phi m} + n_{opp2} \cdot C_p + C_{виз} + C_{вум} = \\ &= 6.067 \cdot 105 + 6.067 \cdot 5 + 4.968 \cdot 100 + 180 + 25 = 1369 \text{ у.о.}, \end{aligned} \quad (6.43)$$

де  $f_{02} = 6.067$ , при вмісті  $U^{235}$  0.2% у відвалі;  $n_{opp2} = 4.968$ , при вмісті  $U^{235}$  0.2% у відвалі.

1) Вартість одного кілограма палива, при  $X_n = 4.4\%$

$$\begin{aligned} C_{T3} &= f_{03} \cdot C_{np} + f_{03} \cdot C_{\phi m} + n_{opp3} \cdot C_p + C_{виз} + C_{вум} = \\ &= 8.219 \cdot 105 + 8.219 \cdot 5 + 7.46 \cdot 100 + 180 + 25 = 1855 \text{ у.о.}, \end{aligned} \quad (6.44)$$

де  $f_{01} = 6.067$ , при вмісті  $U^{235}$  0.2% у відвалі;  $n_{opp1} = 4.968$ , при вмісті  $U^{235}$  0.2% у відвалі.

Розрахункова вартість першого завантаження:

$$\begin{aligned} B_n^{перш} &= \sum C_{Ti} B_i = C_{T1} B_1 + C_{T2} B_2 + C_{T3} B_3 = \\ &= (811.93 \cdot 20 + 1369 \cdot 23 + 1855 \cdot 23) \times 10^3 = 90.4 \times 10^6 \text{ у.о.}, \end{aligned} \quad (6.45)$$

де  $B_1 = 20 \text{ т.}$  - маса палива, при збагаченні  $X_n = 2.0\%$ ;  $B_2 = 23 \text{ т.}$  - маса палива, при збагаченні  $X_n = 3.3\%$ ;  $B_3 = 23 \text{ т.}$  - маса палива, при збагаченні  $X_n = 4.4\%$ .

Щорічні витрати на паливо:

$$B_{n.ц.} = B_n + 0.05 \cdot B_n^{непш} =$$

$$= 109.1 \times 10^6 + 0.05 \cdot 90.4 \times 10^6 = 113.6 \times 10^6 \frac{у.о.}{рік}. \quad (6.46)$$

Розрахунок амортизаційних відрахувань.

Розрахунок витрат на амортизацію за лінійною моделлю:

$$B_a = \frac{B_a^{\delta y \delta}}{100} \cdot (K_{\delta y \delta}^I + n \cdot K_{\delta y \delta}^{II}) + \frac{B_a^{o \delta}}{100} \cdot (K_{o \delta}^I + n \cdot K_{o \delta}^{II}) =$$

$$= \frac{5}{100} \cdot (659.1 + 2 \cdot 270.7) + \frac{5}{100} \cdot (988.7 + 2 \cdot 632.7) = 172.73 \times 10^6 \frac{у.о.}{рік}, \quad (6.47)$$

де  $B_a^{\delta y \delta} = B_a^{o \delta} = 5\%$  - норми амортизаційних відрахувань на будівництво і обладнання відповідно;  $K_{\delta y \delta}^I = 659.1 \text{ млн.у.о.}$  - капіталовкладення у будівництво будівель і споруд першого блоку;  $n = 2$  - кількість наступних блоків відповідно до проектного завдання;  $K_{\delta y \delta}^{II} = 270.7 \text{ млн.у.о.}$  - капіталовкладення у будівництво будівель і споруд наступних блоків;  $K_{o \delta}^I = 270.7 \text{ млн.у.о.}$  - капіталовкладення у встановлення обладнання першого блоку;  $K_{o \delta}^{II} = 270.7 \text{ млн.у.о.}$  - капіталовкладення у встановлення обладнання наступних блоків.

Визначення складової заробітної (ЗП) платні персоналу електростанції:

Розрахунок ЗП персоналу АЕС:

$$B_{zn} = R_e \cdot \Phi = 900 \cdot 9750 = 8.775 \times 10^6 \frac{у.о.}{рік}, \quad (6.48)$$

де  $R_e = 900 \text{ чол.}$  - чисельність персоналу, що обслуговує три блоки з реактором типу ВВЕР-1000,  $\Phi = 9750 \text{ у.о.}$  - середньорічний фонд ЗП одного працівника електростанції з єдиним соціальним внеском у неї.

Розрахунок загальностанційних та інших витрат:

Визначення загальностанційних та інших витрат, які прийняті в частках від суми амортизаційних витрат та витрат на ЗП:

$$B_{in} = \frac{\alpha_{in}}{100} \cdot (B_a + B_{zn}) = \frac{10}{100} \cdot (172.73 + 8.775) \times 10^6 = 18.15 \times 10^6 \frac{у.о.}{рік}, \quad (6.49)$$

де  $\alpha_{in} = 10$  - частка загальностанційних та інших витрат для АЕС 3000 МВт.

Визначення сумарних експлуатаційних витрат без врахування амортизаційних витрат:

$$B = B_n + B_{zn} + B_{in} = (109.1 + 8.775 + 18.15) \times 10^6 = 136 \text{ млн. } \frac{\text{у.о.}}{\text{рік}}. \quad (6.50)$$

Визначення кількості виробленої електроенергії:

$$W_{вир} = N_{вир} \cdot T_{вир} = 3000 \cdot 10^3 \cdot 7000 = 21 \text{ млрд} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}, \quad (6.51)$$

де  $N_{вир} = 3000 \text{ МВт}$  - сумарна потужність трьох енергоблоків АЕС,  
 $T_{вир} = 3000 \text{ год.}$  - кількість годин використання встановленої потужності.

Розрахунок витрат електроенергії на ВП (7.01%):

$$W_{en} = 7.01\% \cdot W_{вир} = \frac{7.01}{100} \cdot 21 \times 10^9 = 1.472 \text{ млрд} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}. \quad (6.52)$$

Тоді відпуск електроенергії буде рівним:

$$W_{відп} = W_{вир} - W_{en} = 21 \cdot 10^9 - 1.472 \cdot 10^9 = 19.53 \text{ млрд} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}. \quad (6.53)$$

Розрахунковий дохід електростанції за відпущену електроенергію:

$$D_{\Sigma} = W_{відп} \cdot C_{нар} = 19.53 \times 10^9 \cdot 0.04 = 781.3 \text{ млн. у.о.} / \text{рік.}, \quad (6.54)$$

де  $C_{нар} = 0.04 \text{ у.о.} / \text{кВт} \cdot \text{год}$  - тариф на електроенергію, відпущену споживачам.

Отже, собівартість електроенергії буде дорівнювати:

$$S_e = \frac{\Sigma B_i}{W_{відп}} = \frac{B_a + B}{W_{відп}} = \frac{(172.73 + 136) \times 10^6}{19.53 \times 10^9} = 0.016 \frac{\text{у.о.}}{\text{кВт} \cdot \text{год.}}. \quad (6.55)$$

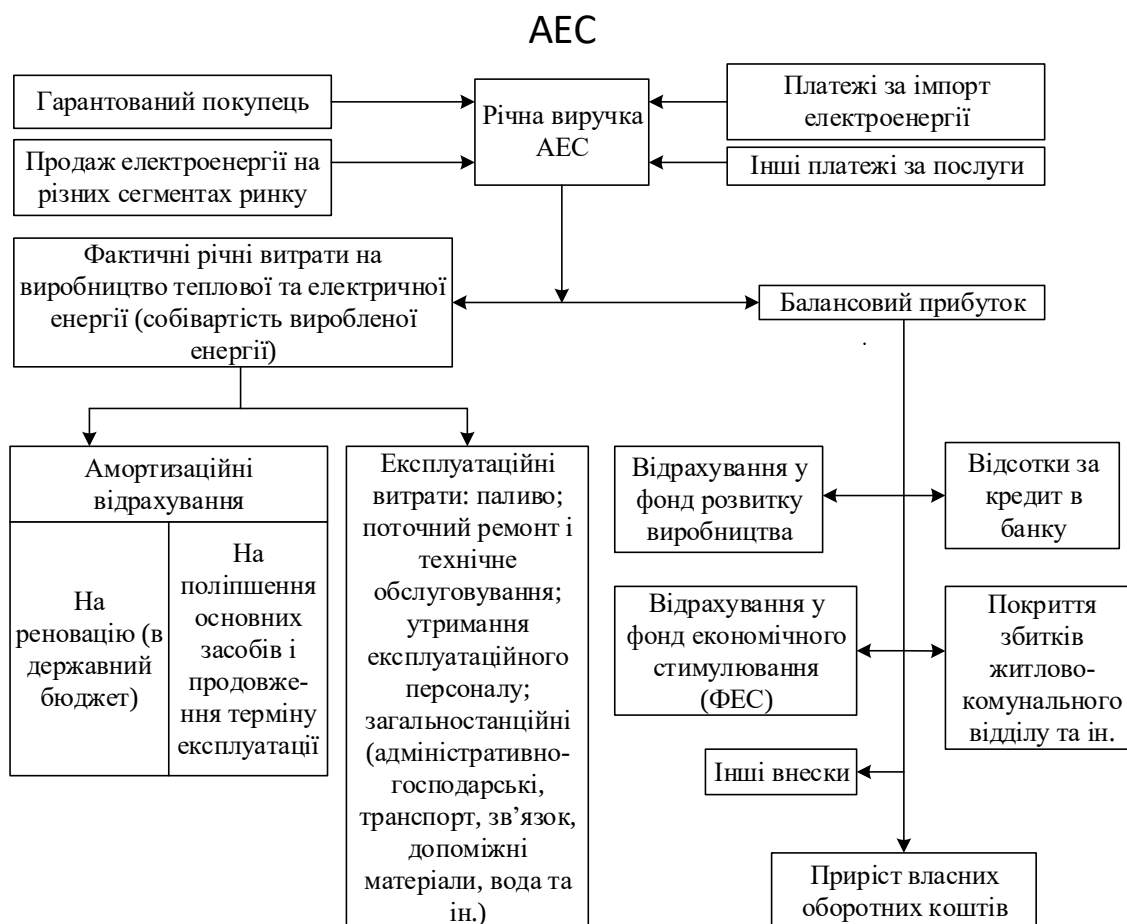


Рисунок 5.1 – Принципова схема обігу коштів отриманих та витрачених на виробництво електроенергії на АЕС і на розподіл балансового прибутку

## 6.8. Проектна калькуляція собівартості електроенергії.

Проектна калькуляція проведена у табличній формі, результати розрахунків занесено до таблиці 5.1.

Таблиця 6.1. Проектна калькуляція собівартості електроенергії

| Елементи витрат                  | Величина витрат, млн.у.о./рік | Собівартість 0,01 у.о./кВт год                                 | Структура собівартості, % |
|----------------------------------|-------------------------------|----------------------------------------------------------------|---------------------------|
| Паливо                           | 113.6                         | $\frac{113.6 \cdot 10^6}{19.53 \cdot 10^9} \cdot 100 = 0.582$  | 36.27                     |
| Зарплата з нарахуваннями         | 8.775                         | $\frac{8.775 \cdot 10^6}{19.53 \cdot 10^9} \cdot 100 = 0.045$  | 2.801                     |
| Амортизаційні відрахування       | 172.73                        | $\frac{172.73 \cdot 10^6}{19.53 \cdot 10^9} \cdot 100 = 0,885$ | 55.135                    |
| Загальностанційні та ін. витрати | 18.15                         | $\frac{18.15 \cdot 10^6}{19.53 \cdot 10^9} \cdot 100 = 0,093$  | 5.794                     |
| Разом                            | 313.3                         | 1.604                                                          | 100                       |

### Висновки до розділу

У межах даного розділу було розглянуто принцип розроблення стартап-проекту. Також було розглянуто складові річних витрат, які наявні під час експлуатації АЕС, складено калькуляцію собівартості електроенергії, та розраховано проектну собівартість відпущеної електроенергії, яка склала 0,016 у.о./кВт\*год. Якщо прийняти, що умовна одиниця відповідає 2 євро, собівартість складе 1,28 грн./кВт\*год, що значно нижча собівартості електроенергії зі станцій на органічному паливі та з ВДЕ і нижче тарифів та цін на різних сегментах ринку електричної енергії, що робить проект АЕС рентабельним і економічно вигідним.

## ВИСНОВКИ

В магістерській дисертації розглянуто актуальну науково-практичну задачу моделювання процесів в системі ВП АЕС та оцінки впливу збурень в електричній мережі, що супроводжуються зниженням напруги і частоти на роботу електродвигунів і механізмів системи ВП станції. При цьому були отримані наступні результати:

1. На основі техніко-економічного порівняння варіантів обрано структурну схему електричних з'єднань АЕС-3000 з більшим значенням інтегрального ефекту і меншими затратами на виробництво, а також основне обладнання електричної станції, зокрема, синхронні генератори, блочні трансформатори, автотрансформатори зв'язку та схеми ВРП різних класів напруг і схему власних потреб електростанції.

2. Проаналізовано умови функціонування сучасних ЕЕС з АЕС. Встановлено, що існує підвищена чутливість електроприймачів ВП до змінення режимних параметрів енергосистеми. Виявлено фактори, що сприяють виникненню аварійних ситуацій в підсистемі з АЕС.

3. Обґрунтовано і застосовано комплексний підхід щодо визначення кількісних показників впливу змінення режимних параметрів енергосистеми на режим роботи відповідальних механізмів ВП АЕС.

4. Отримано математичні моделі для розрахунку електромагнітних характеристик та параметрів механічних характеристик асинхронних двигунів ВП для умов тривалого зниження напруги і частоти на шинах ВП станції.

5. Запропонована математична модель насосного обладнання системи ВП АЕС для визначення подачі і напору при зміні частоти обертання.

6. З використанням побудованих моделей проведено дослідження режимів роботи відповідальних електродвигунів і робочих машин АЕС в умовах тривалого зниження напруги і частоти на секціях ВП.

7. Виконана оцінка впливу погіршення якості електроенергії в електричній мережі на рівень працездатності робочих машин системи ВП.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КП», 2011 – 105 с.
2. Є.І. Бардик. Моделі оцінки надійності схем електропостачання власних потреб АЕС від незалежних джерел при нечітко заданих параметрах відмов електрообладнання // Праці Інституту електродинаміки НАНУ, Збірник наукових праць, випуск 37, Київ.:2014, с.34-38.
3. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. - М.: «Энергия», 1976. – 552 с.
4. Є.І. Бардик. Моделювання і оцінка ризику відмови системи електропостачання власних потреб АЕС від зовнішніх незалежних джерел живлення // Наукові вісті НТУУ "КП" -2015р., с.7-18.
5. Проектування електричних станцій, ч.1/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк./ – К.: НТУУ «КП», 2012 – 73 с.
6. Є.І. Бардик, М.В. Костерев, М.П. Болотний. Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. Наук. Пр. – К.:ІЕД НАНУ. – 2014. – с.13-20.
7. Проектування електричних станцій, ч.3/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк, Г.М. Гаєвська./ – К.: НТУУ «КП», 2012 – 61 с.
8. Є.І. Бардик, Яновський В.П., Бондаренко В.І. Моделирование динамики атомных электростанций в аварийных режимах снижения напряжения и частоты//Технічна електродинаміка.Тематичний випуск.Част.7. Київ,2005р.

9. Сиромятніков І.А. Режими роботи асинхронних і синхронних двигунів/Під ред. Л.Г. Магіконянця. – 4 видання, перероб. і доп. – М.:Енергоатоміздат, 1984. – 240с., іл.
- 10.Є.І. Бардик. Моделювання енергоблока АЕС при аварійних змінюваннях частоти в системі електропостачання власних потреб. Дис. кнд. техн. наук , Київ, 1994р.
- 11.Васільєв А.А., Крючков І.П., Наяшкова Е.Ф., Околович М.Н. Електрична частина станцій і підстанцій/Під ред. А.А. Васільєва. – 2 видання, перероб. і доп. – М.:Енергоатоміздат, 1990. – 274с.-277с., 305с.-307с., 380с.-394с..
12. БардикЄ.І. Електрична частина електричних станцій та підстанцій. Основне електрообладнання [ Текст ] :навч. Посібн. /Є.І. Бардик, М.П. Лукаш .-К.: НТУУ КПІ ,2011 .-220 с.
- 13.ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів.
- 14.ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку.
- 15.ДСТУ 9046:2020 Детектори іонізуючого випромінювання. Терміни та визначення понять.
- 16.НПАОП 0.00-1.15-07. Про затвердження Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті.
- 17.Гігієнічні нормативи ГН 3.3.5-8-6.6.1-20014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу. 08.04.2014.
- 18.ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
- 19.ДСТУ EN 13688:2016. Одяг захисний. Загальні вимоги.
- 20.ДСТУ EN 20346:2010. Засоби індивідуального захисту. Захисне взуття.
- 21.ДСТУ EN 420-2001. Загальні вимоги до рукавиць.

- 22.ДСТУ EN 397:2017. Каски захисні промислові
- 23.ДСТУ EN 352-1:2017. Засоби індивідуального захисту органа слуху. Вимоги щодо безпеки та випробування. Частина 1. Шумозахисні навушники.
- 24.ДСТУ EN 168:2001. Засоби індивідуального захисту очей. Методи випробування неоптичні.
- 25.ДСТУ EN 529:2006. Засоби індивідуального захисту органів дихання. Рекомендації щодо вибору, використанню, догляду і обслуговуванню. Настанова EN 529:2005, IDT. Введено у дію 01.10.2007. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2006. 26 с.
- 26.ДСТУ 4368:2005 Комплект індивідуальний екрануючий для захисту від електричних полів промислової частоти. Загальні технічні вимоги та методи контролювання.
- 27.ДСТУ 20494:2003. Штанги ізолювальні оперативні та штанги переносних заземлень. Загальні технічні умови.
- 28.Правила улаштування електроустановок. Розділ 1. Загальні правила. Розділ 1.7. Заземлення і захисні заходи безпеки. (ПУЕ – 2016), введений з 1.01. 2017 р.
- 29.НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні; – К.: Держстандарт України, 2004. – 45 с.

## **Тема магістерської дисертації: «Моделювання режимів роботи електродвигунів і робочих машин власних потреб АЕС потужністю 3000 МВт при зниженні напруги і частоти»**

**Мета магістерської дисертації :** побудова математичних моделей електродвигунів і робочих машин та дослідження їх режимів при тривалому зниженні напруги і частоти.

### **Основні задачі магістерської дисертації:**

1. Проаналізувати умови функціонування підсистем ЕЕС, що містять АЕС з системами власних потреб.
2. Провести аналіз впливу зниження напруги і частоти на роботу електроприймачів і технологічної частини електростанції.
3. Побудувати і дослідити математичні моделі розрахунку електромагнітних характеристик асинхронних двигунів ВП.
4. Розробити спрощені моделі розрахунку параметрів механічних характеристик електродвигунів при зміні напруги і частоти;
5. Розробити математичні моделі і алгоритм визначення режимних параметрів робочих машин АЕС при зміні частоти і напруги в мережі;
6. Для відповідальних механізмів системи ВП АЕС дослідити вплив тривалого відхилення режимних параметрів системи на характеристики робочих машин;

**Об'єкт дослідження :** процеси в системі власних потреб атомної електростанції.

**Предмет дослідження:** моделювання і дослідження впливу змінення режимних параметрів ЕЕС на характеристики асинхронних двигунів і відповідальних механізмів ВП станції.

**Актуальність роботи.** Наразі в зв'язку з лібералізацією енергетичної галузі, значного рівня зношення електрообладнання, високою вірогідністю терористичних атак на об'єкти енергетики загострюється проблема забезпечення режимної надійності ЕЕС та безпеки функціонування АЕС. Разом з цим статистичний аналіз аварійності, практика експлуатації ЕЕС з АЕС показує, що імовірність системних аварій в наслідок втрати генеруючих потужностей, які супроводжуються значним зниженням частоти і напруги повністю не виключена. Це суттєво підвищує ризик повної втрати або обмеження потужності потужними блоками АЕС внаслідок зниження частоти і напруги на шинах ВП станції та відповідного зменшення подачі і натиску робочих машин, що призведе до ще більшого дефіциту потужності і подальшого зниження перш за все частоти в системі.

**Наукова новизна результатів.** Основними результатами, що характеризують наукову новизну, є наступні:

1. Запропоновано комплексний підхід щодо моделювання і оцінки впливу змінення режимних параметрів енергосистеми на процеси функціонування механізмів ВП АЕС.
2. Розроблено математичні моделі визначення електромагнітних характеристик та параметрів механічних характеристик асинхронних двигунів ВП при зниженні напруги і частоти мережі.
3. Побудована математична модель насосного обладнання системи ВП АЕС для визначення подачі і напору при зміні частоти обертання.
4. Проведено дослідження режимів роботи відповідальних електродвигунів і робочих машин в умовах тривалого зниження напруги і частоти на секціях ВП.

# Моделі розрахунку електромагнітних характеристик електродвигунів насосного обладнання ВП АЕС при зміні напруги і частоти

1. Електрорушійна сила, магнітний потік, обертовий момент асинхронного двигуна:

$$U_1 \approx E_1 = 4,44k_{об1}f_{1ном}\omega_1\Phi_{ном}k_f\frac{\Phi}{\Phi_{ном}} = E_{1ном}k_f\frac{\Phi}{\Phi_{ном}},$$

звідки

$$\frac{\Phi}{\Phi_{ном}} = \frac{k_u}{k_f}$$

$$M_{c*} = M_{0*}k_f^2$$

$$b_c = \frac{b_{ном}k_u^2}{M_{0*}k_f^4},$$

де  $M_{0*}$  - момент опору при номінальній кутовій швидкості ротора у випадку роботи двигуна з номінальною частотою.

2. Ковзання і кутова швидкість:

Вентиляторний момент опору

$$M_{c*} = M_{0*}k_f^2, b_c = \frac{b_{ном}k_u^2}{M_{0*}k_f^4}$$

Відношення ковзання до номінального

$$\frac{s}{s_{ном}} = \frac{b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1}}{k_f \left[ \frac{b_{ном}k_u^2}{M_{c*}k_f^2} + \sqrt{\left( \frac{b_{ном}k_u^2}{M_{c*}k_f^2} \right)^2 - 1} \right]}$$

Кутова швидкість ротора

$$\omega_2 = \omega_1(1 - s) = k_f\omega_0 \left[ 1 - \frac{s_{кр}}{k_f(b_c + \sqrt{b_c^2 - 1})} \right]$$

3. Струм статора, ротора, намагнічуючий струм:

$$\frac{I_2'}{I_{2ном}} = \frac{M_{c*} \frac{b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1}}{\frac{b_{ном}k_u^2}{M_{c*}k_f^2} + \sqrt{\left( \frac{b_{ном}k_u^2}{M_{c*}k_f^2} \right)^2 - 1}}}{1}$$

$$\sin \varphi' = \frac{1}{\sqrt{2b_c(b_c + \sqrt{b_c^2 - 1})}} = \frac{1}{\sqrt{\frac{2b_{ном}k_u^2}{M_{c*}k_f^2} \left[ \frac{b_{ном}k_u^2}{M_{c*}k_f^2} + \left( \frac{b_{ном}k_u^2}{M_{c*}k_f^2} \right)^2 - 1 \right]}}$$

$$\cos \varphi' = \sqrt{\frac{b_c + \sqrt{b_c^2 - 1}}{2b_c}}$$

$$I_1 = \sqrt{(I_0 + I_2' \sin \varphi')^2 + (I_2' \cos \varphi')^2}$$

4. Активна і реактивна потужності асинхронного двигуна:

$$P_{1ном} = \sqrt{3} U_{1ном} \left( I_{0ном} \cos \varphi_{0ном} + I_{2ном}' \sqrt{\frac{b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1}}{2b_{ном}}} \right)$$

$$\frac{Q_0}{Q_{0ном}} \approx \frac{k_u^2}{k_f^2}$$

$$\frac{Q_p}{Q_{p,ном}} = M_{c*}k_f \times \frac{b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1}}{\frac{b_{ном}k_u^2}{M_{c*}k_f^2} + \sqrt{\left( \frac{b_{ном}k_u^2}{M_{c*}k_f^2} \right)^2 - 1}}$$

## Механічні характеристики та параметри електродвигунів ВП при зміні напруги і частоти

1. Електромагнітний момент асинхронного двигуна:

$$M_* = \frac{M}{M_{\text{ном}}} = \frac{2b_{\text{max}}(1 + \frac{s_{\text{кр}}R_1}{c_1R_2})}{\frac{s}{s_{\text{кр}}} + \frac{s_{\text{кр}}}{s} + 2\frac{s_{\text{кр}}R_1}{c_1R_2}}$$

$$b_{\text{max}} = \frac{M_{\text{max}}}{M_{\text{ном}}}$$

$$M_* \approx \frac{2b_{\text{max}}(1 + s_{\text{кр}})}{\frac{s}{s_{\text{кр}}} + \frac{s_{\text{кр}}}{s} + 2s_{\text{кр}}}$$

2. Кратність максимального моменту:

$$b_{\text{max}} \approx b_{\text{max}(\text{н})} \frac{U_1^2}{f^2}$$

3. Критичне ковзання:

$$s_{\text{кр}} \approx s_{\text{кр}(\text{н})}/f$$

4. Кратність пускового моменту:

$$M_{\text{п}}_* = M_{\text{п}(\text{н})} \frac{U_1^2}{f^3} \frac{1 + s_{\text{кр}(\text{н})}}{1 + s_{\text{кр}(\text{н})}/f}$$

$$M_{\text{п}}_* \approx M_{\text{п}(\text{н})} \frac{U_1^2}{f^3}$$

5. Ковзання:

$$s \approx s_{(\text{н})} \frac{f}{U_1^2}$$

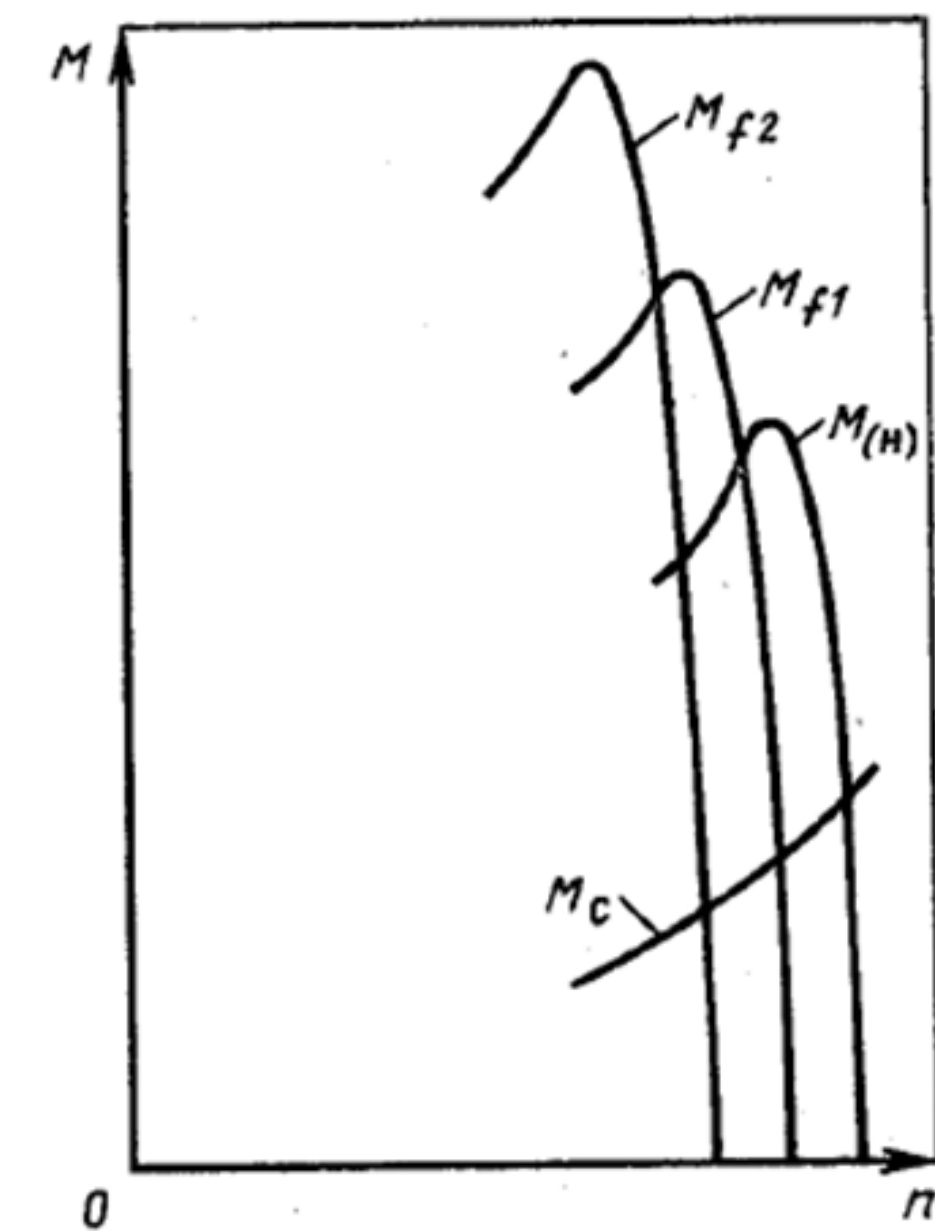
6. Частота обертання:

$$n = n_{(\text{н})} f \frac{1 - s}{1 - s_{(\text{н})}}$$

$$n \approx n_{(\text{н})} f$$

7. Потужність на валу двигуна:

$$P_2 \approx P_{2(\text{н})} f$$

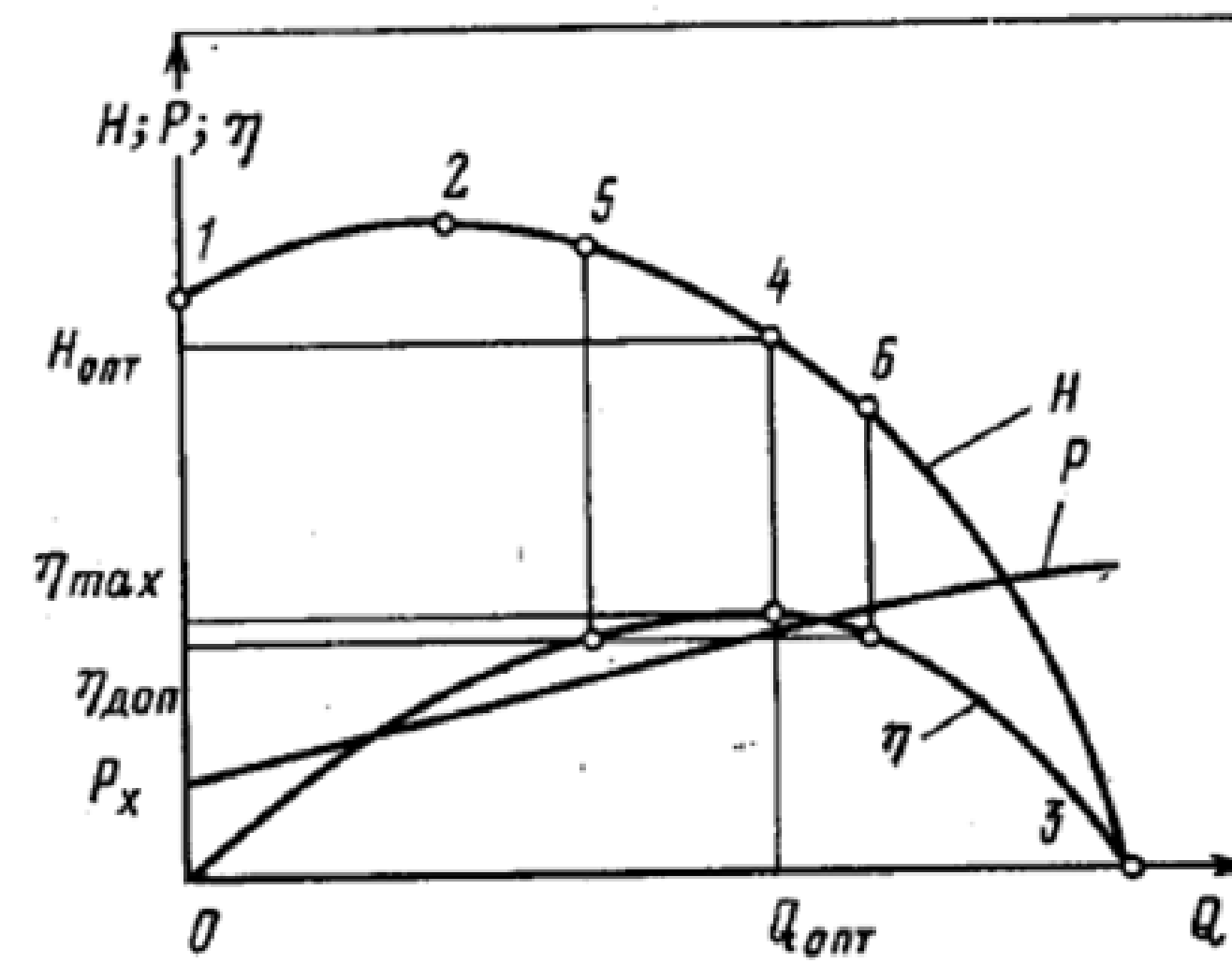


Механічні характеристики асинхронного електродвигуна при різних значеннях частоти струму статора і механічна характеристика робочої машини

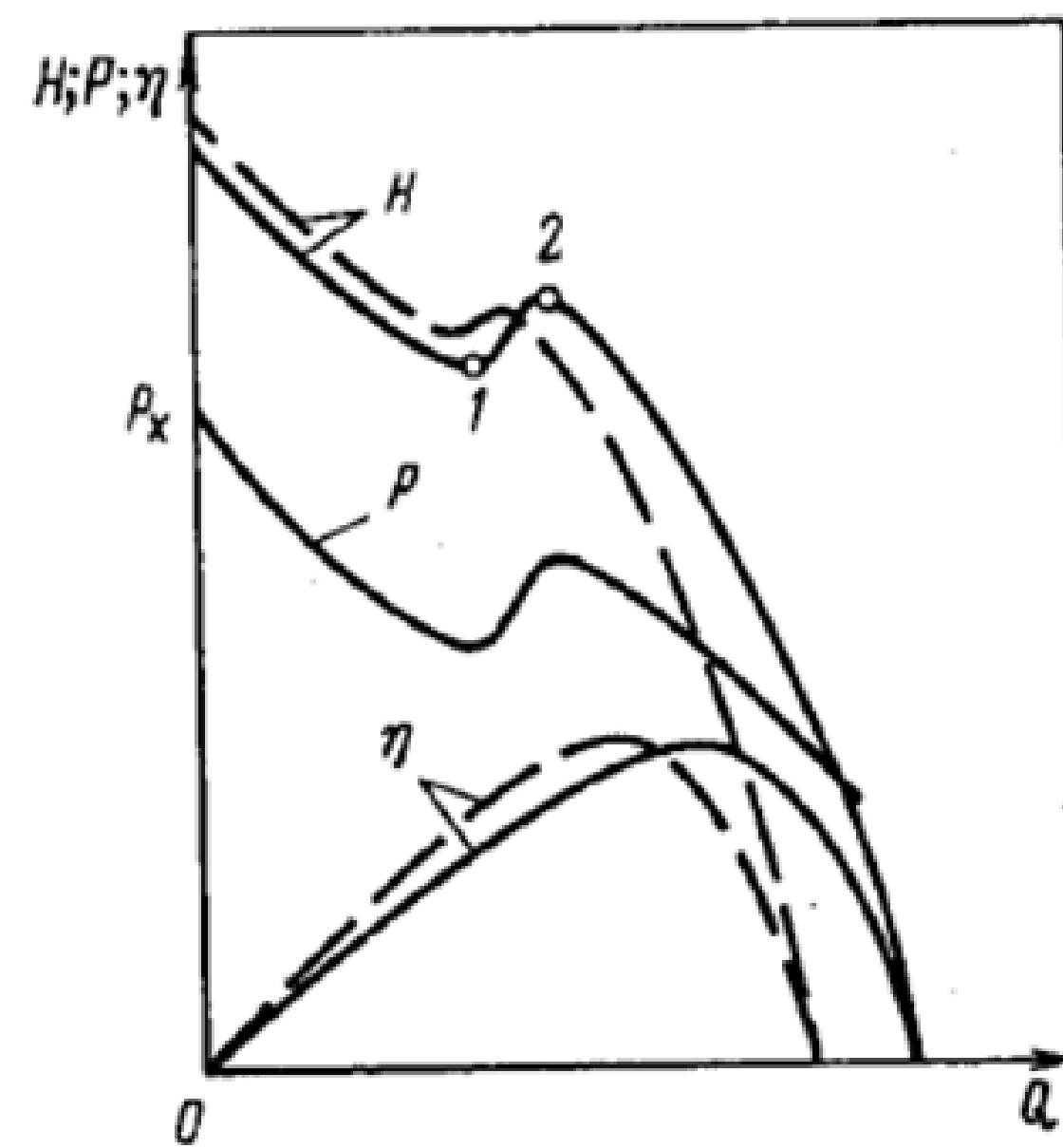
# Характеристики робочих машин системи ВП АЕС у різних режимах роботи

## 1. Робочі характеристики робочих машин системи ВП АЕС

### а) робочі характеристики машин відцентрового типу



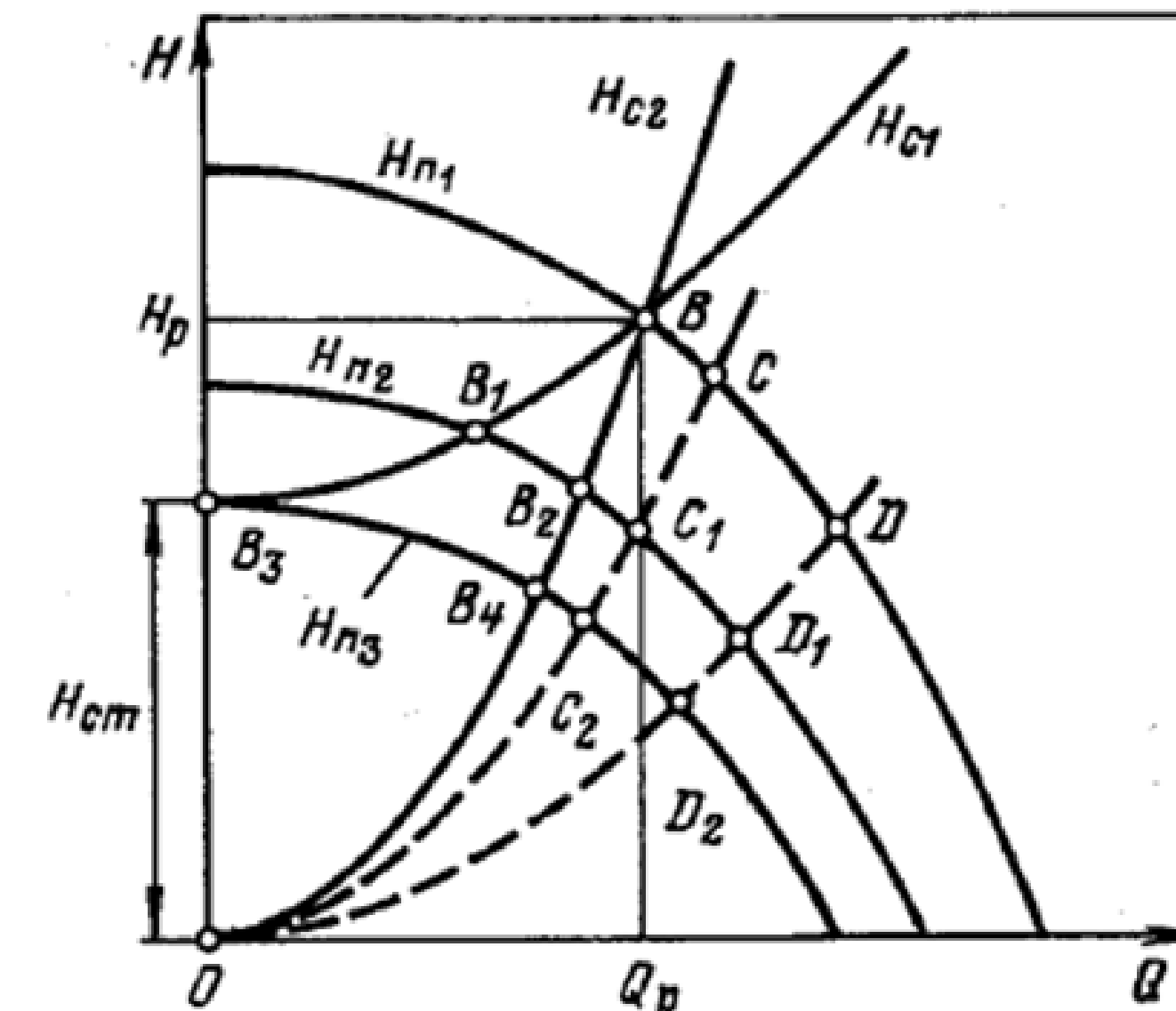
### б) робочі характеристики машин осьового типу



## 2. Характеристики робочих машин при зміні частоти обертання:

$$Q_i = Q_1 \frac{n_i}{n_1}$$

$$H_i = H_1 \left( \frac{n_i}{n_1} \right)^2 = H_1 \left( \frac{Q_i}{Q_1} \right)^2$$



Зміна головної робочої характеристики насоса (вентилятора) і положення робочих точок при зміні частоти обертання

## 5. Характеристики трубопровідної мережі:

$$H_c = H_{\Gamma} + \frac{p_2 - p_1}{g\rho} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} + \Delta H$$

$$H_c = H_{ст} + H_{дин}$$

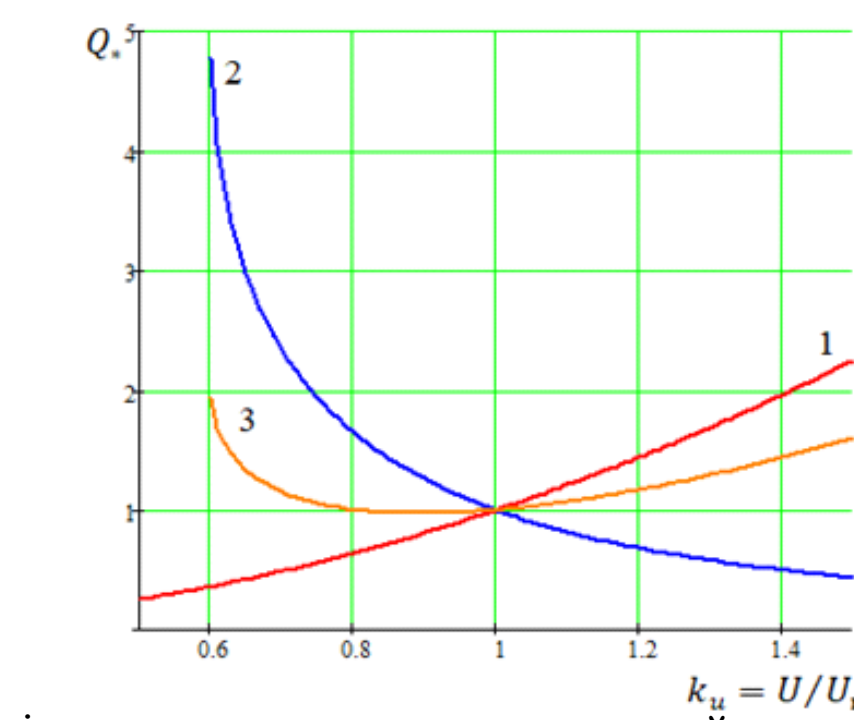
$$H_c = H_{ст} + KQ^2$$

# Модельно-експериментальні розрахунки характеристик електричних двигунів та робочих машин при зміні напруги і частоти

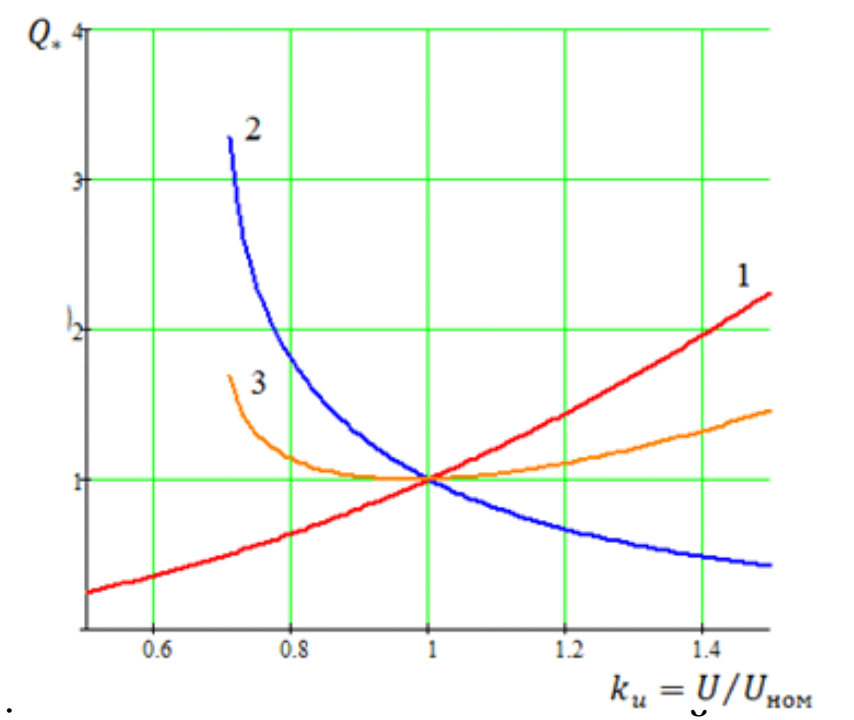
## Електромагнітні характеристики асинхронних двигунів власних потреб АЕС

Паспортні дані асинхронних двигунів власних потреб АЕС

| Умовне позначення | $P_{\text{н}}, \text{кВт}$ | $U_{\text{н}}, \text{кВ}$ | $\cos\varphi_{\text{н}}$ | ККД, % | $M_{\text{max}}/M_{\text{ном}}$ , В.О. | $M_{\text{п}}/M_{\text{ном}}$ , В.О. | $I_{\text{п}}/I_{\text{ном}}$ , В.О. | $K_{\text{загр}}, \text{В.О.}$ | $T_{\text{ж}}$ |
|-------------------|----------------------------|---------------------------|--------------------------|--------|----------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------|----------------|
| ГЦН               | 8000                       | 6                         | 0.96                     | 96.0   | 3.4                                    | 1.64                                 | 8.1                                  | 0.663                          | 11.0           |
| ЦН                | 4000                       | 6                         | 0.7                      | 95.0   | 2.0                                    | 0.7                                  | 3.8                                  | 0.925                          | 3.0            |
| КН2               | 1600                       | 6                         | 0.89                     | 96.5   | 2.0                                    | 0.9                                  | 5.2                                  | 0.743                          | 1.4            |
| КН1               | 1000                       | 6                         | 0.88                     | 94     | 2.1                                    | 0.8                                  | 5.5                                  | 0.62                           | 2.1            |

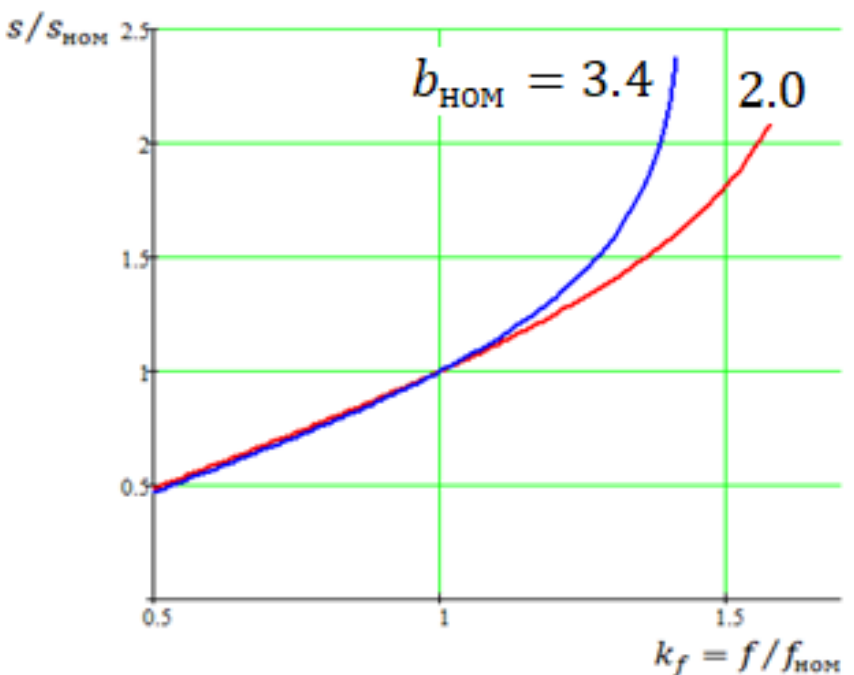


Зміна відносних реактивних потужностей двигуна ГЦН при номінальній частоті в залежності від напруги  
Реактивні потужності асинхронних двигунів насосного обладнання електростанції: 1 – реактивна потужність намагнічування, 2 – реактивна потужність розсіювання, 3 – повна реактивна потужність.

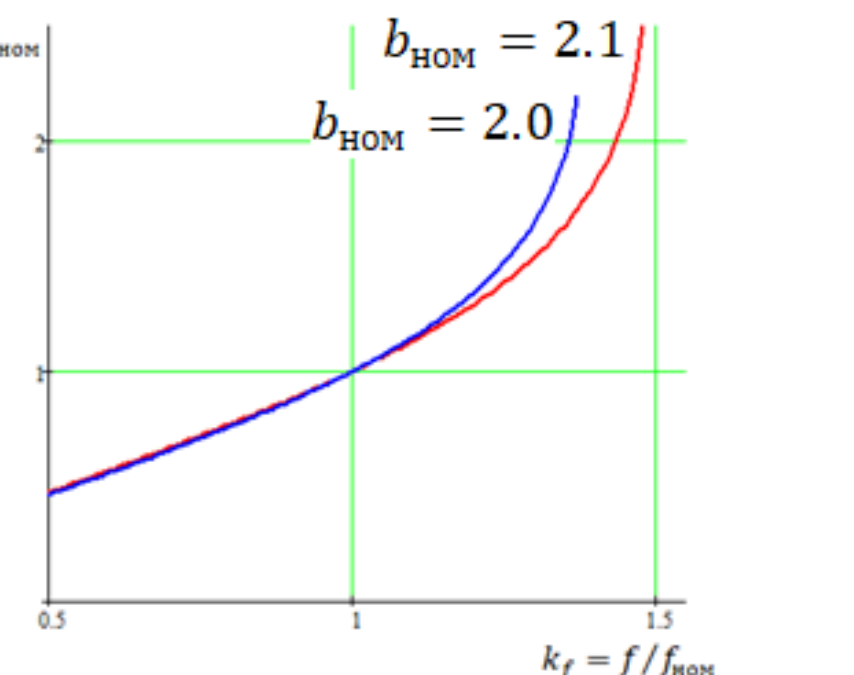


Зміна відносних реактивних потужностей двигуна ЦН при номінальній частоті в залежності від напруги  
Реактивні потужності асинхронних двигунів насосного обладнання електростанції: 1 – реактивна потужність намагнічування, 2 – реактивна потужність розсіювання, 3 – повна реактивна потужність.

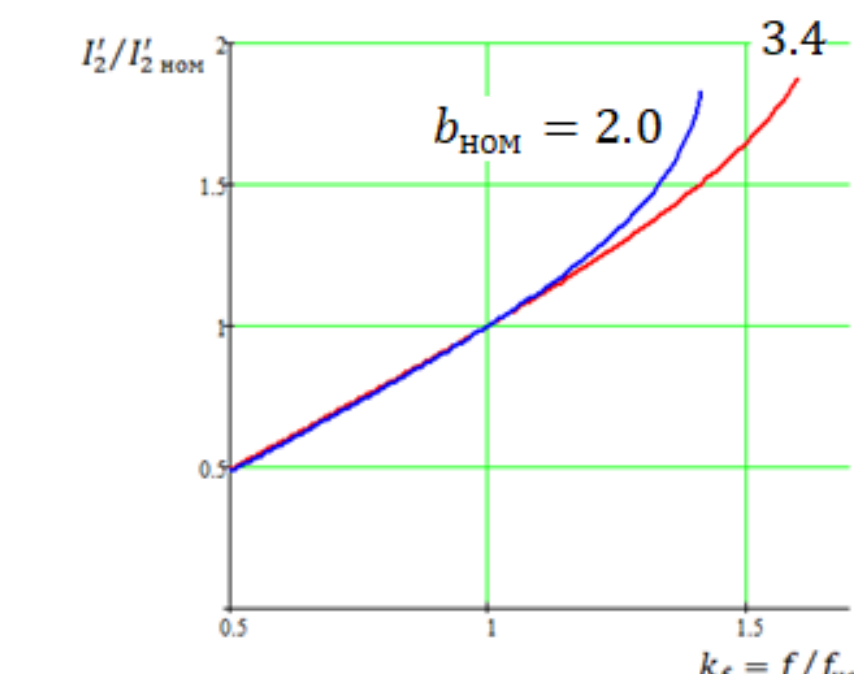
### Зміна частоти при номінальній напрузі



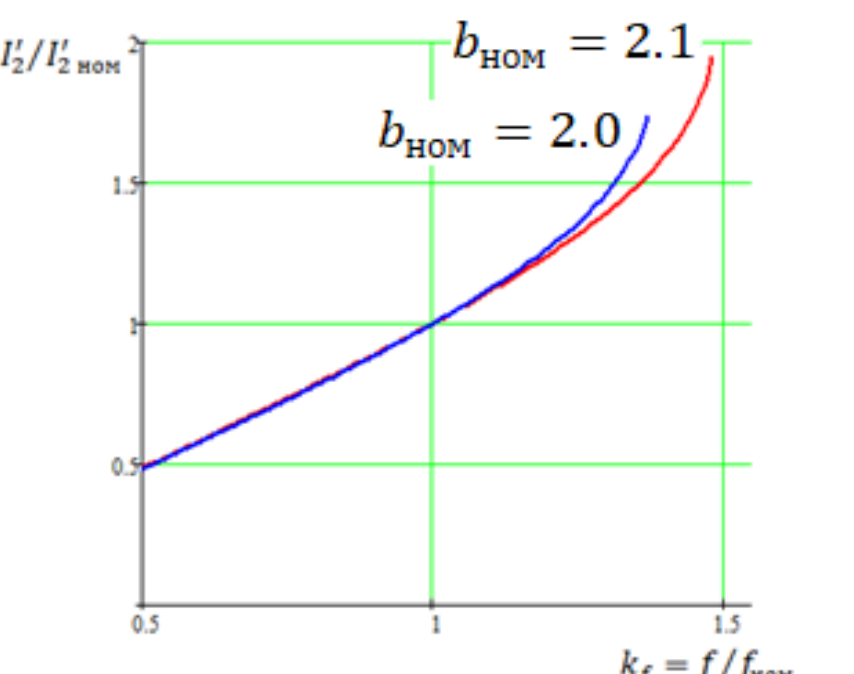
Залежність ковзання від частоти двигуна і ЦН при роботі двигуна з номінальною напругою і моментом



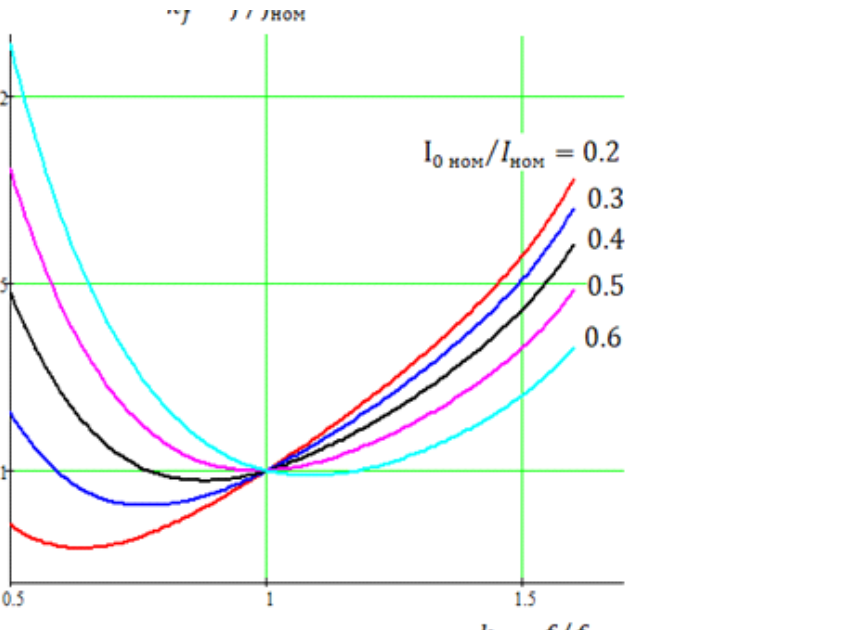
Залежність ковзання від частоти двигуна КН2 і КН1 при роботі двигуна з номінальною напругою і моментом



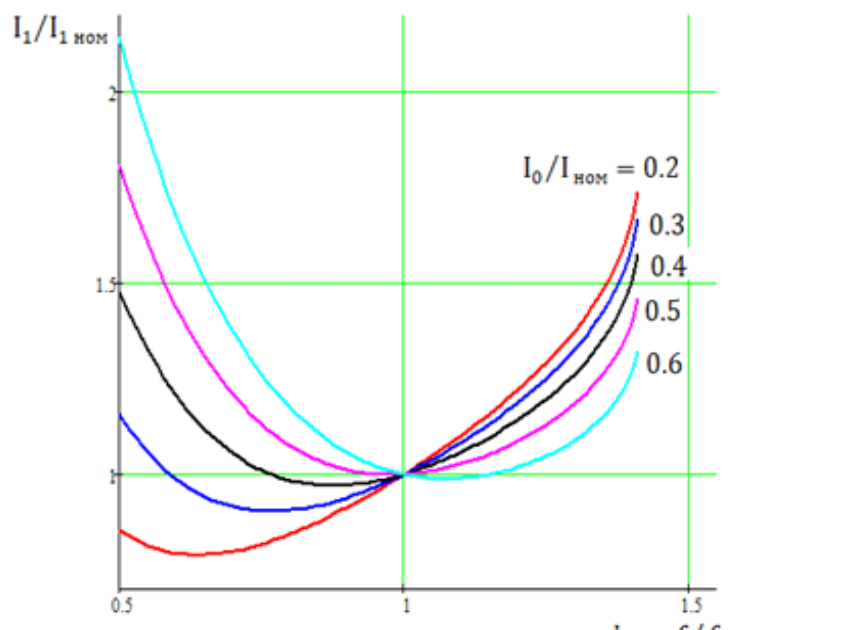
Залежність кратності струму ротора двигуна ГЦН і ЦН від частоти при роботі двигуна з номінальною напругою і моментом



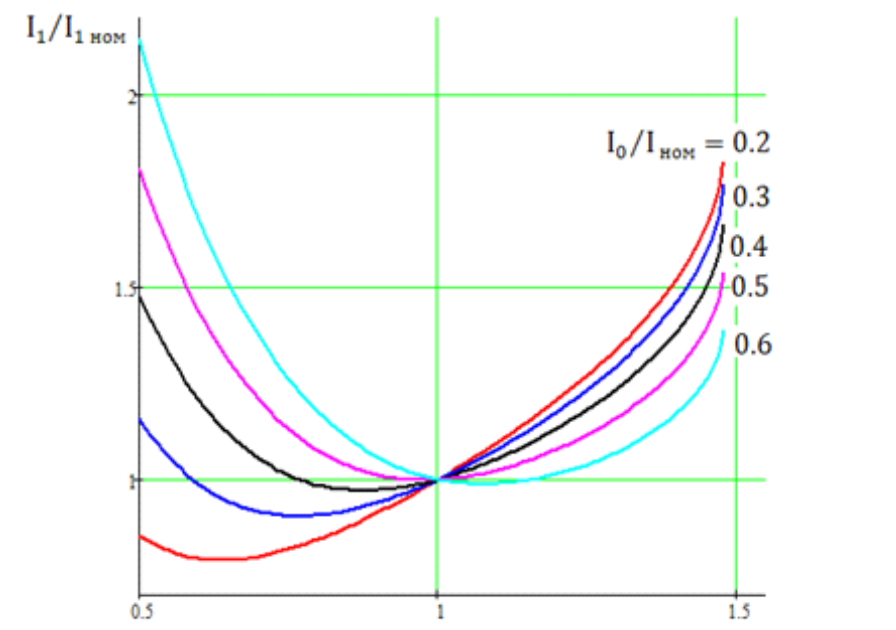
Залежність кратності струму ротора двигуна КН2 і КН1 від частоти при роботі двигуна з номінальною напругою і моментом



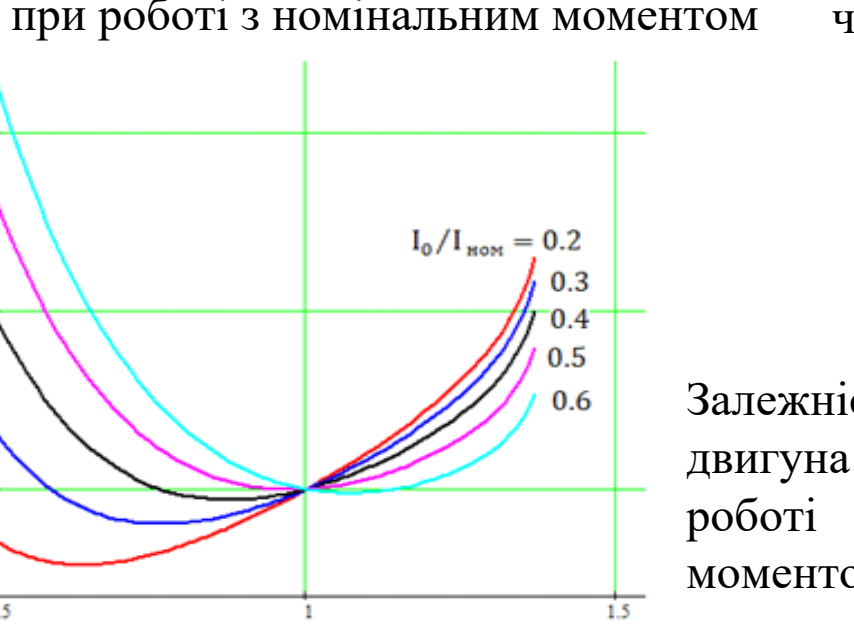
Залежність струму статора двигуна ГЦН від частоти при роботі з номінальним моментом



Залежність струму статора двигуна ЦН від частоти при роботі з номінальним моментом

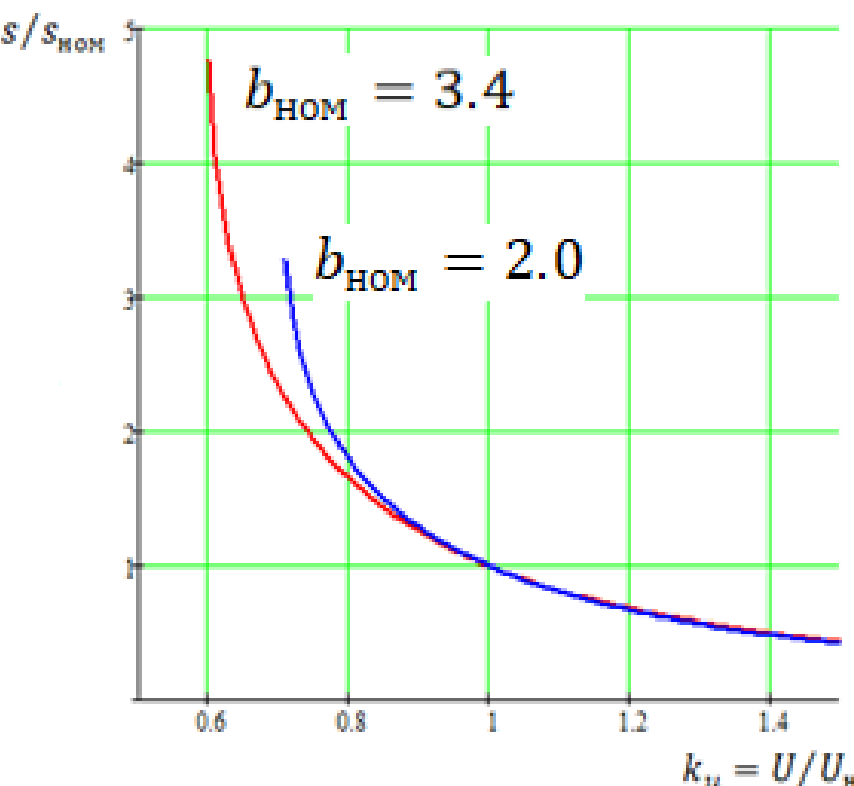


Залежність струму статора двигуна КН1 від частоти при роботі з номінальним моментом

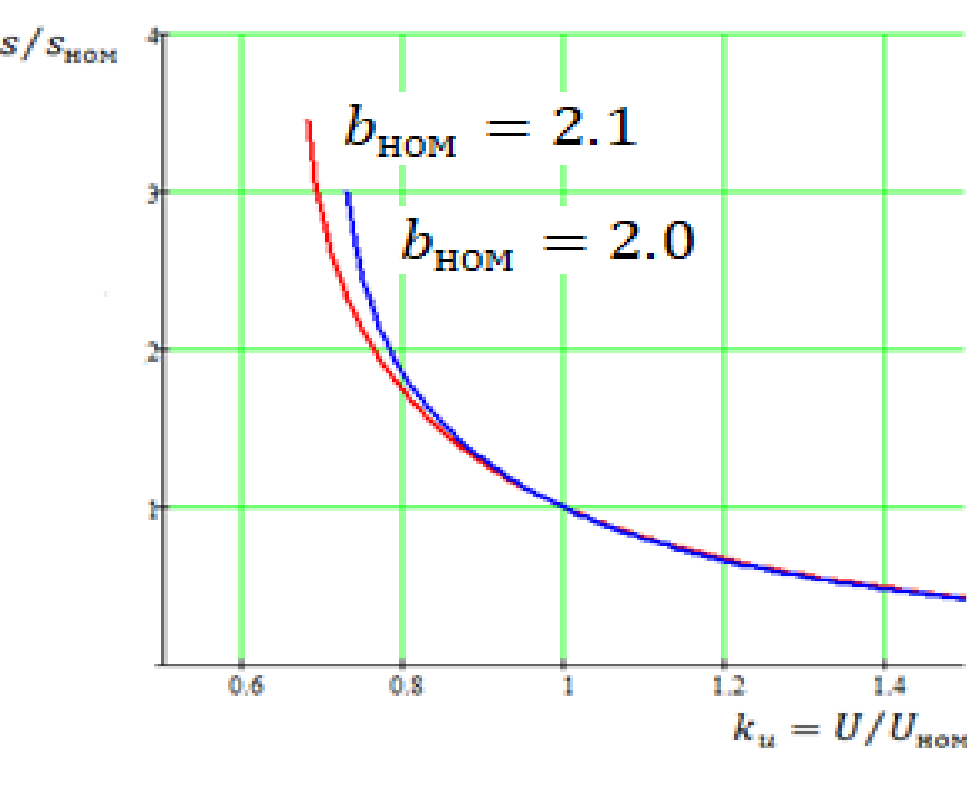


Залежність струму статора двигуна КН2 від частоти при роботі з номінальним моментом

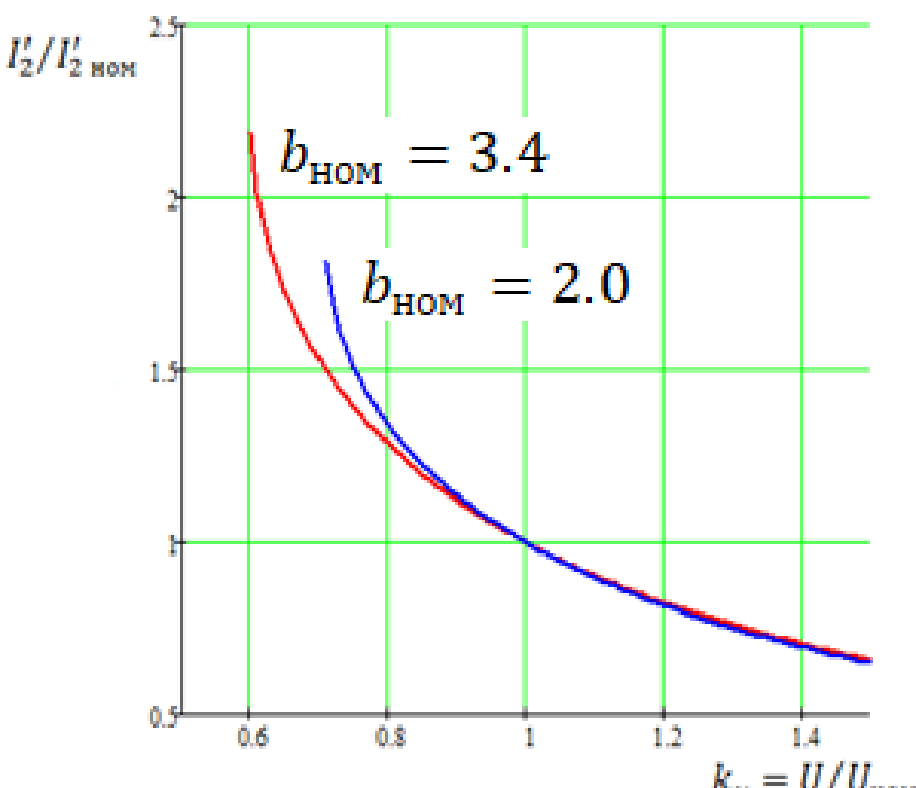
### Зміна напруги при заданій частоті



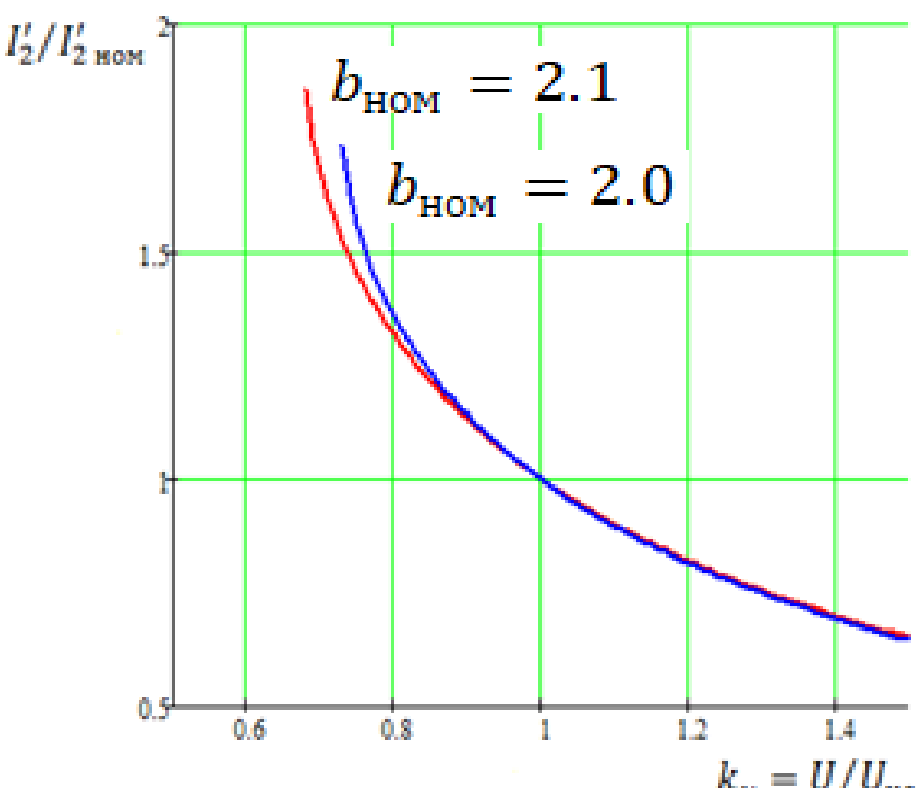
Зміна ковзання двигуна ГЦН і ЦН в залежності від напруги



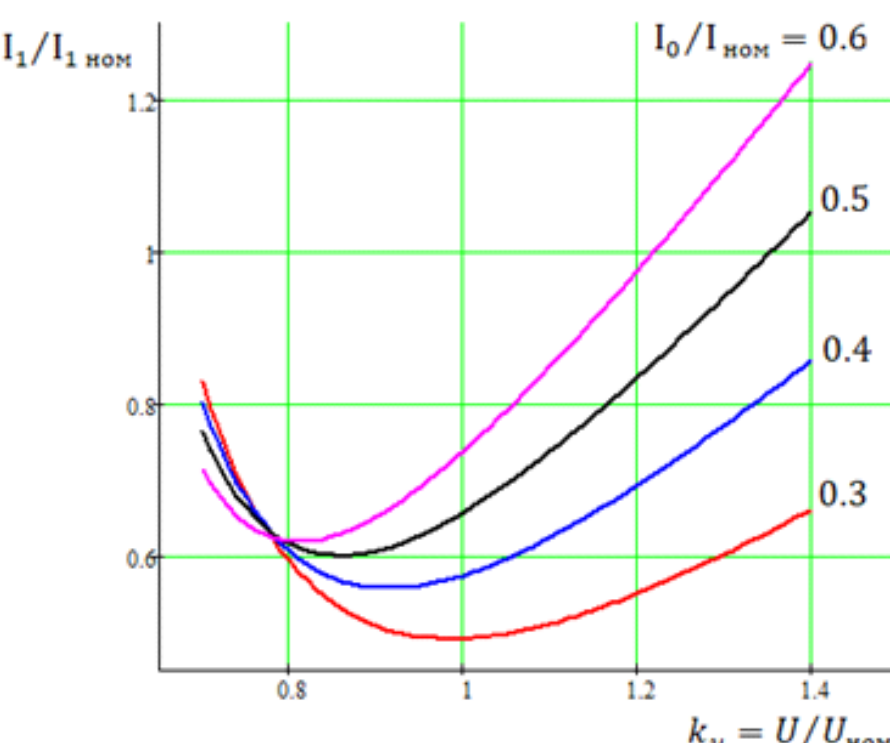
Зміна ковзання двигуна КН2 і КН1 в залежності від напруги



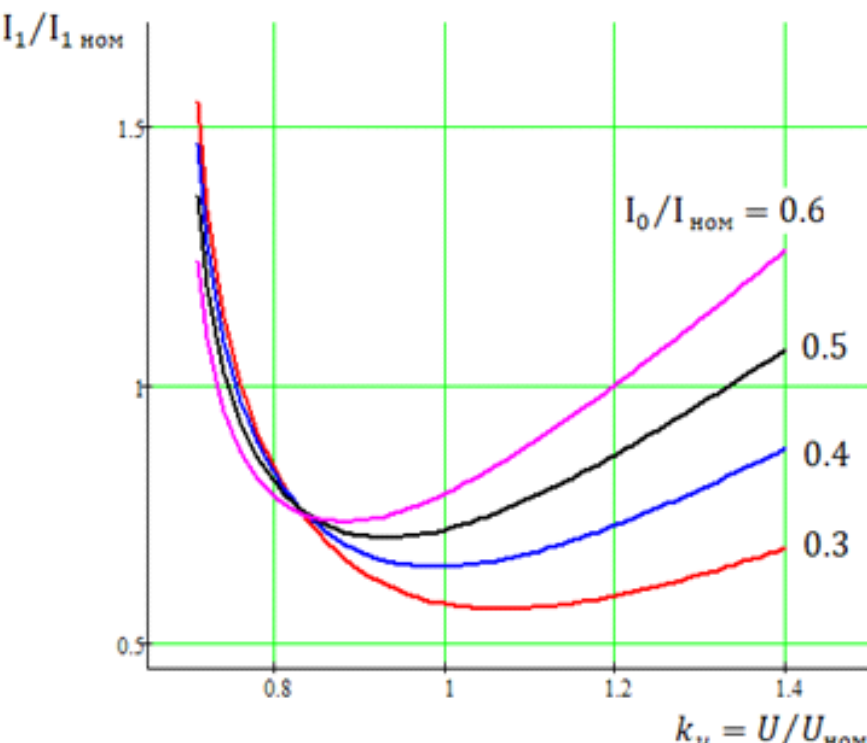
Зміна струму ротора двигуна ГЦН і ЦН в залежності від напруги



Зміна струму ротора двигуна КН2 і КН1 в залежності від напруги



Зміна струму статора двигуна ГЦН в залежності від напруги



Зміна струму статора двигуна ЦН в залежності від напруги

Модельно-експериментальні розрахунки характеристик електричних двигунів та робочих машин при зміні напруги і частоти

Механічні характеристики асинхронних двигунів ВП АЕС

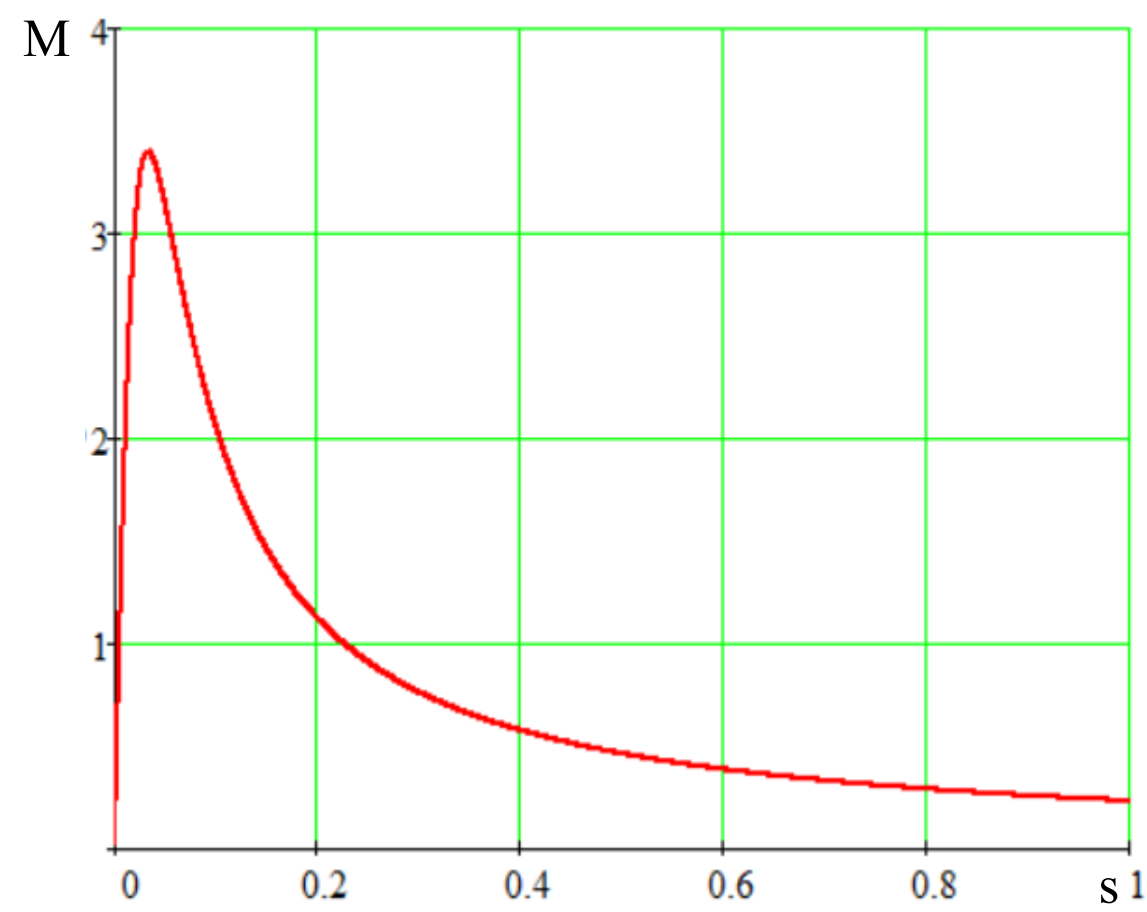
Результати розрахунків механічних характеристик при зміні напруги мережі

| Тип насосу | Параметри | $k_u=1$<br>$k_f=1$ | $k_u=0.9$ ,<br>$k_f=1$ | $k_u=0.8$ ,<br>$k_f=1$ | $k_u=0.7$ ,<br>$k_f=1$ |
|------------|-----------|--------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| ГЦН        | $s_{кр}$  | 0.033              | 0.033                  | 0.033                  | 0.033                  |
|            | $b_{max}$ | 3.4                | 2.754                  | 2.176                  | 1.666                  |
|            | $M_*$     | 1.023              | 0.829                  | 0.655                  | 0.501                  |
| ЦН         | $s_{кр}$  | 0.037              | 0.037                  | 0.037                  | 0.037                  |
|            | $b_{max}$ | 2                  | 1.62                   | 1.28                   | 0.98                   |
|            | $M_*$     | 1.018              | 0.825                  | 0.625                  | 0.499                  |

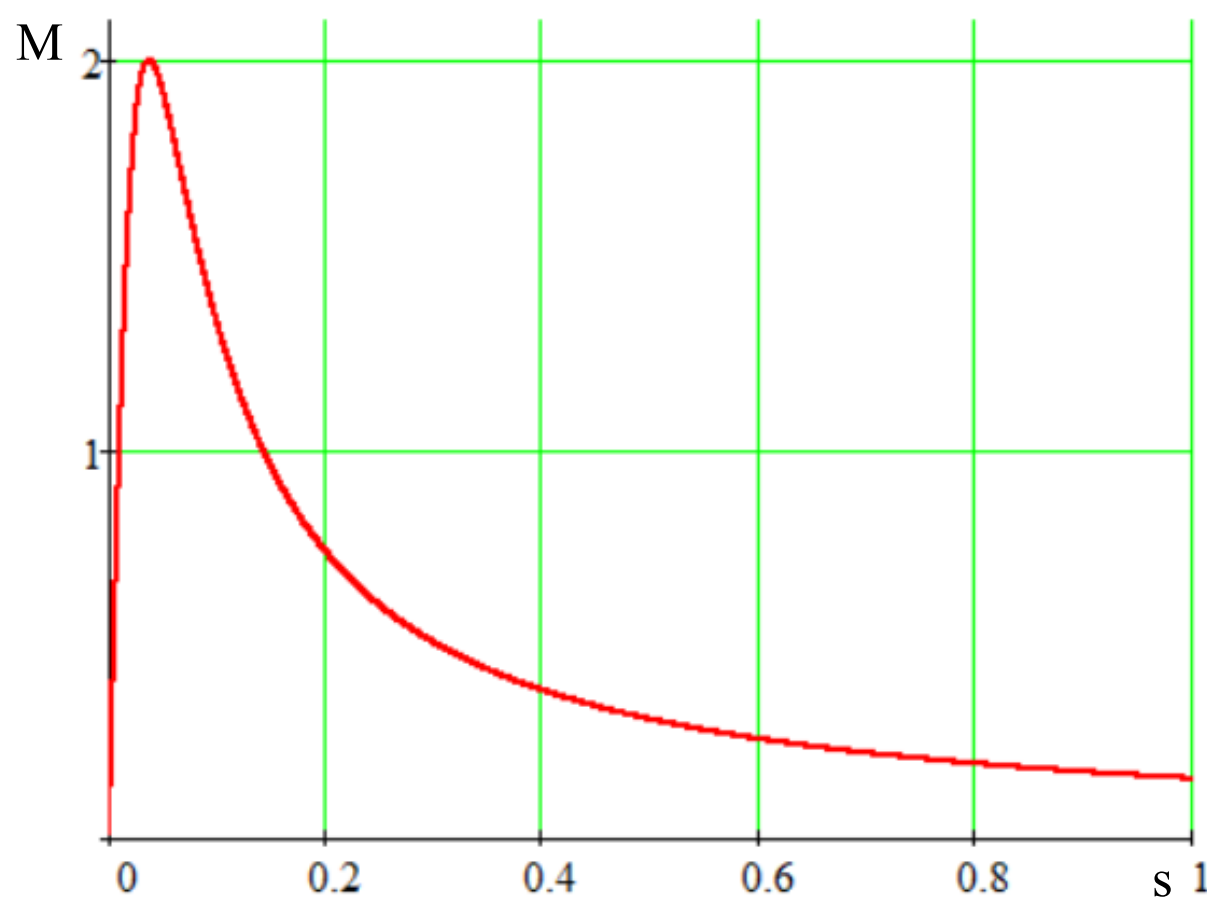
Результати розрахунків механічних характеристик при зниженні частоти мережі

| Тип насосу | Параметри | $k_u=1$ ,<br>$k_f=1$ | $k_u=1$ ,<br>$k_f=0.97$ | $k_u=1$ ,<br>$k_f=0.95$ | $k_u=1$ ,<br>$k_f=0.9$ |
|------------|-----------|----------------------|-------------------------|-------------------------|------------------------|
| ГЦН        | $s_{кр}$  | 0.033                | 0.034                   | 0.035                   | 0.037                  |
|            | $b_{max}$ | 3.4                  | 3.614                   | 3.767                   | 4.198                  |
|            | $M_*$     | 1.023                | 1.057                   | 1.081                   | 1.146                  |
| ЦН         | $s_{кр}$  | 0.037                | 0.038                   | 0.039                   | 0.041                  |
|            | $b_{max}$ | 2                    | 2.126                   | 2.216                   | 2.469                  |
|            | $M_*$     | 1.018                | 1.055                   | 1.081                   | 1.15                   |

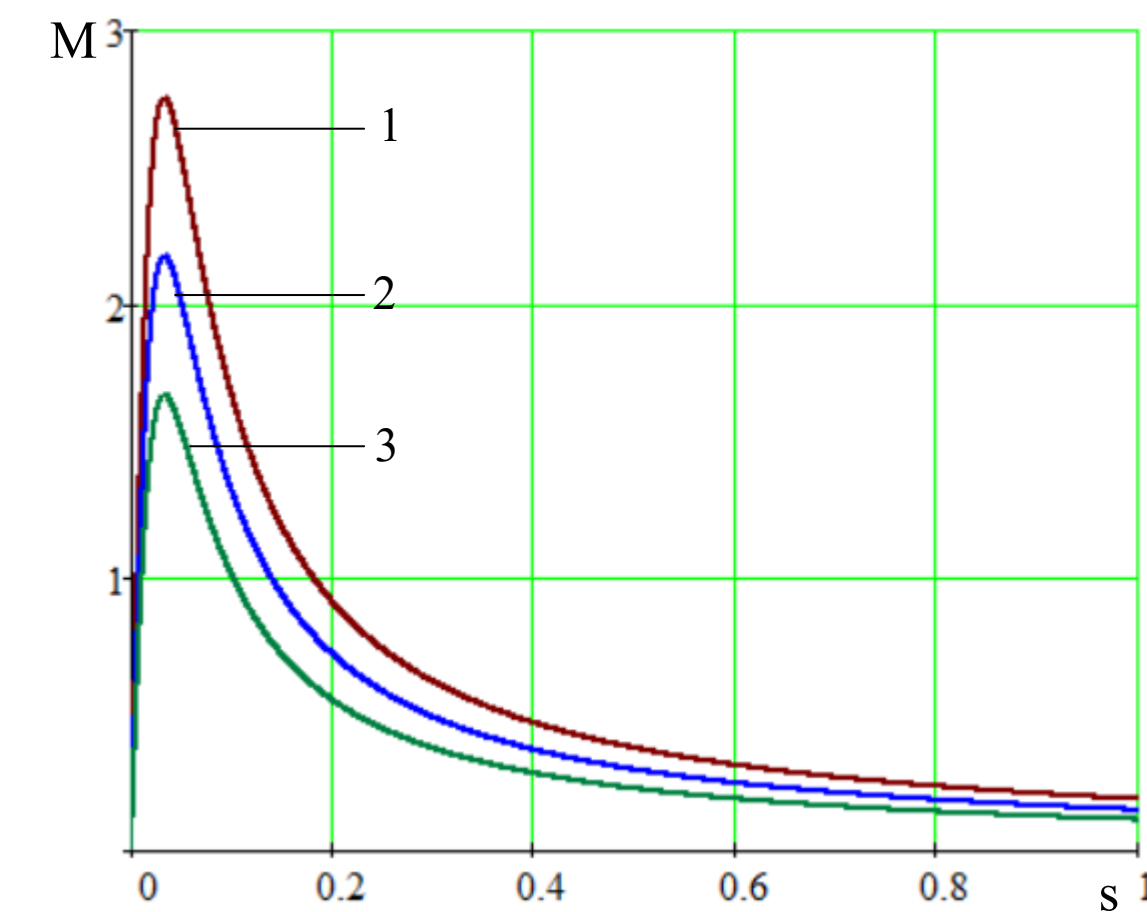
Механічні характеристики ГЦН і ЦН при зміні параметрів живильної мережі



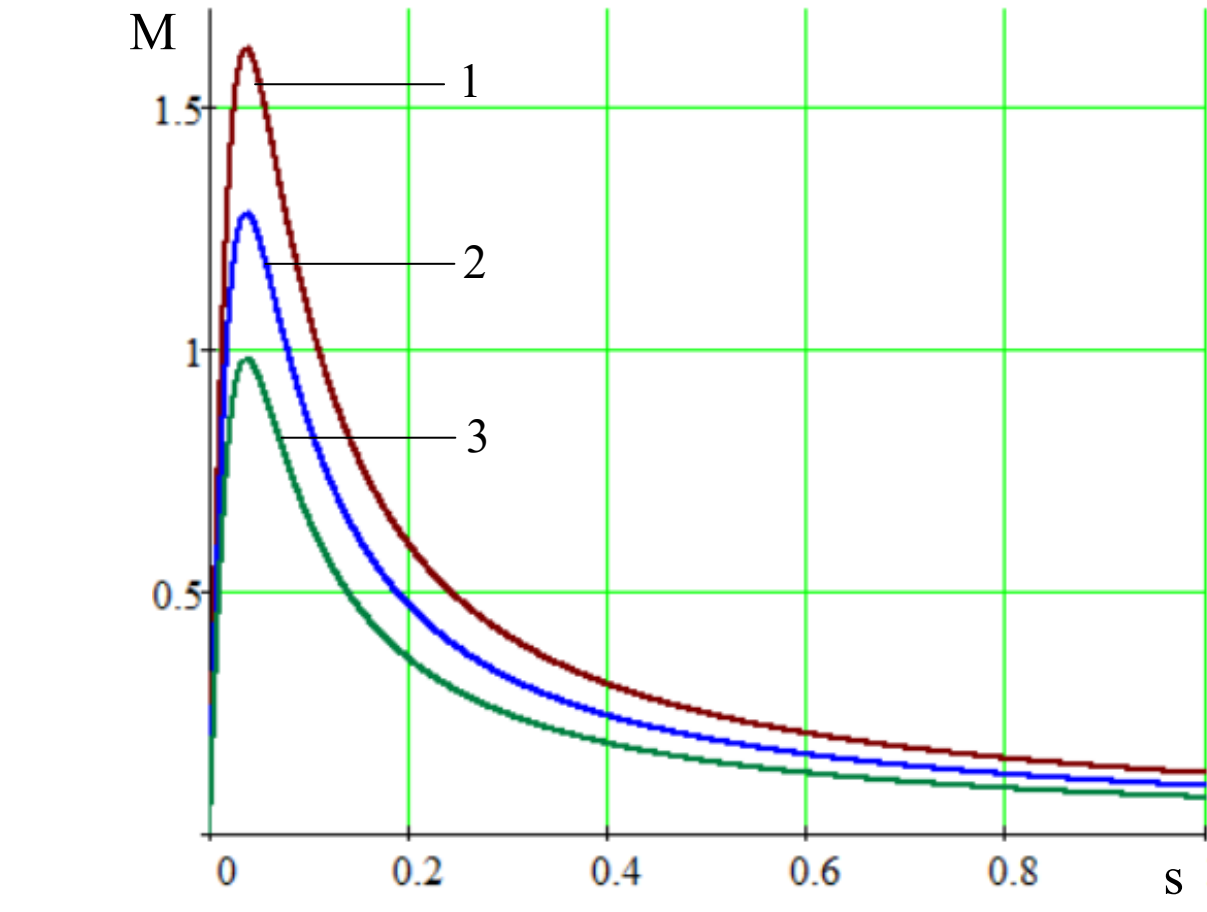
Механічна характеристика ГЦН при номінальному значенні кратності максимального моменту



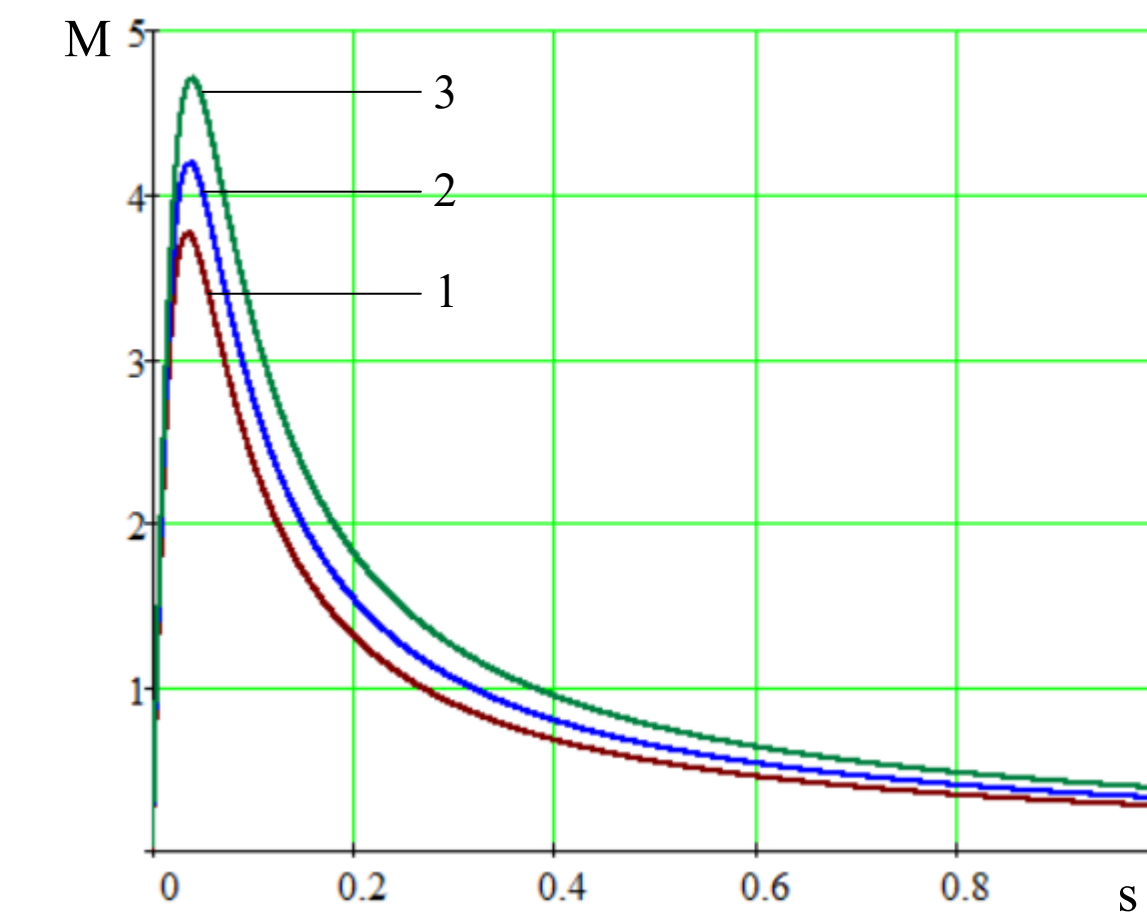
Механічна характеристика ЦН при номінальному значенні кратності максимального моменту



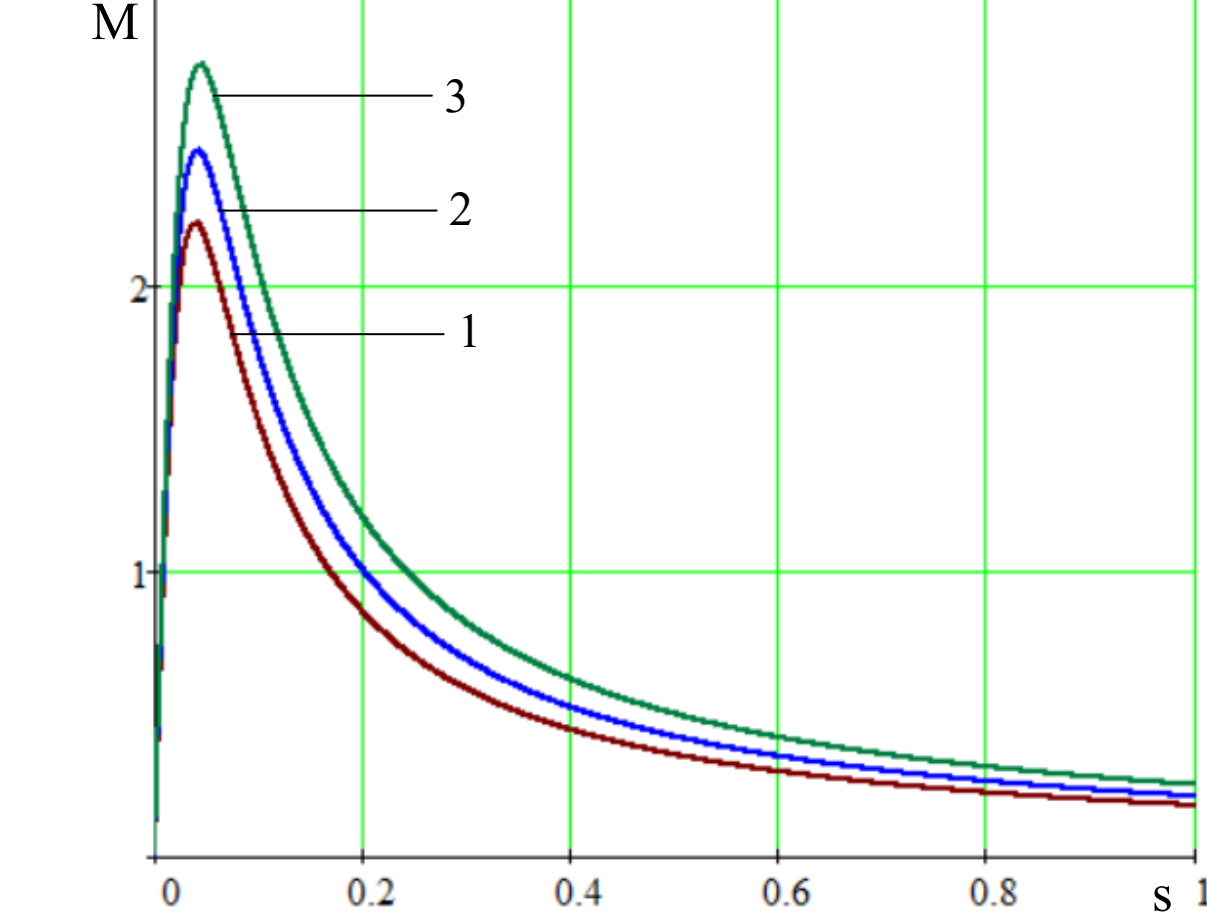
Механічні характеристики ГЦН при зміні напруги живлення: 1 – напруга живлення 0.9 від номінального значення; 2 – 0.8 від номінального; 3 – 0.7 від номінального



Механічні характеристики ЦН при зміні напруги живлення: 1 – напруга живлення 0.9 від номінального значення; 2 – 0.8 від номінального; 3 – 0.7 від номінального



Механічні характеристики ГЦН при зміні частоти мережі: 1 – частота живлення 0.95 від номінального значення; 2 – 0.9 від номінального; 3 – 0.85 від номінального



Механічні характеристики ЦН при зміні частоти мережі: 1 – частота живлення 0.95 від номінального значення; 2 – 0.9 від номінального; 3 – 0.85 від номінального

Модельно-експериментальні розрахунки характеристик електричних двигунів та робочих машин при зміні напруги і частоти

Характеристики робочих машин системи власних потреб АЕС

Оберти системи двигун-механізм визначаються наступним виразом:

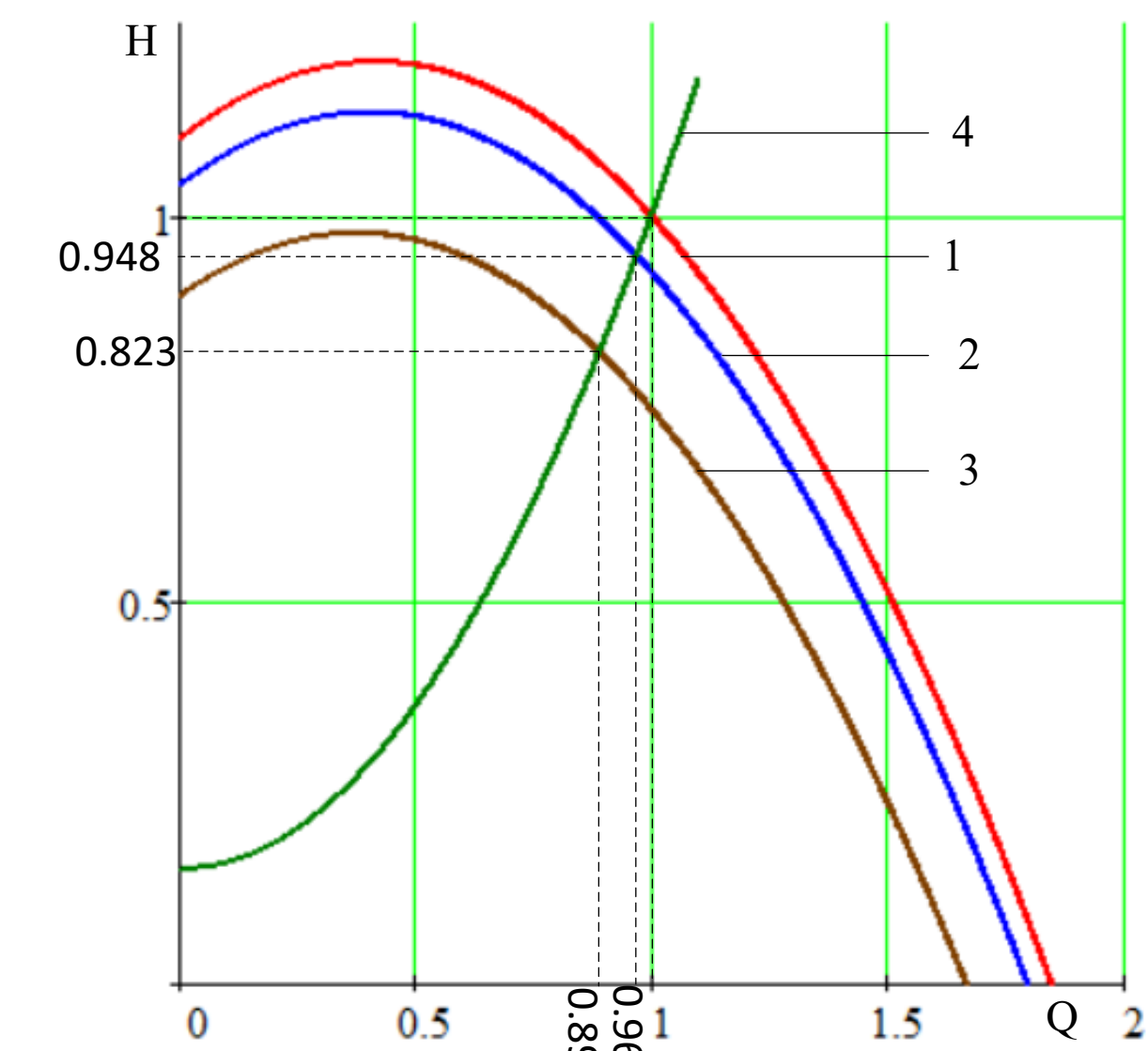
$$n = n_{(H)} f \frac{1 - s}{1 - s_{(H)}}$$
$$s = \frac{-g \pm \sqrt{g^2 - 4fp}}{2f}$$

Зміна ковзання і частоти обертання асинхронного двигуна при зміні режимних параметрів

| Тип насосу | Параметри | $k_u = 0.8,$<br>$k_f = 1$ | $k_u = 1,$<br>$k_f = 0.97$ | $k_u = 1,$<br>$k_f = 0.9$ |
|------------|-----------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|
| ГЦН        | $s_{кр}$  | -                         | 0.034                      | 0.037                     |
|            | $b_{max}$ | -                         | 3.614                      | 4.198                     |
|            | $s$       | -                         | 0.003                      | 0.002                     |
|            | $n$       | -                         | 0.972                      | 0.902                     |
|            | $H$       | -                         | 0.948                      | 0.823                     |
|            | $Q$       | -                         | 0.969                      | 0.89                      |
| ЦН         | $s_{кр}$  | 0.037                     | 0.038                      | 0.041                     |
|            | $b_{max}$ | 1.28                      | 2.126                      | 2.469                     |
|            | $s$       | 0.043                     | 0.009                      | 0.008                     |
|            | $n$       | 0.967                     | 0.971                      | 0.902                     |
|            | $H$       | 0.937                     | 0.969                      | 0.819                     |
|            | $Q$       | 0.964                     | 0.944                      | 0.894                     |
| КН2        | $s_{кр}$  | -                         | 0.035                      | 0.041                     |
|            | $b_{max}$ | -                         | 2.126                      | 2.469                     |
|            | $s$       | -                         | 0.008                      | 0.007                     |
|            | $n$       | -                         | 0.971                      | 0.902                     |
|            | $H$       | -                         | 0.956                      | 0.858                     |
|            | $Q$       | -                         | 0.939                      | 0.771                     |
| КН1        | $s_{кр}$  | -                         | 0.053                      | 0.041                     |
|            | $b_{max}$ | -                         | 2.232                      | 2.469                     |
|            | $s$       | -                         | 0.01                       | 0.007                     |
|            | $n$       | -                         | 0.973                      | 0.903                     |
|            | $H$       | -                         | 0.956                      | 0.848                     |
|            | $Q$       | -                         | 0.955                      | 0.834                     |

Н–Q-характеристики механізмів системи ВП АЕС

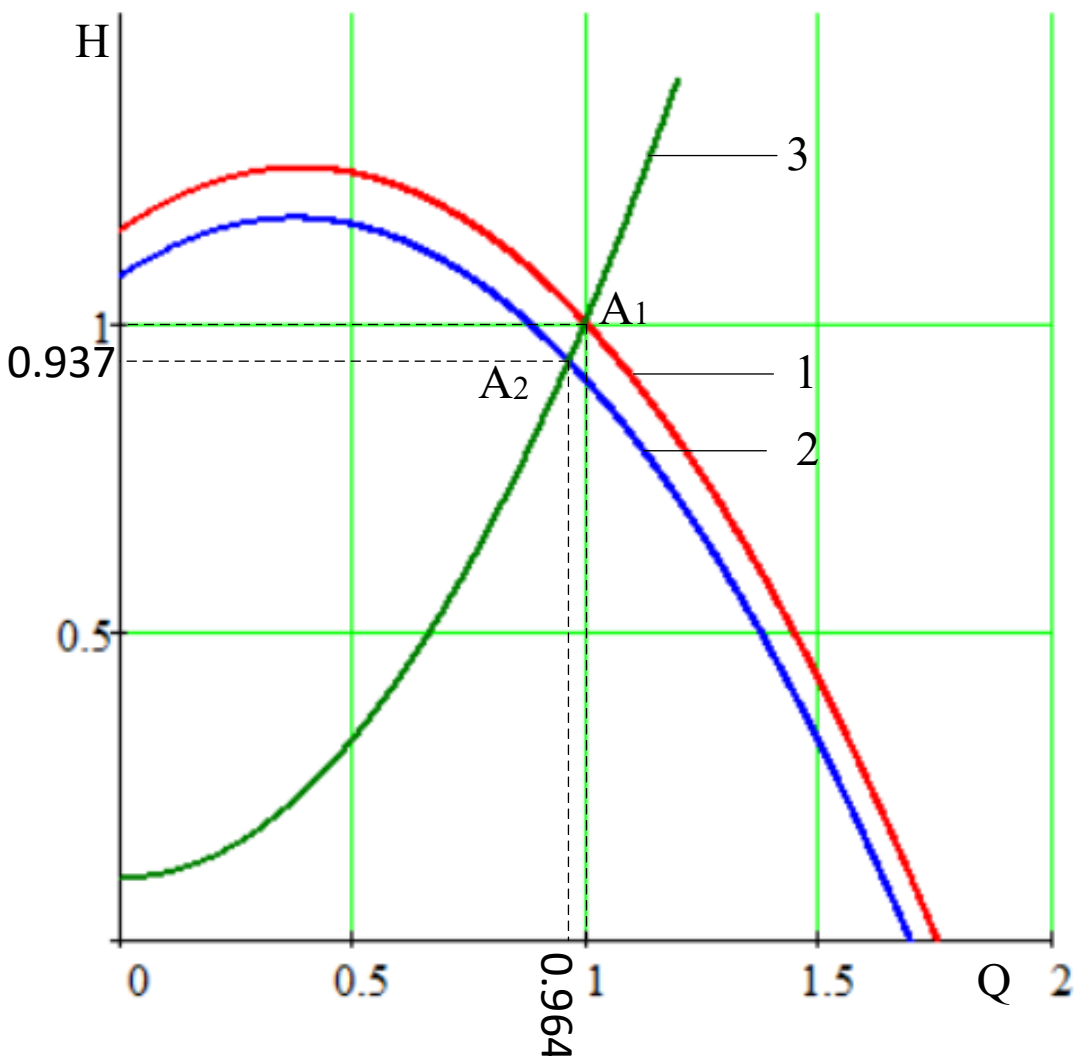
Н–Q-характеристики ГЦН



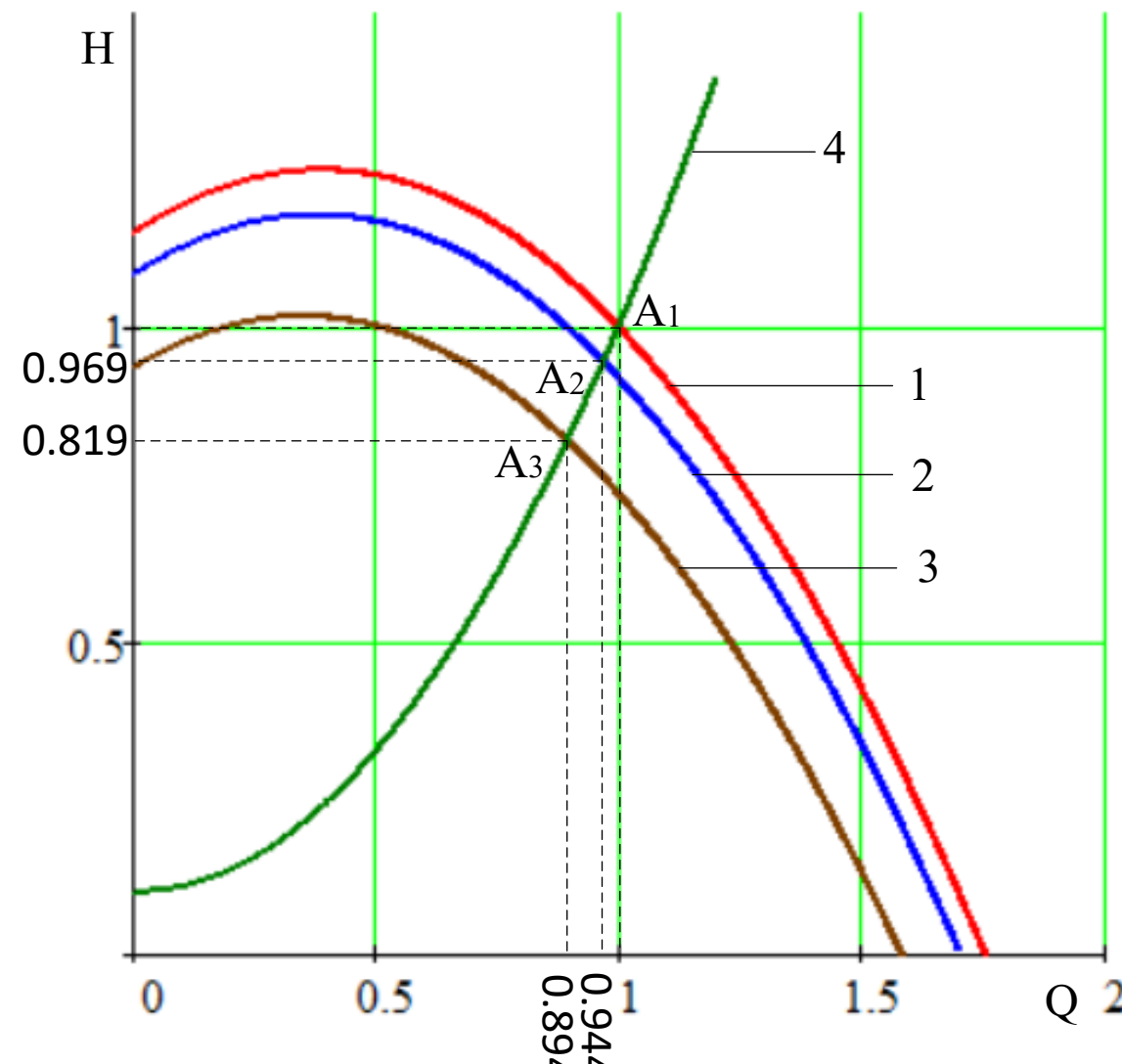
Н-Q характеристика ГЦН при зміні частоти живлення

1 – це характеристика при номінальних значеннях напруги і частоти живлячої мережі; 2 – характеристика при значенні частоти 0.97 від номінального значення; 3 – характеристика при значенні частоти 0.9 від номінального значення; 4 – характеристика трубопровідної мережі.

Н–Q-характеристики ЦН



Н-Q-характеристики ЦН при зміні напруги мережі: 1 – це характеристика при номінальних параметрах мережі; 2 – характеристика при зменшенні напруги до 0.8 від номінального значення; 3 – характеристика трубопровідної мережі.



Н-Q-характеристики ЦН при зміні частоти мережі: 1 – це характеристика при номінальних значеннях напруги і частоти живлячої мережі; 2 – характеристика при значенні частоти 0.97 від номінального значення; 3 – характеристика при значенні частоти 0.9 від номінального значення; 4 – характеристика трубопровідної мережі.

