

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

ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ

(повна назва інституту/факультету)

КАФЕДРА

ВІДНОВЛЮВАНИХ

ДЖЕРЕЛ

ЕНЕРГІЇ

(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ С. О. Кудря
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ” _____ 2020 р.

Магістерська дисертація

**на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою «Електричні станції»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
на тему: «Оцінка ризику виникнення аварійної ситуації
теплоелектроцентралі при збуреннях»**

Виконав: студент 2(б) курсу, групи ЕТ-91мп
(шифр групи)

_____ Алексейчук Володимир Олегович
(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Науковий керівник _____ професор, д.т.н. Костерев М.В.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Консультант з охорони праці _____ професор, д.т.н. ТРЕТЯКОВА Л.Д.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Консультант з стартап-проекту _____ ст. викладач БАХМАЧУК С.В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент _____ к.т.н., доцент Кацадзе Т.Л.
(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 – 2020 року

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

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

Освітньо-професійна програма «Електричні станції»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ С. О. Кудря
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ _____ ” _____ 2020 р

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Алексейчуку Володимиру Олеговичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації Оцінка ризику виникнення аварійної ситуації теплоелектроцентралі при збуреннях

науковий керівник дисертації Костерев Микола Володимирович, проф., д.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від « _____ » _____ 2020 р. № _____

2. Термін подання студентом дисертації _____ 09.12.2020 _____

3. Об'єкт дослідження система власних потреб електростанції

4. Вихідні данні параметри які характеризують технічний стан трансформатора

5. Перелік завдань, які потрібно розробити оцінка технічного стану трансформатора, оцінка імовірності відмови трансформатора, визначення ризику виникнення аварійних ситуацій при відмові трансформатора

6. Орієнтовний перелік ілюстративного матеріалу 1) Однолінійна структурна схема ТЕЦ 520 МВт 2) Математична модель асинхронного двигуна 3) Імовірність відмови трансформатора 4) Оцінка технічного стану

трансформатора 5) Дослідження режиму системи 6) Експериментально-модельні розрахунки

7. Орієнтовний перелік публікацій 1) Костерев М.В., Алексейчук В.О., Діденко Ю.О., Кудряшов Р.Р. Визначення ризику виникнення аномального режиму в ЕЕС при відмовах електрообладнання//Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів “Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики”

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	Пошук теоретичного матеріалу	11.09.2020 – 30.10.2020	
2	Аналіз теоретичного матеріалу	11.09.2020 – 30.10.2020	
3	Еквівалентна схема станції, АД ВП	30.10.2020 – 13.11.2020	
4	Визначення технічного стану, визначення ризиків	13.11.2020 – 20.11.2020	
5	Охорона праці, стартап-проект	21.11.2020 – 27.11.2020	
6	Оформлення отриманих результатів	28.11.2020 – 04.12.2020	
7	Оформлення технічних креслень	05.12.2020 – 08.12.2020	

Студент

Алексейчук В.О

Науковий керівник дисертації

Костерев М.В.

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 71 сторінці формату А4, яка включає в себе 15 рисунків, 24 таблиць, 25 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 6 аркушів технічних креслень форматом А1.

В магістерській дисертації розглядається питання дослідження ризику виникнення аварійної ситуації при відмові трансформатора власних потреб теплоелектроцентралі. За вхідні данні приймаються параметри які характеризують технічний стан трансформатора. Використовуючи імовірісно-статистичний метод за допомогою генератора випадкових чисел проведено 50 ітерацій розрахунків для розрахунку імовірності виникнення аварії.

Актуальність роботи. Аналіз економічних показників сумарних збитків і доходів при виробництві електроенергії на теплоелектроцентралях показує що більшу частину збитків приносить недовідпуск енергії по причині виникнення аварій, адже в результаті такого роду аварій можуть постраждати сотні підприємств і виробник електроенергії зобов'язаний відшкодовувати недовідпущену електроенергію по відповідному тарифу. Дослідження ризику виникнення аварійної ситуації дозволяє проаналізувати можливі збитки від такого роду відключень. Таким чином у випадках коли при аналізі виявиться що ризик виникнення аварії порівняно високий то підприємство по виробництву електроенергії може прийняти рішення про проведення заходів з зменшення такого роду ризиків

Метою магістерської дисертації є визначення ризику виникнення аварійної ситуації при відмові трансформатора

Основним завдання після отримання різних варіантів розвитку ситуації та оцінки реального технічного стану трансформатора є визначення ризику виникнення аварійної ситуації при відмові обладнання.

Об'єкт дослідження: система власних потреб теплоелектроцентралі

Предмет дослідження: дослідження ризику виникнення аварійної ситуації при відмові трансформатора власних потреб теплоелектроцентралі

Методи дослідження. На основі спостережень по вимірювальним, діагностичним пристроям, історії життя, огляду об'єкта, встановлюється наявність ознак, які характеризують технічний стан трансформатора. Використовуючи імовірісно-статистичний метод за допомогою генератора випадкових чисел, проведено 50 ітерацій розрахунків, для перевірки виникнення аварійної ситуації.

Наукова новизна результатів. У данній роботі розглядається поняття ризику виникнення аварійної ситуації. Моделі для аналізу ризику будуються на основі реальних даних із спостережень за об'єктом або ідентичним (подібним) об'єктом в ідентичних умовах експлуатації; опублікованих даних, які опубліковані для подібних об'єктів у ідентичних умовах експлуатації; одержані інженерної оцінкою, що витворюють об'єктивну оцінку експерта.

Оцінка ризику виникнення аварійної ситуації здійснюються шляхом випадкового змінення основних параметрів, які визначається на розрахунковому інтервалі часу.

Модель технічного стану може бути як детермінованою, що відтворює типові графіки зношення основних вузлів, так і імовірісною, яка враховує випадковий характер стану і вхідних даних.

Публікації за тематикою досліджень.

1. Костерев М.В., Алексейчук В.О., Діденко Ю.О., Кудряшов Р.Р. Визначення ризику виникнення аномального режиму в ЕЕС при відмовах електрообладнання//Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів “Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики”

ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ, ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЛАСНІ ПОТРЕБИ, РИЗИК ВИНИКНЕННЯ АВАРІЙНОЇ СИТУАЦІЇ, ЕКВІВАЛЕНТНА СХЕМА, ІМОВІРНІСНО-СТАТИСТИЧНИЙ МЕТОД

ABSTRACT

The master's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 86 pages of A4 format, which includes 18 figures, 24 tables, 25 sources of references. The graphic part contains 6 sheets of technical drawings in A1 format.

The thesis deals with the research of emergency situation occurrence risk taking into account failure of the own needs transformer. Parameters characterizing the technical condition of the transformer are taken as input data. Using the probability-statistical method and a random number generator, 50 iterations of calculations were performed to calculate the probability of an accident.

Relevance of work. Analysis of total losses economic indicators and revenues from electricity production at power plants shows that most of the losses are caused by energy shortages due to accidents, because as a result of such accidents hundreds of enterprises may suffer and the electricity producer is obliged to reimburse unauthorized electricity according to tariffs. The study of the emergency situation occurrence risks allows to analyze the possible losses from such outages. Thus, in cases where the analysis reveals that the risk of an accident is relatively high, the electricity company may decide to take measures to reduce such risks

The purpose of the master's thesis is to determine the risk of an emergency situation in the event of a transformer failure

The main task after receiving various options for the development of the situation and assessment of the actual technical condition of the transformer is to determine the risk of an emergency in case of equipment failure.

Object of research: system of own needs of thermal power plant

Subject of research: research of emergency situation occurrence risk at failure of the own needs transformer of the thermal power plant

Research methods. On the basis of observations on measuring, diagnostic devices, life history, inspection of the object, the presence of signs that characterize the technical condition of the transformer is established. Using the probability-statistical method and random number generator, 50 iterations of calculations were performed to check the occurrence of an emergency situation.

Scientific novelty of the results. This paper considers the concept of emergency risk. Models for risk analysis are based on real data from observations of an object or an identical (similar) object in identical operating conditions; data that are published for similar facilities in identical operating conditions; obtained by engineering assessment, which form an objective assessment of the expert.

The risk assessment of an emergency situation is carried out by randomly changing the basic parameters, which are determined by the estimated time interval.

The model of the technical condition can be both deterministic, which reproduces the typical graphs of the main components wearing, and probabilistic, which takes into account the random nature of the condition and input data.

Research publications.

1. Kosterev MV, Alekseychuk VO, Didenko YO, Kudryashov RR
Determining the risk of abnormal regime in the power system in case of electrical equipment failures // International scientific and technical journal of young scientists, graduate students and students "Modern problems of electrical engineering and automation"

ELECTROMAGNETIC TRANSIENTS TECHNICAL EVALUATION,
TRANSFORMERS , OWN NEEDS, THE RISK OF AN EMERGENCY
EQUIVALENT CIRCUIT, PROBABILISTIC AND STATISTICAL METHODS

ПЕРЕЛІК СКОРЕЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ЕЕС – електроенергетична система

ТЕЦ – теплоелектроцентрально
ЛЕП – лінія електропередачі
РП – розподільний пристрій
КРУ – комплексна розподільча установка
МН – місцеве навантаження
ГРП – генераторний розподільний пристрій
Т – трансформатор
ТП – трансформаторна підстанція
ГЦН – головний циркуляційний насос
ВП – власні потреби
ТВП – трансформатор власних потреб
РТВП – резервний трансформатор власних потреб
АТ – автотрансформатор
АД – асинхронний двигун
КЗ – коротке замикання
СКЗ – струми короткого замикання
Г – генератор
ТЕЦ – теплоелектроцентрально
ПУЕ – правила улаштування електроустановок
ВРП – відкритий розподільний пристрій
РПН – регулювання напруги під навантаженням
ВП – власні потреби
ШЗВ – шинноз'єднувальний вимикач
ЩУ – щит управління
ПУЕ – правила улаштування електроустановок

ВСТУП

Проблема забезпечення безпеки об'єктів енергетики набуває підвищеної актуальності в Україні. Розвиток енергетичних об'єктів підвищує ризик виникнення техногенних аварій і катастроф, які можуть призвести до регіональних, національних і глобальних наслідків. Однією з ключових проблем промислової безпеки є аналіз і оцінка небезпек можливих аварій на небезпечних об'єктах промисловості. Дослідження ризиків виникнення аварійних ситуацій є важливим для правильного вибору схем електричної частини станцій. Схему з'єднання основного обладнання основних напруг називають структурною схемою. Така схема показує розподіл генераторів на розподільчих пристроях і зв'язки між ними.

При експлуатації електростанцій і інших електроустановок досить часто виникають аварійні ситуації різного масштабу. Такі події є основним фактором порушення нормальної роботи енергосистем. Так як електричні станції потребують значних капіталовкладень, то питання ефективних капіталовкладень стоїть дуже гостро, в результаті неправильного вибору структурних схем, обладнання можливі наслідки у виді високої аварійності такої схеми що приведе до її збитковості.

У данній роботі об'єктом дослідження є система власних потреб теплоелектроцентралі. Дана система є найвідповідальнішою серед усіх систем ТЕЦ. Розглядається ризик виникнення аварійної ситуації при відмові ТВП. У данному випадку аварійним вважається невиконання умов самозапуску двигунів власних потреб – тобто імовірність того що після перерви живлення напруги поданої на двигуни не вистачить для їх самозапуску. Наслідки такої аварії є суттєвими адже зупинка таких насосів як ГЦН які приводяться у роботу двигунами власних потреб може призвести до повної зупинки роботи станції.

РОЗДІЛ 1. ВИБІР СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ТА ПОБУДОВА ЕКВІВАЛЕНТНОЇ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ

1.1 Обґрунтування вибору схеми власних потреб

Систему власних потреб (ВП) електричної станції складають – робочі машини з приводними електродвигунами, допоміжне обладнання, відповідальна система управління, незалежні джерела енергії, приймачі електроенергії, розподільчі пристрої. Все це обладнання створює умови для економічного та надійного функціонування електричної станції.

Для живлення приймачів ВП приймаємо два рівня напруги:

$U_1 = 6 \text{ кВ}$ – для живлення двигунів потужність $P \geq 200 \text{ кВт}$

$U_2 = 0.4 \text{ кВ}$ – для живлення інших двигунів, освітлення і інших приймачів ВП

Розподільчі пристрої ВП виконуємо однією секціонованою системою шин з одним вимикачем на приєднання.

На ГРП 10.5 кВ електроприймачі ВП одержують живління безпосередньо від шин ГРП через трансформатор що понижує. На РП 110 кВ та 330 кВ живління електроприймачі ВП здійснюється відпайкою від блоку.

Резервне живління електроприймачів ВП 1 категорії та 2 категорії (згідно ПУЕ) забезпечуємо шляхов встановлення резервних ТВП до шин 110 кВ та через резервний АТ до шин 330 кВ.

Електроприймачі ВП 0.4 кВ приєднуються до секції 0.4 кВ, яка отримає живлення від трансформаторів що понижують другого ступеня.

Трансформатори другого ступеня встановлюються поблизу розміщення груп електроприймачів.

Збірні шини 0.4 кВ секціонуються для підвищення надійності живлення електроприймачів ВП. Тому найбільш відповідальні споживачі отримують живлення не тільки від РТВП, але і від дизель-генератора.

1.2 Еквівалентна схема станції і системи по відношенню до шин ВП

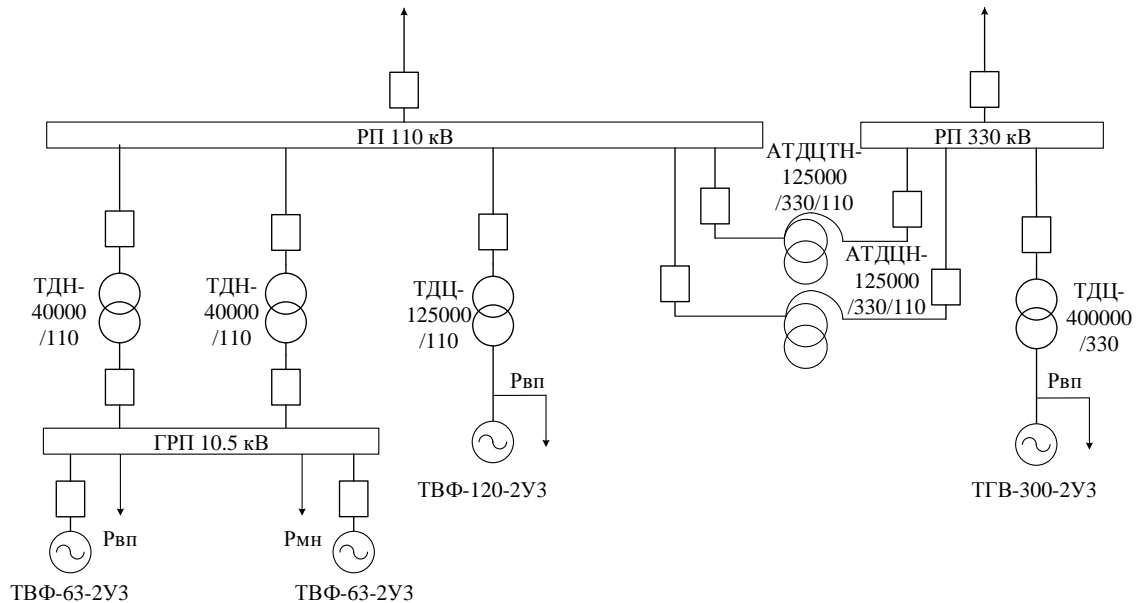


Рисунок 1.1 - Розрахункова схема ТЕЦ

Розрахунки проведемо на основі теплоелектроцентралі потужністю 520 МВт (Рис.1.1). За базисну потужність приймемо $S_{\delta} = 78.75 \text{ МВА}$. За базисну напругу візьмемо $U_{\delta} = 10.5 \text{ кВ}$.

Опори генераторів:

$$\bar{X}_{\Gamma 1*} = \bar{X}_{\Gamma 2*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{H.G.}} = \frac{15.3}{100} \cdot \frac{78.75}{78.75} = 0.153 (\text{в.о}) \quad (1.1)$$

$$\bar{X}_{\Gamma 3*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{H.G.}} = \frac{19.2}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.121 (\text{в.о}) \quad (1.2)$$

$$\bar{X}_{\Gamma 4*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{H.G.}} = \frac{19.5}{100} \cdot \frac{78.75}{353} = 0.044 (\text{в.о}) \quad (1.3)$$

Опори трансформаторів:

$$\bar{X}_{T1*} = \bar{X}_{T2*} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.T.}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{78.75}{40} = 0.207 \text{ (в.о.)} \quad (1.4)$$

$$\bar{X}_{T3*} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.T.}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.069 \text{ (в.о.)} \quad (1.5)$$

$$\bar{X}_{T4*} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.T.}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{78.75}{400} = 0.022 \text{ (в.о.)} \quad (1.6)$$

Опір реактора:

$$\bar{X}_{P.C.*} = X_P(OM) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{H.P.}^2} = 0.35 \cdot \frac{78.75}{(10)^2} = 0.276 \text{ (в.о.)} \quad (1.7)$$

Опори автотрансформаторів:

$$\bar{X}_{AT1*} = \bar{X}_{AT2*} = \frac{U_K(B-C)\%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HAT}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.069 \text{ (в.о.)} \quad (1.8)$$

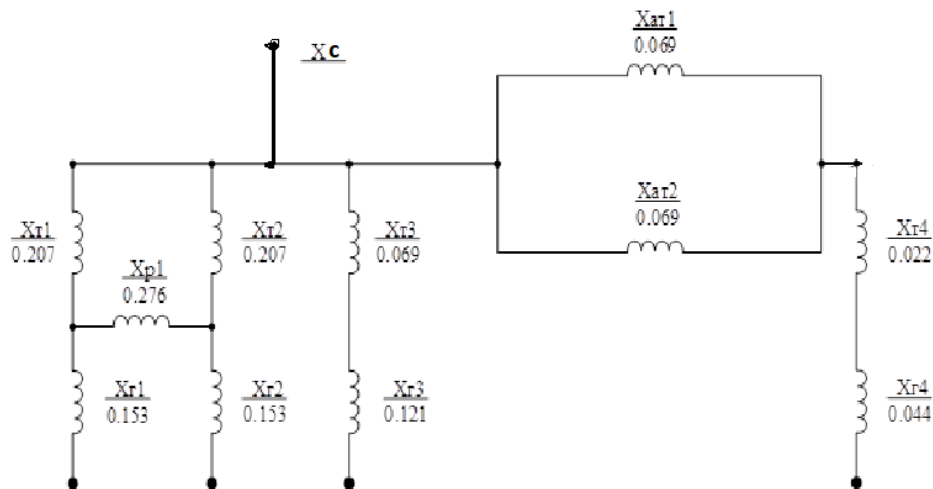


Рисунок 1.2 - Еквівалентне перетворення №1

$$X_1 = \frac{X_{r1} \cdot X_{r2}}{X_{r1} + X_{r1} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.153}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.04 \text{ (в. о.)} \quad (1.9)$$

$$X_2 = \frac{X_{r2} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r1} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (в. о.)} \quad (1.10)$$

$$X_3 = \frac{X_{r1} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r1} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (в. о.)} \quad (1.11)$$

$$X_4 = X_{r3} + X_{T3} = 0.069 + 0.121 = 0.19 \text{ (в. о.)} \quad (1.12)$$

$$X_5 = X_{Г4} + X_{Т4} = 0.044 + 0.022 = 0.066 \text{ (в. о.)} \quad (1.13)$$

$$X_6 = \frac{X_{AT1}}{2} = \frac{0.069}{2} = 0.0345 \text{ (в. о.)} \quad (1.14)$$

$$X_7 = X_1 + \frac{(X_2 + X_{Т2}) \cdot (X_1 + X_{Т1})}{X_2 + X_{Т2} + X_1 + X_{Т1}} = 0.04 + \frac{(0.073 + 0.207) \cdot (0.073 + 0.207)}{0.073 + 0.207 + 0.073 + 0.207} = 0.18 \text{ (в. о.)} \quad (1.15)$$

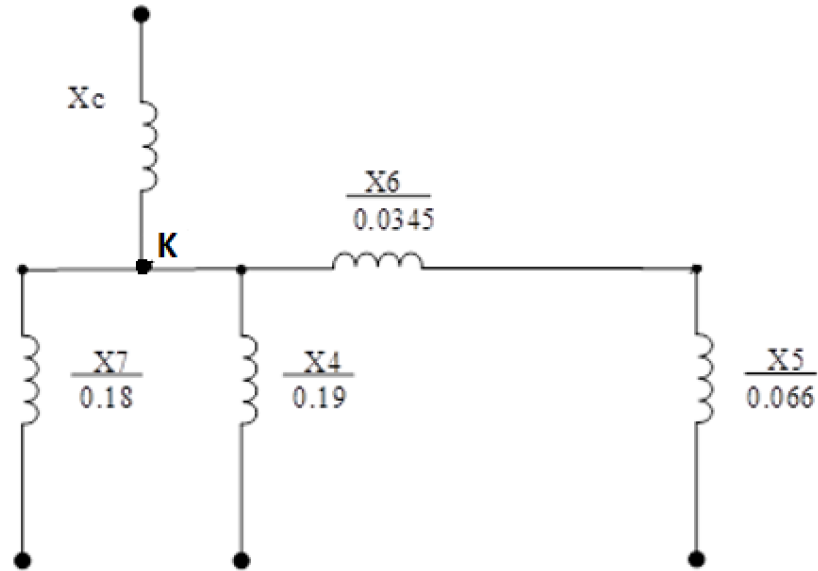


Рисунок 1.3 - Еквівалентне перетворення №2

$$X_8 = X_6 + X_5 = 0.345 + 0.066 = 0.411 \text{ (в. о.)} \quad (1.16)$$

$$X_9 = \frac{X_8 \cdot X_4}{X_8 + X_4} = \frac{0.411 \cdot 0.19}{0.411 + 0.19} = 0.129 \text{ (в. о.)} \quad (1.17)$$

$$X_e = \frac{X_7 \cdot X_9}{X_7 + X_9} = \frac{0.18 \cdot 0.129}{0.18 + 0.129} = 0.075 \text{ (в. о.)} \quad (1.18)$$

Розрахунок опору системи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,33 \text{ кА} \quad (1.19)$$

$$I_{к.з.(сист)} = \frac{U_{330}}{U_6} \cdot I_{к.з.(сист)} = \frac{330}{10,5} \cdot 29,4 = 924 \text{ кА} \quad (1.20)$$

$$X_E = \frac{I_6}{I_{к.з.(сист)}} = \frac{4,33}{924} = 0,0047 \text{ в. о.} \quad (1.21)$$

$$X_{сист} = \frac{X_E \cdot X_{СТ}}{X_{СТ} - X_E} = \frac{0,0047 \cdot 0,075}{0,075 - 0,0047} = 0,0497 \text{ в. о.} \quad (1.22)$$

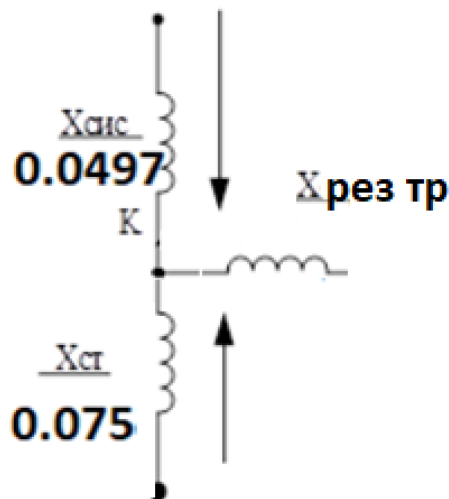


Рисунок 1.4 - Еквівалентна схема станції і системи

Висновки до першого розділу

В даному розділі обрано структурну схему теплоелектроцентральної потужністю 520 МВт, основне обладнання, обрано схему живлення і рівні напруги для споживачів ВП. Проведено еквівалентування схеми для подальших розрахунків.

РОЗДІЛ 2. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

2.1 Паспортні дані трансформатора

Проведемо оцінку технічного стану трансформатора власних потреб

ТРДНС-25000/15-У1 (Рис. 2.1).

Найменуваннятрансформатор серії ТРДНС

Марка..... ТРДНС-25000/15-У1

Галузь застосування:

Трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням (РПН) на стороні ВН в діапазоні $\pm 8 \times 1,5\%$ із системою

охолодження вида «Д» призначено для роботи в електричних мережах комплектних трансформаторних підстанцій і власних потреб електричних станцій

Номинальна потужність,25мВА

Номинальна напруга обмотки НН,6.30-6.30

Номинальна напруга обмотки ВН,10.50

Схема и группа з'єднання обмотокD/D-D-0-0

Напруга короткого замикання

ВН-(НН1 + НН2)-10,5; ВН-НН1 или ВН-НН2 -19,0 НН1 -НН2 , не меньше-30,0

Струм холостого ходу0.30%

Габаритні розміри,6130x330x5150 мм

Маса,47500 кг

Нормативно-технічний документ..... УХЛ1 СТО 15352615-036-2015

Втрати ХХ20кВт

Втрати КЗ..... 115кВт

Повний опір трансформатора

$$Z_{\text{трансформатора}} = 10 * U_k \% * \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{ном}}} = 0.105 * \frac{78.75}{25} = 0.33 \quad (2.1)$$

Активний опір

$$r_{\text{трансформатора}} = \frac{\Delta P_M * U_{\text{т.ном}}^2 * 10^3}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{115 * 110.25 * 10^3}{25000^2} = 0.02 \quad (2.2)$$

Реактивний опір

$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} = 0.329 \quad (2.3)$$



Рисунок 2.1 трансформатор власних потреб

2.2 Строк служби трансформатора

Строк служби трансформатора визначається ступенем ризику раптової відмови. Є кілька аспектів ризику продовження експлуатації. При цьому розрізняють наступні процеси в трансформаторі:

Теплове старіння - термін служби до критичної деструкції целюлозної ізоляції і деградації механічних властивостей паперу. Очевидно, що процеси старіння мають незворотний характер.

Електроізоляційний знос - термін служби до критичного зниження електричної міцності ізоляції. Процеси старіння мають в основному оборотний характер, і стан ізоляції може бути відновлено.

Механічний знос - порушення механічного стану обмоток під впливом кумулятивного ефекту струмів КЗ, надструмів, вібрації та ін. Зміни мають як оборотний характер (зниження зусиль запресовування обмоток), так і незворотний (деформації обмоток).

Фактори ризику

Найбільш небезпечними факторами ризику є:

- Виникнення бульбашок через пар в маслі в зоні підвищеної напруженості.
- Виникнення (наявність) вільної і емульгованої води.
- Накопичення домішок-провідників в маслі.
- Підвищення вологості масла в присутності домішок (волокон целюлози).
- Зниження механічної міцності виткової ізоляції в результаті старіння.

Ризик значно зростає при появі часткових розрядів при робочій напрузі.

2.3 Основні несправності трансформатора

1) Несправності магнітопровода

В процесі експлуатації трансформатора міжлистова ізоляція магнітопровода старіє, що може викликати замикання між листами магнітопровода. При міжлистовому замиканні збільшуються втрати холостого ходу трансформатора, погіршується якість масла: знижується пробивна напруга, різко знижується температура спалаху, збільшується кислотність.

Особливо важка аварія магнітопровода - пожежа, який може статися від виникнення замкнутих контурів в сталі магнітопровода при замиканні стяжних шпильок активної сталі будь-яким металевим предметом, гайковим ключем наприклад. При пожежі в сталі магнітопровода різко збільшуються втрати холостого ходу трансформатора, масло стає темного кольору з різким неприємним запахом, сильно погіршуються діелектричні властивості масла. При пожежі в сталі магнітопровода звичайно спрацьовує газовий захист трансформатора. Місце пошкодження можна визначити після розбирання трансформатора і проведення відповідного випробування. В окремих випадках трансформатор сильно гуде через ослаблення пресування магнітопровода.

Ремонт магнітопровода зводиться в основному до ліквідації міжлистових замикань шляхом розбирання магнітопровода з подальшим чищенням, фарбуванням та сушінням листів.

2) Витковое замикання в обмотках

Витковое замикання можливе у випадках природного старіння ізоляції при тривалій експлуатації трансформатора, перевантажень, але частіше за все виткове замикання - наслідок динамічних навантажень, які сприймаються обмоткою при коротких замиканнях із вторинною боку трансформатора. При витковому замиканні замкнуті накоротко витки надмірно перегріваються, з трансформатора виділяється горючий газ сіруватого кольору, чується булькання масла. Токи в фазах трансформатора відрізняються один від іншого при симетричному навантаженні. Якщо трансформатор не буде вимкнено дією газового або іншого захисту, то він може повністю вийти з ладу. Якщо виткове замикання сталося в доступному місці - близько до вивідних кінців, то іноді можна змотати частину обмотки, що має виткові замикання. Обов'язково видаляють таку ж кількість витків і з двох інших фаз. Замість віддаленої частини обмотки ставиться відповідна ізоляція. Виключені витки іноді доцільно поповнити шляхом перестановки перемикача числа витків без навантаження на плюсове положення.

3) Міжфазова замикання

Міжфазова замикання можливе у випадках при ослабленій розклиновці в момент короткого замикання з вторинною боку трансформатора. При затримці роботи захистів трансформатора (в момент міжфазного замикання повинні працювати газовий, максимальний і диференціальний захисту), його обмотки виходять з ладу внаслідок сильного нагріву і динамічних зусиль від струмів короткого замикання. Несправність усувають шляхом заміни вишовшої з ладу обмотки – новою або шляхом

перемотування обмотки. Зазвичай після міжфазного замикання масло в трансформаторі змінюють.

4) Обрив в обмотці трансформатора

Найбільш імовірний обрив в обмотці високої напруги. Якщо обрив стався під час роботи трансформатора, то утворюється електрична дуга, що може привести до міжфазного замикання.

5) Пробій обмотки на корпус

Пробій відбувається внаслідок незадовільного стану головної ізоляції трансформатора - ізоляції обмотки високої напруги від магнітопровода і обмотки низької напруги. В результаті пробою на корпус все струмоприймачі, підключені до мережі обмотки високої напруги, з'єднаної з корпусом- землею, потрапляють під високу напругу по відношенню до землі.

6) Старіння трансформаторного масла

При тривалих перевантаженнях трансформатора масло старіє порівняно швидко, відбувається крекінг масла - розкладання його на фракції. Масло темніє, набуває характерний різкий запах, падає температура спалаху масла, погіршуються його діелектричні властивості. Крім того, в маслі з'являється вода з атмосфери, яка вбирається через консерватор - розширювач. Абсолютно необхідно систематично і своєчасно контролювати якість масла, так як погіршення якості олії може призвести до важкої аварії трансформатора.

7) Обрив заземлення магнітопровода

Обрив заземлення магнітопровода звичайно відбувається при транспортуванні трансформатора. Ця несправність становить небезпеку для ізоляції обмоток при перенапруженнях. Несправність виявляється так:

при підвищеній напрузі всередині трансформатора відбуваються розряди - чутні потріскування.

8) Несправності перемикача числа витків без навантаження(анцапфний вимикач)

У звичайних силових трансформаторах перемикач можна ставити в нове положення тільки після відключення трансформатора від мережі живлення. Недотримання цієї умови призводить до виходу анцапфного перемикача з ладу. У деяких випадках разом з перемикачем пошкоджується частина обмотки трансформатора.

При нормальному користуванні анцапфним перемикачем основна його несправність - ослаблення його контактної системи, що може спричинити обрив в ланцюзі обмотки в місці слабого контакту перемикача. Під час ремонту трансформатора без розкриття його активної частини (магнітопровода з обмотками) якість контактної системи перемикача має бути перевірено відповідними вимірами, а при розкритті активної частини необхідно ретельно оглянути перемикач. Ремонт перемикача зводиться до чищення або заміни контактів і заміни пружин.

9) Відсутність герметичності трансформатора

Справний трансформатор не повинен мати підтікань масла. При пошкодженні окремих ущільнень в трансформаторі з'являються підтікання. Причини: пошкоджені пробкові або гумові (гума маслонапірна) прокладки між баком і кришкою трансформатора; між кришкою і ізоляторами; текти масло може і через ізолятори з поганим армуванням або поганим закладенням головок, через тріщини в баці і радіаторах.

10) Несправності ізоляторів

Якщо ізолятори мають тріщини, забруднені з зовнішньої або внутрішньої сторони, мають поганий контакт між виводом від обмотки

і прохідною шпилькою або поганий контакт між живильною шиною і шпилькою, то всі ці несправності призводять до міжфазних коротких замикань на виводах і до пробоїв на корпус

Основні ознаки і причини дефектів трансформатора

Табл 2.1 Ознаки несправності трансформатора

Основні ознаки несправності	Причини несправності
1. Сильний і нерівномірний шум в трансформаторі, що супроводжується потріскуванням розрядів	1. Ослаблення пресування сталевих листів магнітопровода 2. Перекриття з обмотки або відводів на корпус 3. Обрив заземлення
2. Підвищене нагрівання, невелике збільшення струму на стороні живлення, різниця опорів постійному струму окремих фаз обмоток трансформатора	Витковое замикання, що стало наслідком природного старіння ізоляції, систематичних перевантажень або динамічних зусиль при коротких замиканнях
3. Викид масла з руйнуванням скляної мембрани вихлопної труби	Міжфазове коротке замикання, викликане: а) старінням ізоляції; б) зниженням рівня масла і його зволоженням; в) внутрішніми або зовнішніми перенапруженнями; г) протіканням надструмів при наскрізних коротких замикань
4. Поява тріщин на ізоляторах, що ковзають розрядів або слідів	Не виявлені раніше тріщини заводського походження або ті що з'явилися при монтажі та експлуатації. Накиди сторонніх предметів.

перекриття ізоляторів	Перекриття між вводами різних фаз
5. Поява течі масла з кранів або швів бака з під прокладок	<p>Погано притерті пробки кранів.</p> <p>Недоброякісний зварений шов.</p> <p>Недостатнє ущільнення в місці установки прокладки.</p> <p>Низька якість або відсутність прокладки</p>
6. Спрацювання реле газового захисту трансформатора на сигнал	<p>Розпочатий процес розкладання масла внаслідок:</p> <p>а) виткового замикання в обмотці;</p> <p>б) замикання на корпус (пробою);</p> <p>в) обриву ланцюга в обмотці;</p> <p>г) вигорання контактної поверхні перемикача</p>
7. Спрацювання реле газового захисту трансформатора на відключення	<p>Розвинувся бурхливий процес розкладання масла в трансформаторі внаслідок:</p> <p>а) "пожежі сталі", що виник в результаті циркуляції великих струмів, викликаних замкнутим контуром;</p> <p>б) міжфазного короткого замикання;</p> <p>в) внутрішніх або зовнішніх перенапруг</p>

Таблиця 2.2 Пошкодження, найбільш характерні для окремих елементів силових трансформаторів

Елемент трансформатора	Пошкодження	Причини пошкодження
1. Обмотки	Витковое	Природне старіння і знос ізоляції.

	замикання	Систематичні перевантаження трансформатора. Динамічні зусилля при наскрізних к.з.
	Замикання на корпусі (пробій). Міжфазове к.з.	Старіння ізоляції, зволоження масла і зниження його рівня. Внутрішні і зовнішні перенапруги. Деформація обмоток внаслідок протікання надструмів при наскрізних к. з.
	обрив ланцюга	Отгорання відводів (вивідних кінців) обмотки внаслідок низької якості з'єднання або електродинамічних зусиль при к. з.
2. Перемикачі напруги	відсутність контакту	Порушення регулювання перемикаючого пристрою
	Оплавлення контактною поверхні	Термічний вплив надструмів на контакт при к.з.
3. Вводи	Перекриття на корпус	Тріщини в ізоляторах. Попадання вологи всередину мастики-наповнених вводів. Зниження рівня масла в трансформаторі при одночасному забрудненні внутрішньої поверхні ізоляторів
	Перекриття між вводами окремих фаз	Недостатня ізоляційне відстань.
4. Магнітопровід	"Пожежа в сталі"	Порушення ізоляції між окремими листами сталі або стяжних болтів. Слабке пресування сталі. Створення короткозамкнутого контуру при

		пошкодженні ізоляційних прокладок між ярмом і стрижнями магнітопроводу у стикових трансформаторів. створення короткозамкнутого контуру при виконанні заземлення магнітопроводу з боку введів обмоток ВН і НН
5. Бак, радіатори та інша арматура	Зтікання масла з зварного шва, кранів і фланцевих з'єднань	Погана якість зварювання або порушення зварного шва від механічних впливів Недостатньо притерта пробка в корпусі крана Низька якість прокладок і ущільнень в місцях фланцевих з'єднань
6. Реле газового захисту	Спрацьовування реле газового захисту при відсутності пошкоджень в трансформаторі (помилкове спрацьовування)	Попадання повітря в трансформатор. Різке підвищення або зниження рівня масла внаслідок швидкого нагріву або охолодження масла
	Відмова реле газового захисту (неспрацювання) при виникненні або розвитку ушкодження в трансформаторі	На працюючому трансформаторі не був включений газовий захист. Заїдання поплавців в камері. Незадовільний стан контактів реле

2.4 Метод оцінки технічного стану вимикача

Табл 2.3 Визначення характеру дефекту в трансформаторі по вмісту газів у маслі

Характер прогнозованого дефекту	Відношення характерних газів			Типові приклади
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
Нормально	<0,1	0,1-1	≤1	Нормальне старіння
Часткові розряди з низькою щільністю енергії	<0,1	<0,1	<1	Розряди в заповнених газом порожнинах, що утворилися внаслідок неповного просочення або вологості ізоляції
Часткові розряди з високою щільністю енергії	0,1-3	<0,1	≤1	Те ж, що й у попередн. п., але веде до залишення сліду або до пробою твердої ізоляції
Розряди малої потужності	>0,1	0,1-1	≥1	Безперервне іскріння в маслі між з'єднаннями різних потенціалів або плаваючого потенціалу. Пробій масла між твердими матеріалами
Розряди великої потужності	0,1-3	0,1-1	≥3	Силові розряди; іскріння; пробій масла між обмотками або котушками або між котушками на землю
Термічний дефекти низької температури (< 150 °C)	<0,1	0,1-1	1-3	Перегрів ізолюваного провідника
Термічний дефект у діапазоні низьких температур (150-300°C)	<0,1	≥1	≤1	Місцевий перегрів сердечника через концентрацію потоку. Зростання температури "гарячої точки"
Термічний дефект у діапазоні середніх температур (300-700°C)	<0,1	≥1	1-3	Те ж, що й у п. 7, але при подальшому підвищенні температури "гарячої точки"
Термічний дефект високої температури (> 700°C)	<0,1	≥1	≥3	"Гаряча точки" у сердечнику; перегрів міді через вихрові струми, поганих контактів; циркулюючі струми в сердечнику або баці

Наявність дефекту, що розвивається, у трансформаторі, накладаючись на ці фактори, приводить, як правило, до помітного росту концентрації одного або декількох газів.

2.5 Розрахунок технічного стану трансформатора

В якості можливих технічних станів вимикача приймемо:

$S_1 = \langle \text{нормальний стан} \rangle$

$S_3 = \langle \text{часткові розряди з високою щільністю енергії} \rangle$

$S_5 = \langle \text{розряди великої потужності} \rangle$

В якості вхідних змінних A_k використаємо

$A_1 = \langle \text{відношення концентрацій газів } \frac{C_2H_2}{C_2H_4} \left(\frac{\text{Ацетилен}}{\text{Етилен}} \right) \rangle$

$A_2 = \langle \text{відношення концентрацій газів } \frac{C_2H_2}{H_2} \left(\frac{\text{Ацетилен}}{\text{Гідроген}} \right) \rangle$

$A_3 = \langle \text{відношення концентрацій газів } \frac{C_2H_4}{C_2H_6} \left(\frac{\text{Етилен}}{\text{Етан}} \right) \rangle$

Задамо для вихідних ознак A_1, A_2 і A_3 значення:

$L = \langle \text{малий} \rangle$

$M = \langle \text{середній} \rangle$

$B = \langle \text{великий} \rangle$

Табл.2.4 Правила логічного висновку.

S_1	<p>Якщо підписати відношення концентрацій газів $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$. мала і відношення концентрацій газів $\frac{C_2H_4}{H_2}$ – середнє і відношення концентрацій газів $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ мале тоді стан трансформатора нормальний</p>	<p>Якщо $A_1 \in L$ $A_2 \in B$ і $A_3 \in M$ отже $S \in S_1$</p>
-------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

S_3	<p>Якщо відношення концентрацій газів $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$</p> <p>. велике і відношення концентрацій газів $\frac{C_2H_4}{H_2}$ –</p> <p>мале і відношення концентрацій газів $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ мале</p> <p>тоді часткові розряди з високою щільністю енергії</p>	<p>Якщо $A_1 \in B$</p> <p>$A_2 \in L$</p> <p>і $A_3 \in L$</p> <p>отже $S \in S_3$</p>
S_5	<p>Якщо відношення концентрацій газів $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$</p> <p>. велике і відношення концентрацій газів $\frac{C_2H_4}{H_2}$ –</p> <p>середня і відношення концентрацій газів $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$</p> <p>велика тоді розряди великої потужності</p>	<p>Якщо $A_1 \in B$</p> <p>$A_2 \in M$</p> <p>і $A_3 \in B$</p> <p>отже $S \in S_5$</p>

Бак трансформатора

$$C_2H_2 = 1$$

$$C_2H_4 = 11$$

$$CH_4 = 10$$

$$H_2 = 15$$

$$C_2H_6 = 20$$

$$A_1 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{1}{11} = 0.09 \quad (2.4)$$

$$A_2 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{10}{15} = 0.66 \quad (2.5)$$

$$A_3 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{11}{20} = 0.55 \quad (2.6)$$

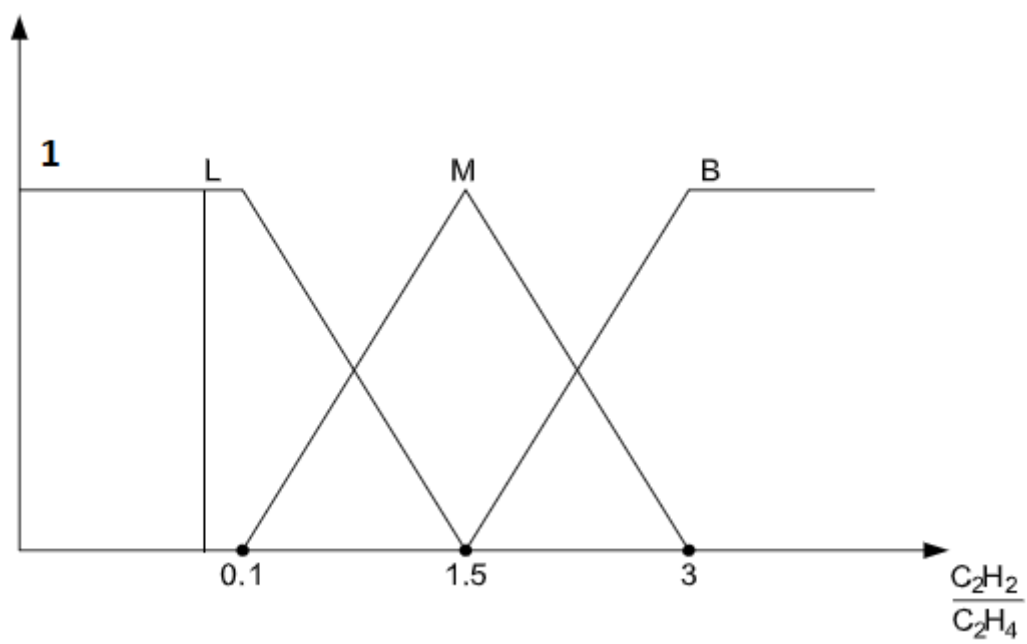


Рисунок 2.2 – Функція придатності $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$

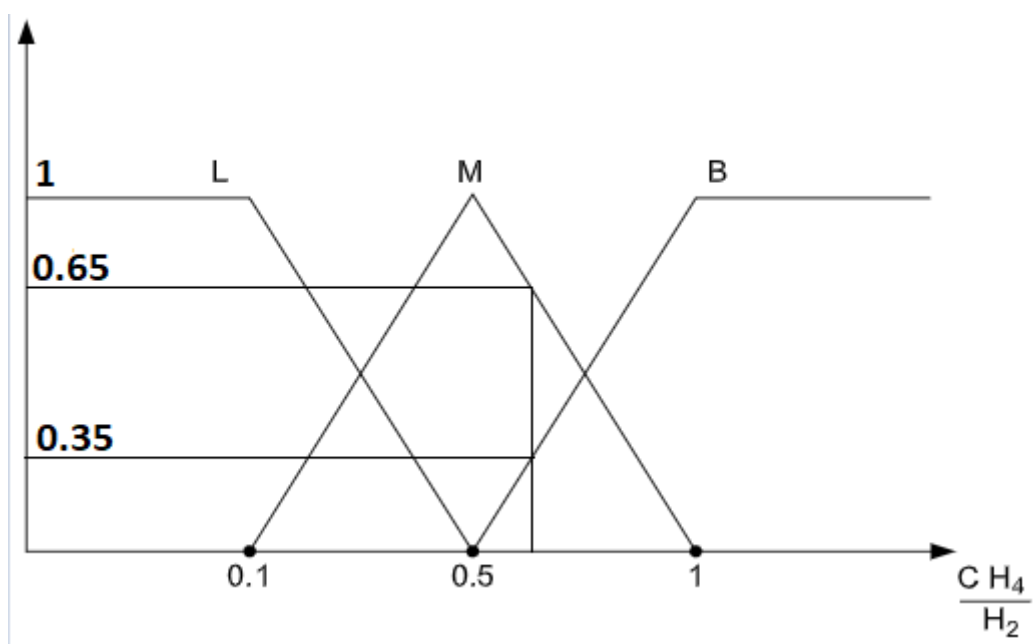


Рисунок 2.3 – Функція придатності $\frac{C H_4}{H_2}$

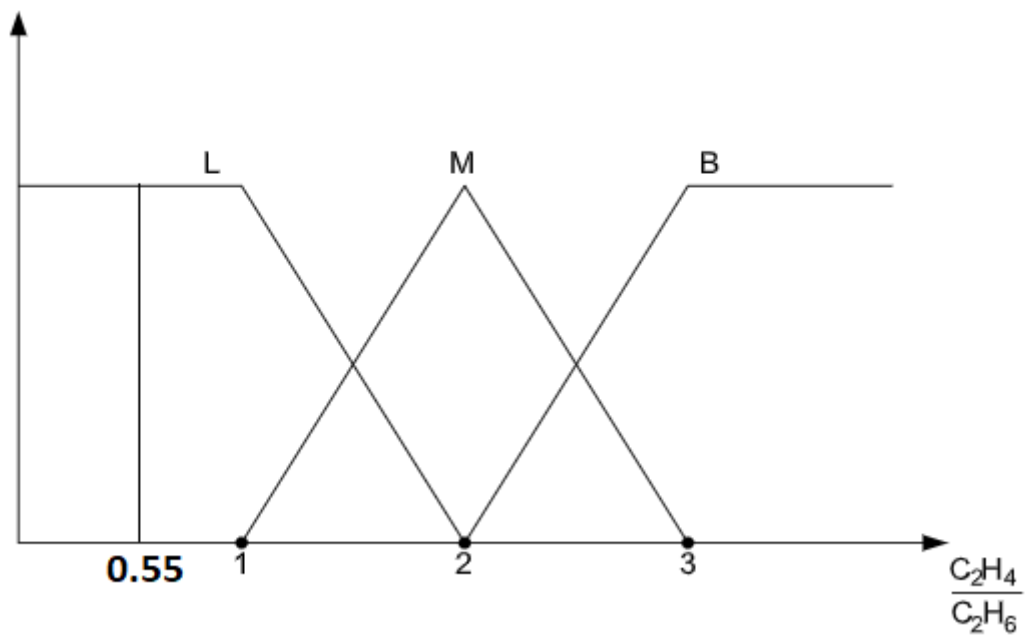


Рисунок 2.4 – Функція придатності $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$

$$A_1 = 0.09 \quad A_2 = 0.59 \quad A_3 = 0.13 \quad (2.7)$$

$$\begin{aligned} \mu_L &= 1 & \mu_M &= 0.65 & \mu_L &= 1 \\ & & \mu_B &= 0.35 & & \end{aligned}$$

Матриця поточного стану

$$S' =$$

	A_1	A_2	A_3
L	1		1
M		0.65	
B		0.35	

Порівняємо з базовими станами

$$S_1 \cap S' =$$

	A_1	A_2	A_3
L	1		1
M		0.65	
B			

$$S_3 \cap S' =$$

	A_1	A_2	A_3
L			1
M			
B			

$$S_5 \cap S' =$$

	A_1	A_2	A_3
L			
M		0.7	
B			

Індекс

порівняння

$$I_1 = \frac{1+0.65+1}{1+1+1} = 0.883 \quad (2.8)$$

$$I_3 = \frac{1}{1+1+1} = 0.333 \quad (2.9)$$

$$I_5 = \frac{0.65}{1+1+1} = 0.216 \quad (2.10)$$

$$I_6 = \frac{1+0.7}{1+1+1} = 0.566 \quad (2.11)$$

$$I_9 = \frac{1+0.3}{1+1+1} = 0.433 \quad (2.12)$$

Відповідно найбільша вірогідність можливого стану трансформатора відповідає

S_1 - нормальний стан

Висновки до другого розділу

В даному розділі магістерської дисертації розглянуто питання оцінки технічного стану трансформатора. Наведений загальний приклад методу оцінки технічного стану об'єкту. Була побудована нечітка модель трансформатора

ТРДНС-25000/15-У1. Для моделі сформульовано правила нечіткого логічного висновку. Відповідно до правил визначено матриці еталонних станів. У відповідності до вхідних даних побудована матриця поточного стану. Виконано порівняння з базовими станами. Виконавши всі розрахунки, встановлено, що найбільша ймовірність можливого технічного стану відповідає правилу $S_1 = \text{<нормальний стан>}$.

РОЗДІЛ 3. ІМОВІРНІСТЬ ВІДМОВИ ТРАНСФОРМАТОРА

3.1 Розрахунок імовірності відмови трансформатора

Трансформатор ТРДНС-25000/15-У1 – знаходиться у експлуатації **25 років**

По нечіткій моделі трансформатора отримано значення спрацьованого ресурсу,

рівне **0.883**. З графіка функції (F_t) трансформатора отримуємо:

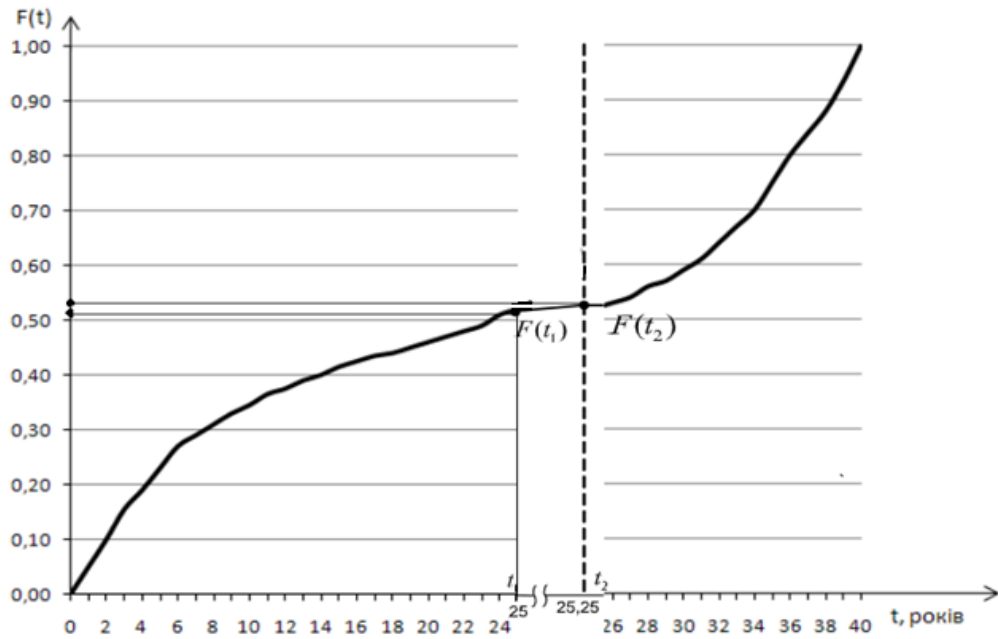


Рисунок 3.1 – Функція розподілу $F(t)$ трансформатора

$$F(t_1) = 0,525, F(t_2) = 0,535 \quad (3.1)$$

Звідси:

$$p(H_1 / G) = \frac{F(t_2) - F(t_1)}{1 - F(t_1)} = \frac{0.535 - 0.525}{1 - 0.525} = 0.021 \quad (3.2)$$

Приймаючи $p(H_1 / G)$ в якості апіорної ймовірності відмови трансформатора на Δt , маємо:

$$p(H_1) = 0.021 \quad (3.3)$$

$$p(H_2) = 1 - p(H_1 / G) = 1 - 0.021 = 0.979 \quad (3.4)$$

З урахуванням спрацьованого ресурсу трансформатора приймаємо:

$$p(B / H_1) = 0.7 \quad (3.5)$$

$$p(B / H_2) = 0.2 \quad (3.6)$$

Тоді ймовірність відмови трансформатора при даному значенні спрацьованого ресурсу дорівнює:

$$p(H_1 / B) = \frac{0.021 \cdot 0.7}{0.021 \cdot 0.7 + 0.979 \cdot 0.2} = 0.0698 \quad (3.7)$$

Таким чином, ймовірність відмови трансформатора на інтервалі Δt з врахуванням подій G та B мають наступні значення:

$$p(H_1 / G, b) = 0.0698 \quad (3.7)$$

Відрізок функції $F(t)$ на інтервалі Δt представимо прямою лінією $F(t_1) - F'(t_2)$

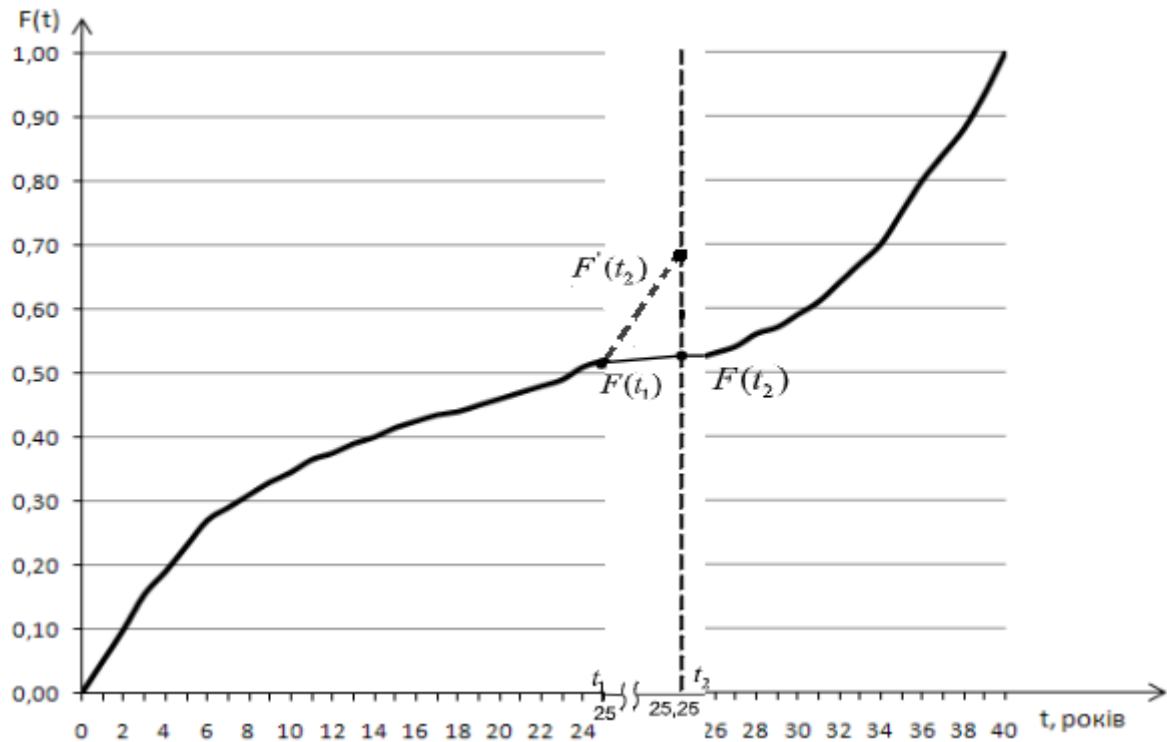


Рисунок 3.2 –Функція розподілу $F(t)$ трансформатора

Висновки до третього розділу

В даному розділі магістерської дисертації розглянуто питання визначення імовірності відмови трансформатора. Наведено функції залежності спрацьованого ресурсу від часу. Побудовано змінену функцію спрацювання ресурсу на інтервалі Δt що дає уточнений прогноз для аналізу залишкового

РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ СТАНЦІЇ

4.1 Розрахунок усталеного режиму

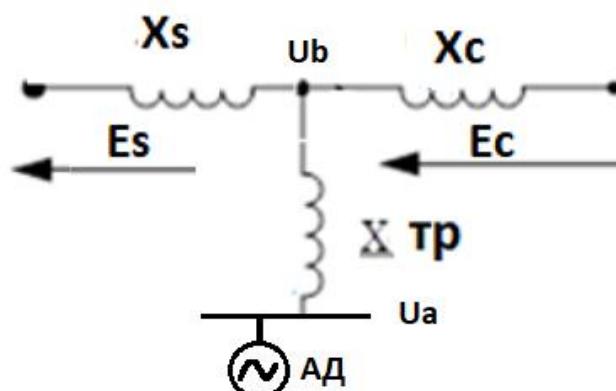


Рисунок 4.1 Еквівалентна схема станції

$$X_{\sigma 1} = 0.08 \quad X_{\sigma 2} = 0.08 \quad r = 0.13 \quad X_{\mu} = 2.5 \quad X_c = 0.075 \quad X_s = 0.0497$$

Приймаємо за базисну потужність еквівалентного двигуна

$$S_{\text{ном}} = 0.015$$

$$U_a = 1$$

$$X_{\sigma} = X_{\sigma 1} + X_{\sigma 2} = 0.21 \text{ в.о.} \quad (4.1)$$

$$X_T = X_T * \frac{20000}{25000} = 0.084 \text{ в.о.} \quad (4.2)$$

$$P_{a*} = \frac{P_{\text{дв}}}{S_{\text{дв}}} = \frac{16000}{20000} = 0.8 \text{ в.о.} \quad (4.3)$$

$$Q_a = \frac{U_a^2}{X_{\mu}} + \frac{P_{a*} * X_{\sigma}}{U_a^2} = 0.568 \text{ в.о.} \quad (4.4)$$

$$U_b = \sqrt{(U_a + \frac{Q_a * X_T}{U_a})^2 + (\frac{P_{a*} * X_T}{U_a})^2} = 1.05 \text{ в.о.} \quad (4.5)$$

4.2 Розрахунок режиму при відмові обладнання

$t_{\text{пер}}$ – час перерви живлення, $t_{\text{пер}} = 2.5 \text{ с}$

m_c – момент опору механізму, $m_c = -0.8 \text{ в.о.}$

T_j – постійна інерції ротора, $T_j = 8 \text{ с}$

Рівняння руху ротора асинхронного двигуна

$$T_j \frac{ds}{dt} = m_c - m_e \quad (4.6)$$

При перерві живлення електромагнітний момент $m_e = 0$

Ковзання асинхронного двигуна в момент подачі живлення:

$$s = \frac{1}{T_j} m_c * t_{\text{пер}} = \frac{1}{8} (-0.8) * 2.5 = -0.25 \text{ в.о.} \quad (4.7)$$

Опір АД в момент подачі напруги:

$$X_{\text{дв}} = X'_s + \frac{N}{[1+(s*T_{\alpha 1})^2]} = 0.293 \text{ в.о.} \quad (4.8)$$

Приведений опір трансформатора до потужності АД

$$X_{*T} = X_T * \frac{20000}{25000} = 0.084 \text{ в.о.} \quad (4.9)$$

Еквівалентний опір

$$X_e = X_{*T} + X_{\text{дв}} = 0.377 \text{ в.о.} \quad (4.10)$$

Залишкова напруга на шинах АД при подачі живлення

$$U_{\text{ост}} = \frac{U_B * X_{\text{дв}}}{X_e} = 0.816 \text{ в.о.} \quad (4.11)$$

Визначення стійкості критерію

$$\frac{U_B^2}{X_e} > 2R_{\text{дв}} \quad \text{-стійка система}$$

$$\frac{U_B^2}{X_e} = 3.762 \quad (4.12)$$

$$2R_{\text{дв}} = 1.6$$

'Тож при даних параметрах робимо висновок що система стійка

4.3 Ітераційні розрахунки

Граничний розрахунок U -15% $X_{тр}$ +15% $X_{дв}$ -15%

Таблиця 4.1 Граничний розрахунок

ε_{U_B}	$\varepsilon_{X_{дв}}$	ε_{X_T}	U_B	$X_{дв}$	X_T	X_e	$U_{ост}$
0.85	0.85	1.15	0.892	0.249	0.097	0.346	0.643

Таблиця 4.2 Ітераційні розрахунки

ε_{U_B}	$\varepsilon_{X_{дв}}$	ε_{X_T}	U_B	$X_{дв}$	X_T	X_e	$U_{ост}$
1,174	0,854	1,056	1,2327	0,250222	0,088704	0,338926	0,910077
1,112	1,166	1,148	1,1676	0,341638	0,096432	0,43807	0,910577
1,029	0,871	1,038	1,08045	0,255203	0,087192	0,342395	0,80531
0,851	1,068	1,181	0,89355	0,312924	0,099204	0,412128	0,678462
0,965	0,876	1,111	1,01325	0,256668	0,093324	0,349992	0,743071
1,043	0,928	0,897	1,09515	0,271904	0,075348	0,347252	0,85752
1,166	1,034	1,047	1,2243	0,302962	0,087948	0,39091	0,948854
0,971	1,151	1,161	1,01955	0,337243	0,097524	0,434767	0,790851
1,187	0,922	1,199	1,24635	0,270146	0,100716	0,370862	0,907875
1,144	1,158	0,809	1,2012	0,339294	0,067956	0,40725	1,000761
1,143	1,124	0,953	1,20015	0,329332	0,080052	0,409384	0,96547
0,822	0,954	1,167	0,8631	0,279522	0,098028	0,37755	0,639003
1,086	1,178	1,149	1,1403	0,345154	0,096516	0,44167	0,891116
0,806	0,919	1,165	0,8463	0,269267	0,09786	0,367127	0,620713
1,199	1,046	1,03	1,25895	0,306478	0,08652	0,392998	0,981787
0,945	1,122	0,922	0,99225	0,328746	0,077448	0,406194	0,80306
0,913	1,05	0,817	0,95865	0,30765	0,068628	0,376278	0,783805
0,905	0,957	1,069	0,95025	0,280401	0,089796	0,370197	0,719755
1,105	0,815	1,173	1,16025	0,238795	0,098532	0,337327	0,821345
1,106	0,92	0,891	1,1613	0,26956	0,074844	0,344404	0,908933
0,891	1,176	1,082	0,93555	0,344568	0,090888	0,435456	0,740283
0,912	1,148	0,991	0,9576	0,336364	0,083244	0,419608	0,767626
0,851	1,162	0,913	0,89355	0,340466	0,076692	0,417158	0,729276
0,916	1,016	0,904	0,9618	0,297688	0,075936	0,373624	0,766322
1,077	0,895	0,813	1,13085	0,262235	0,068292	0,330527	0,897199
0,903	1,186	1,051	0,94815	0,347498	0,088284	0,435782	0,756067
1,006	0,845	0,809	1,0563	0,247585	0,067956	0,315541	0,828812
0,991	1,172	0,975	1,04055	0,343396	0,0819	0,425296	0,840169
0,803	1,012	0,992	0,84315	0,296516	0,083328	0,379844	0,658185
0,858	0,972	0,918	0,9009	0,284796	0,077112	0,361908	0,708945
1,119	0,835	0,836	1,17495	0,244655	0,070224	0,314879	0,912914
0,973	1,111	1,158	1,02165	0,325523	0,097272	0,422795	0,7866

1,067	0,937	1,007	1,12035	0,274541	0,084588	0,359129	0,856467
1,19	0,909	0,802	1,2495	0,266337	0,067368	0,333705	0,997252
0,806	1,159	0,871	0,8463	0,339587	0,073164	0,412751	0,696285
0,831	0,83	0,964	0,87255	0,24319	0,080976	0,324166	0,654589
0,875	1,137	0,803	0,91875	0,333141	0,067452	0,400593	0,764051
1,189	1,144	0,805	1,24845	0,335192	0,06762	0,402812	1,038873
0,986	0,988	0,901	1,0353	0,289484	0,075684	0,365168	0,820726
1,187	1,061	0,907	1,24635	0,310873	0,076188	0,387061	1,001022
1,182	0,959	0,895	1,2411	0,280987	0,07518	0,356167	0,979128
0,987	0,876	0,992	1,03635	0,256668	0,083328	0,339996	0,782356
0,842	0,924	1,112	0,8841	0,270732	0,093408	0,36414	0,657314
1,08	1,121	0,88	1,134	0,328453	0,07392	0,402373	0,925673
0,817	1,136	1,148	0,85785	0,332848	0,096432	0,42928	0,665145
0,892	1,086	1,194	0,9366	0,318198	0,100296	0,418494	0,712135
1,099	1,102	1,162	1,15395	0,322886	0,097608	0,420494	0,886087
1,007	0,969	0,906	1,05735	0,283917	0,076104	0,360021	0,833839
0,809	0,802	0,991	0,84945	0,234986	0,083244	0,31823	0,627247
1,166	1,161	0,838	1,2243	0,340173	0,070392	0,410565	1,014392
1,174	1,139	0,982	1,2327	0,333727	0,082488	0,416215	0,988396

4.4 Оцінка ризику

Необхідність прийняття достовірних рішень та визначення превентивних дій для підвищення надійності роботи ЕЕС вимагає комплексного підходу, який би об'єктивно враховував такі фактори як: випадковість відмов електрообладнання, стохастичний характер режиму ЕЕС, можливий сценарій розвитку аварії, технічні, економічні, екологічні наслідки та існуючу неповноту та нечіткість вхідної інформації. Пошук оптимальних управлінських рішень за такої кількості негативних чинників і невизначеностей полягає у сфері оцінювання ризиків. В разі необхідності виконати прогностичну оцінку ризику виникнення аварії на інтервалі часу доцільним є імовірнісний підхід:

$$R = P_{ав} \cdot P_{відм.обл} \quad (4.13)$$

Для визначення R потрібно знати $P_{відм.обл}$. Знаючи технічний стан обладнання і функцію розподілення імовірності відмови обладнання можна

визначити ймовірність відмови на заданому Δt - $P_{\text{відм.обл}}$. Після цього проводиться розрахунок режиму ЕЕС при відмові обладнання при різних режимах і з урахуванням випадкової неточності вхідних даних. В результаті отримуємо статистичні дані того скільки раз виникає аварійна ситуація

$$P_{\text{ав}} = \frac{n}{N}, \quad (4.14)$$

де N – загальне число виникнення аварійних ситуацій.

$$P_{\text{ав}} = \frac{3}{50} = 0,06 \quad (4.15)$$

На основі проведених розрахунків при виникненні аварійної ситуації ймовірність порушення стійкості – 0.06

Знайдемо ризик:

$$R = P_{\text{ав}} \cdot P_{\text{відм.обл}} = 0.06 * 0.0698 = 0.00418 \quad (4.16)$$

Висновки до четвертого розділу

Використавши ймовірнісно-статистичний підхід за допомогою генератора випадкових чисел, проведено 50 ітерацій розрахунків. Значення залишкової напруги було достатнім у 47 з 50 розрахунків. В результаті розрахунків було розраховано ймовірність порушення стійкості системи та ризик виникнення аварійної ситуації при відмові ТВП

Загальні висновки:

В даній роботі розв'язано вирішення важливої задачі оцінки ризику порушення умов самозапуску еквівалентного двигуна власних потреб при відмовах трансформатора власних потреб станції, що є важливо для оперативного управління та планування режимів ЕЕС.

При вирішенні цієї задачі отримані наступні результати:

1. Проведений аналіз сучасного стану проблеми оцінки технічного стану трансформатора власних потреб, наведені статистичні дані по відмовам ТВП

2. Для оцінки технічного стану ТВП використовується наближений метод розпізнавання найбільш можливого технічного стану на основі співставлення прийнятих еталонних та поточного станів.

3. Сформована нечітка модель для оцінки технічного стану ТВП, яка в якості вхідних нечітких змінних використовує доступну інформацію: співвідношення газів в маслі баку трансформатора. В якості вихідної змінної запропоновано спрацьований ресурс ТВП. Сформовані правила нечіткого логічного висновку.

4. При визначенні імовірності відмови ТВП на інтервалі часу враховується технічний стан ТВП .

5. На основі статистичного моделювання режиму тестової схеми ЕЕС при відмові ТВП та при випадковій зміні параметрів режиму визначено ризик порушення умов самозапуску еквівалентного двигуна власних потреб.

РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ЗАМІНИ ТДН-40000/110 ЯК ЕЛЕМЕНТ ФІНАСОВОЇ ЧАСТИНИ СТАРТАПУ

В Україні більшість трансформаторів на станціях і ТП мають термін експлуатації, який перевищує нормативний в декілька разів. Очевидним є й той факт, що це зумовлено нестачею фінансів на такі заходи. Але в результаті процесів старіння в трансформаторі наприкінці його експлуатації різні його пошкодження призводять до збільшення втрат електроенергії, зниження ккд, його виходу з ладу що в свою чергу веде до недовідпуску електроенергії споживачам і збитків які в можуть перевищувати вартість заміни трансформатора.

5.1 Опи ідеї стартап проекту

В даному підрозділі відображено:

- зміст ідеї (що пропонується);
- можливі напрямки застосування;
- основні вигоди, що може отримати користувач послуги;
- аналіз альтернатив, замінників.

Перші три пункти подані у вигляді таблиці (табл. 5.1), вони дають уявлення про зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів

Таблиця 5.1 – Опис ідеї стартап–проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Ідея полягає в розробці алгоритму визначення доцільності заміни старого трансформатора на новий шляхом діагностики та техніко-економічного порівняння показників	РУ теплових електростанцій	Зменшення витрат на компенсацію втрат електричної енергії та відшкодування збитків з недовідпуску електроенергії
	Атомні електростанції	
	Теплоелектроцентралі	
	Інші електростанції	
	Підстанції	

Аналіз потенційних техніко-економічних переваг.

Вчасна заміна в заданий термін нового трансформатора передбачає:

- більшу надійність та якість роботи;
- менша періодичність ремонту;
- зменшення втрат електричної енергії
- значна економія фінансів підприємства
- визначення оптимального часу заміни трансформатора в майбутньому і планування бюджету під даний захід

5.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Для реалізації даної необхідно описати алгоритм порівняння трансформаторів.

Для порівняння економічної ефективності для спрощеної оцінки заходу по модернізації за рахунок заміни трансформатора, в якості основного критерію використаний "сумарні дисконтовані затрати"

$$NPV = \sum_{t=0}^T C_t \frac{1}{(1+E)^t} = C_0 + \sum_{t=1}^T C_t \frac{1}{(1+E)^{t-1}}, \quad (5.1)$$

Де T – період розрахунку; C_t – реальні щорічні затрати в рік t ; C_0 – затрати на реалізацію заміни трансформатора в початковий момент часу $t = 0$; E – ставка дисконту

Сумарні щорічні затрати на реалізацію заходу з заміни трансформатора

$$C_t = C_{kt} + C_{Ect} + C_{Rvt} + Y_t \quad (5.2)$$

Де C_{kt} – капітальні затрати на реалізацію заходу (відрахування по кредитним вкладенням); C_{Ect} – експлуатаційні витрати на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування; C_{Rvt} – змінні експлуатаційні витрати на компенсацію втрат в трансформаторі; Y_t – збитки від недоотпуску електроенергії споживачам

Експлуатаційні витрати на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування C_{Ect} визначаються за формулою

$$C_{Ect} = \frac{P_a + k \cdot P_r}{100 \%} * K = \frac{P_a + P_r}{100 \%} * K + \frac{0.01 * P_r * t}{100 \%} * K \quad (5.3)$$

Де K – капіталовкладення на придбання та монтаж нового трансформатора,

p_a - норма амортизації на реновацію і поліпшення основних засобів,
прийняті $p_a = 6.4\%$

p_r - відрахування від капітальних затрат на поточний ремонт і
обслуговування $p_r = 3.0\%$; k – коефіцієнт враховуючий збільшення затрат
на поточний ремонт і обслуговування з збільшенням строку
експлуатації(прийняті $k = 1 + 0.01t$)

Змінні експлуатаційні витрати для компенсації втрат електроенергії в
трансформаторі можуть бути розраховані за формулою

$$C_{Rvt} = k(\Delta P_x + \Delta P_n)\beta_1 + k(\Delta W_x + \Delta W_n)\beta_2 = k(\Delta P_\Sigma\beta_1 + \Delta W_\Sigma\beta_2), \quad (5.4)$$

де ΔP_x - втрати потужності холостого ходу в трансформаторі, кВт; ΔP_n -
навантажувальні втрати потужності, кВт; ΔP_Σ - сумарні втрати потужності,
кВт; ΔW_x - втрати електроенергії холостого ходу, кВт • год; ΔW_n -
навантажувальні втрати електроенергії, кВт • год; ΔW_Σ - сумарні втрати
електроенергії в трансформаторі, кВт • год; β_1 - тариф на потужність, у. о.
/кВт; β_2 - тариф на електроенергію у.о/(кВт • год).

Річний збиток Y_t від недовідпуск електроенергії споживачу складає

$$Y_t = Y_a + Y_n, \quad (5.5)$$

де Y_a , Y_n - збиток від простою трансформатора в результаті аварії і пла-
нового ремонту.

Після нескладних перетворень вираз (5) можна привести до виду

$$Y_t = P_a \omega_a T_a \alpha_1 + P_n \omega_n T_n \alpha_2, \quad (5.6)$$

де P_a , P_n - кількість електричної потужності, недовідпущеної споживачам в
результаті аварійних і планових відключень трансформатора, кВт; ω_a -
середня частота вимушених відмов трансформатора, відмов/ рік; T_a - час

вимушеною простою трансформатора (відновлення, середня тривалість аварійного ремонту), ч; α_1 - питомий збиток від аварійного (вимушеного) простою трансформатора, у. о. / (кВт · год); ω_p - частота планових ремонтів, простій / рік; T_p - середня тривалість планового ремонту, год; α_2 - питомий збиток від планового простою трансформатора, у.о. / (кВт · год).

Величина потоку вимушених відмов $\omega_a(t)$ має вигляд, як на рис. 5.1

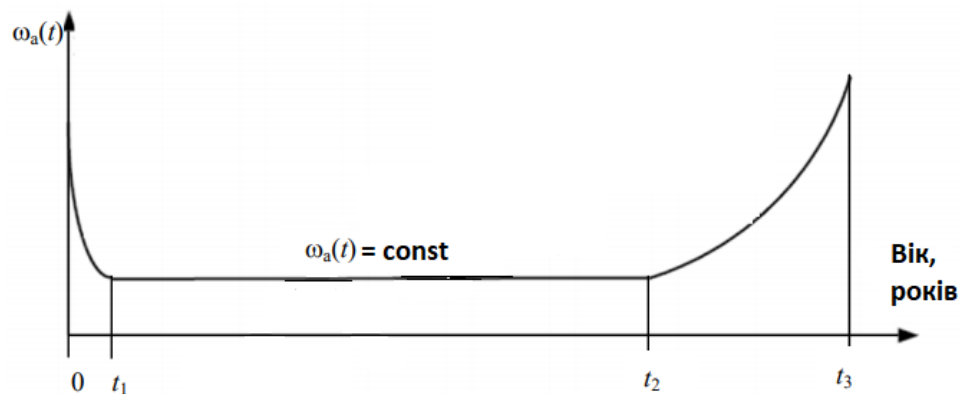


Рисунок 5.1 - Залежність потоку відмов ω_a в функції часу:

зона $0-t_1$ - період підробітки; t_1-t_2 - період нормальної роботи; t_2-t_3 - період зносу

З рис. 5.1 видно, що функція $\omega_a(t)$ є практично постійною величиною тільки на інтервалі нормальної роботи трансформатора t_1-t_2 . Період $0-t_1$ обумовлений дефектами виготовлення і монта- жа трансформатора, а знос - процесами його старіння. На проміжках $0-t_1$ і t_1-t_2 залежність $\omega_a(t)$ може бути описана експонентними функціями. При проведенні практичних розрахунків, ґрунтуючись на роботах зарубіжних авторів , приймемо ряд спрощень:

- замінимо гладку функцію $\omega_a(t)$ ступінчастою і будемо вважати, що протягом одного року величина потоку відмов постійна;

- період підробітки t_1 приймемо рівним одному року, а величину потоку відмов в період підробітки - в 1,5 рази більше потоку відмов в період нормальної роботи;
- час нормальної роботи t_2 тривалістю 25 років;
- повний термін експлуатації трансформатора t_3 приймемо рівним 40 років;
- на ділянці старіння експонентну залежність замінимо лінійною, взявши до уваги, що величина потоку відмов за 15 років експлуатації з 26-го по 40-й рік потроїться

З огляду на вищесказане, залежність $\omega_a(t)$ прийме вигляд, представлений на рис. 2.

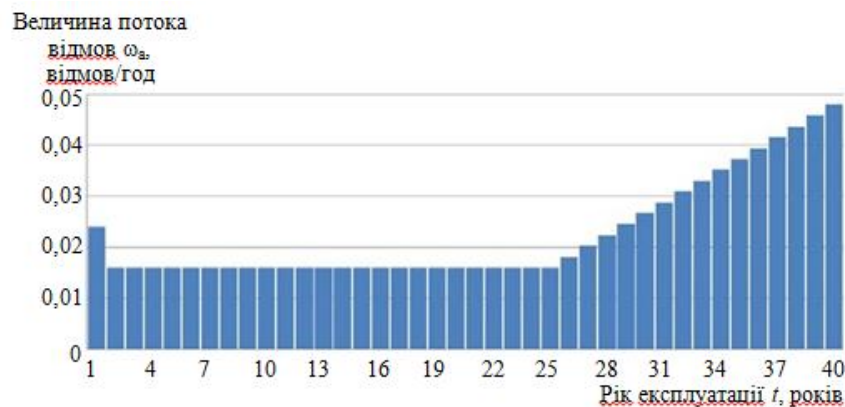


Рисунок 5.2. Залежність потоку відмов трансформатора ω_a по роках експлуатації

Виходячи з викладеного вище, величина реальних щорічних витрат C_t

Складе:

$$C_t = C_t + \frac{P_a + k \cdot P_r}{100 \%} * K + k(\Delta P_{\Sigma} \beta_1 + \Delta W_{\Sigma} \beta_2) + P_a \omega_a(t) T_a \alpha_1 + P_{\Pi} \omega_{\Pi} T_{\Pi} \alpha_2 \quad (5.7)$$

а формула для визначення NPV буде виглядати наступним чином:

$$NPV = C_0 + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+E)^{t-1}} [C_{kt} + \frac{P_a + k \cdot P_r}{100 \%} * K + k(\Delta P_{\Sigma} \beta_1 + \Delta W_{\Sigma} \beta_2) + P_a \omega_a(t) T_a \alpha_1 + P_{\Pi} \omega_{\Pi} T_{\Pi} \alpha_2] \quad (5.8)$$

Після спрощення (8) при $C_{kt} = 0$ маємо:

$$NPV = C_0 + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+E)^{t-1}} [\frac{P_a}{100 \%} * K + (1 + 0.01t) (\Delta P_{\Sigma} \beta_1 + \Delta W_{\Sigma} \beta_2 + \frac{P_r}{100 \%} * K) + P_a \omega_a(t) T_a \alpha_1 + P_{\Pi} \omega_{\Pi} T_{\Pi} \alpha_2] \quad (5.9)$$

C_0 – затрати на проведення заміни в початковий момент часу

$$C_0 = K + C_d + C_m - L \quad (5.10)$$

Де K – вартість нового трансформатора

C_d - вартість демонтажу

C_m – вартість установки нового трансформатора

L – ліквідна вартість встановленого трансформатора

Використовуючи дану модель проаналізуємо перспективи заміни трансформатора ТДН-40000/110. Нормативний період служби трансформатора – 25 років. В якості реалізованого заходу приймем заміну трансформатора на новий на протязі року. Тому витрати на даний захід C_0 можна визначити наступним чином:

$$C_0 = K + C_d + C_m - L = 1257600 \text{ грн.} + 70000 \text{ грн.} + 410000 \text{ грн.} - 631400 \text{ грн.} = 1106200 \text{ грн.} \quad (5.11)$$

Для визначення ефективності заміни необхідно порівняти два варіанти розвитку подій:

- a. Трансформатор експлуатується від року t до кінця терміну і потім замінюється на новий
- b. Новий трансформатор встановлюється в рік t

Для аналізу побудовано графік для NPV1 ,NPV2 та Δ NPV

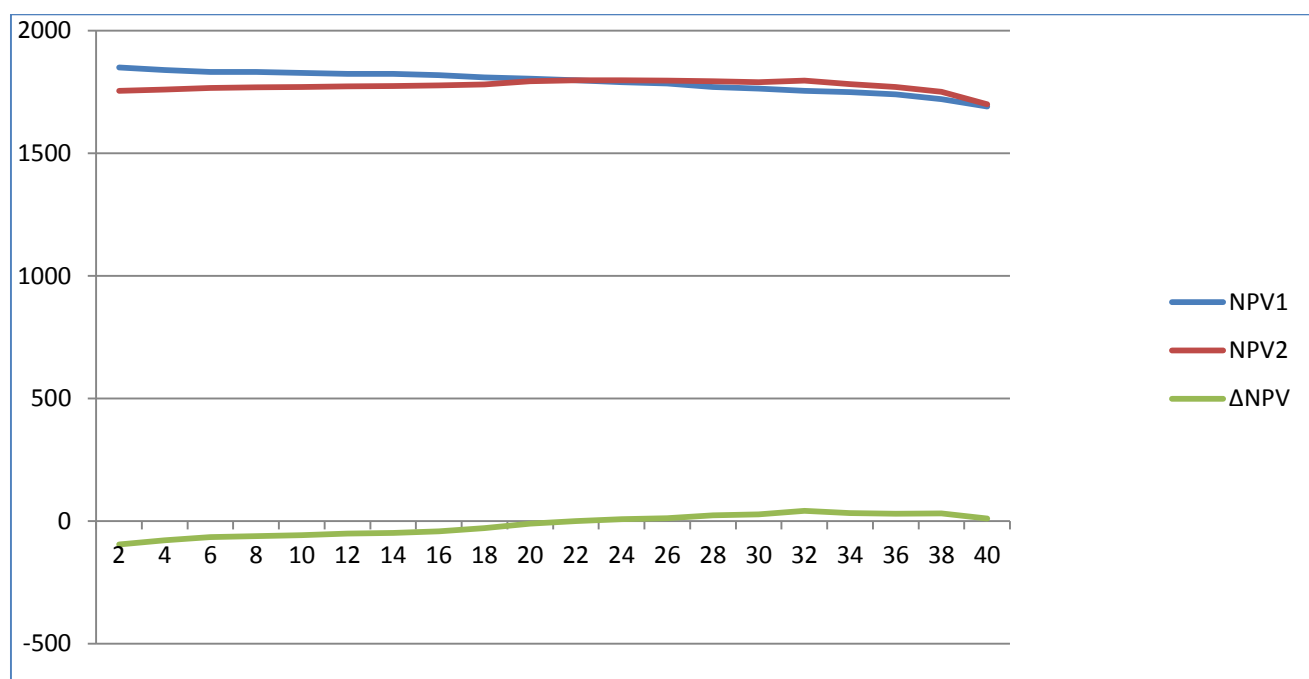


Рисунок 5.2. залежність NPV1 ,NPV2 та Δ NPV від часу напруцювання

Таблиця 5.2 Данні розрахунків

Роки	NPV1	NPV2	Δ NPV
2	1850	1755	-95
4	1839	1760	-79
6	1832	1766	-66
8	1831	1769	-62
10	1828	1770	-58
12	1824	1773	-51
14	1823	1774	-49
16	1819	1777	-42
18	1809	1780	-29
20	1804	1793	-11
22	1798	1798	0
24	1790	1798	8
26	1784	1796	12
28	1770	1794	24
30	1763	1790	27
32	1755	1796	41
34	1749	1782	33

36	1740	1770	30
38	1720	1751	31
40	1690	1700	10

З графіку видно що $\Delta NPV > 0$ при експлуатації більше 22 років, це значить що заміна трансформатора є доцільною вже після 22 року експлуатації трансформатора, а найвигіднішим буде замінити трансформатор на 32 році експлуатації.

5.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Для того щоб спланувати напрями розвитку проекту та потреби потенційних клієнтів, потрібно визначити ринкові можливості, які використовуються під час ринкового впровадження об'єкту.

Аналіз попиту: наявність попиту зображено в табл. 7.2

Табл.5.3 Характеристика потенційних клієнтів

№ п/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія	Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп	Вимоги до споживачів товару
1	Заміна старих трансформаторів	НАЕК «Енергоатом», Укргідроенерго, Трансформаторні підстанції	-	Заміну трансформатора необхідно проводити на аналогічний
2	Визначення оптимального часу заміни трансформатора	НАЕК «Енергоатом», Укргідроенерго, Трансформаторні підстанції	-	Використання при розрахунках точних даних

3	Планування бюджету на майбутні заміни трансформаторів	НАЕК «Енергоатом», Укргідроенерго, Трансформаторні підстанції	-	Використання при розрахунках точних даних
---	----------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------	---	-------------------------------------------------

Табл.5.4 Фактори загроз

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1	Збільшення витрат що не відповідає представленим витратам в результатах	Непередбачуване зростання витрат призведе до відхилень від результатів	Можливий вибір в сторону інших технологій

Табл.5.5 Фактори можливостей

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1	Значні обсяги використання	Велика прибутковість стартап-проекту	Використання технології для всіх трансформаторів компанії
2	Технічний	Покращення алгоритму шляхом збільшення точності розрахунків	Зменшення похибок призведе до зменшення ймовірності відмови від технології

На основі аналізу факторів загроз та ринкових можливостей маркетингового середовища був складений SWOT-аналіз. Матриця аналізу сильних (Strenght) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities).

Табл.5.6 SWOT – аналіз стартап-проекту

<p>Сильні сторони:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Економічна перевага 2. Зменшення витрат на компенсацію втрат електричної енергії та відшкодування збитків з недовідпуску електроенергії 	<p>Слабкі сторони:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Змінність наданих параметрів для розрахунку що робить результати недостовірними
<p>Можливості:</p> <ol style="list-style-type: none"> 10.Значні обсяги використання 11.Зниження затрат на експлуатацію 12.Покращення алгоритму 	<p>Загрози:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Збільшення витрат що не відповідає представленим витратам в результатах

Висновки до п'ятого розділу

В даному розділі магістерської дисертації розроблено стартап-проект про техніко економічне обґрунтування заміни трансформатора ТДН-40000/110. Так як, багато трансформаторів на станціях і трансформаторних

підстанціях відпрацювали свій ресурс, то є можливість вирахувати оптимальний термін експлуатації старого трансформатора і найоптимальніший момент для заміни його на новий. Така заміна істотно знижує загальні експлуатаційні витрати, у тому числі на технічне обслуговування трансформатора.

Для виходу на ринок, слід автоматизувати технологію для високоточних розрахунків, автоматичної побудови графіків.

Є великі перспективи впровадження з огляду на потенційні групи клієнтів, стан конкуренції.

Подальша імплементація проекту є доцільною.

РОЗДІЛ 6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРА ТДН-40000/110-У1 НАПРУГОЮ 110 КВ

6.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

Таблиця 7.1. Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Трансформатор	Зовнішня ЕУ	ділянка землі, (30х50) м	<i>приміщення з підвищеною небезпекою</i>	Категорія П-III

Таблиця 6.2. Показники технічних характеристик ЕУ

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
-------------------------	------------------------	----------------------------

Трансформатор ТДН-40000/110-У1	Номінальна напруга обмоток, кВ	ВН	115
		НН	10.5
	Потужність кВА		40000 кВА
	Маса, т	Повна	66.7
		Транспортна	55.5
	Габаритні розміри, мм	установочна	6250 x 4680 x 5680 мм
		транспортна	5278 x 2104 x 4434 мм
	Маса і марка масла, т	Повна	16.6 МТК-60
		Для доливки	4.3 МТК-60
	Маркування		ТДН-40000/110
Схема и група з'єднання обмоток		У _н /Д-11	
Вид охолодження		Д	

6.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації або під час модернізації енергетичного об'єкту

Таблиця 6.3. Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалість	Кількісн ий склад бригади	Група з електробезпек и
Взяття проби масла на аналіз	в ручну, -	Круглорічно 30 хвилин	2 особи	IV- V[2.1]

Підтяжка всіх зовнішніх болтових з'єднань трансформатора	в ручну, -	Круглорічно 2 години	2 особи	IV- V[2.1]
Заміна прокладок НН, ВН, бакової гуми і ізоляторів	Транспорт, механічна розгрузка	Круглорічно	3 осіб	IV- V[2.1]
Повна заміна трансформаторного масла	Транспорт, механічна розгрузка	Круглорічно	5 осіб	IV- V[2.1]
Заміна ізоляторів трансформатора	Транспорт, механічна розгрузка	Круглорічно	3 осіб	IV- V[2.1]
Вимірювання опору ізоляції обмоток трансформатора	в ручну, механічна розгрузка	Круглорічно	2 осіб	IV- V[2.1]

6.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Показники умов праці під час виконання вказаних у п 6.2 робіт для бригади електротехнічних працівників надають у табл. 6.4.

Таблиця 6.4. Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Кліматичний пояс	помірний

	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	(+4°C...-30°C) °C взимку (+10°...+32°C) влітку (60...95) % (0...6) м/с
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення Статичні та динамічні навантаження[1.1] Категорія робіт	До 15 кг «стоячи», «стоячи зігнувшись», «сидячи», 12,5-15,4)МДж II категорія
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність Напруженість органів чуття: зір[1.1] Категорія	40 % робочого часу 50 % робочого часу 1 зміна, 8 годин 20 % робочого часу II категорія
Електричного походження	Напруга прямого дотику Струм Електрична дуга Напруга кроку	110 кВ 190 А $16 \cdot 10^6$ кД/м ² (1600 Стільб) 907 В
Оцінка умов праці	Шкідливі II категорії [1.2]	Потребує великої напруженості та концентрації
Зовнішнє освітлення трансформатора при роботі в темну пору доби	Вид світильників Потужність і напруга джерел Рівень освітленості	Робоче загальне освітл. Діодні світильники 50Вт, 220В 200-500лк [1.3]

6.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 6.5. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	110 Кв	6 В
Струм	190 А	0,6 мА
Напруженість електричного поля[1.3]	3.5 кВ/м	5 кВ/м
Напруженість магнітного поля	2 кА/м	1,4 кА /м
Неелектричного походження		
Шум	106 Дба	85 Дба
робота на висоті	5.7м	1.8м
робота з нафтопродуктами	Робота з трансформаторним маслом (немає прямого контакту з маслом, з спеціальних засобів захисту - рукавиці)	При роботі з небезпечними нафтопродуктами користуватися захисними засобами
Оцінка умов праці	Шкідливі ІІІ клас	

6.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Технічні та організаційні заходи та їх показники наводять у таблиці 7.6.

Технічні та організаційні заходи впроваджують для обмеження впливу НШВЧ, які визначено у табл. 7.5.

Таблиця 6.6. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Огороджувальний засіб	Огорожа трансформатора	Сітчаста, висота 2 м, механічне блокування входу
Попереджувальні знаки	Знак безпеки	На огорожі знак «Обережно, напруга»
Заземлення захисне	Трансформатор працює в режимі ефективно-заземленої нейтралі	

Організаційні заходи з електробезпеки		
	Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи поблизу струмовідних частин. Роботи без напруги.
	Вид дозвільного документу на виконання робіт[2.3]	Наряд-допуск, поточна експлуатація
	Розміщення плакатів безпеки	На огорожі - вказівні, застережні
	Підготовка робочого місця	1.Виконати необхідні відключення 2.перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах ,які повинні бути заземлені 3.виконати приєднання переносного заземлення до контуру заземлення[2.1]
	Порядок виконання робіт	1. Відповідальний керівник і виконавець робіт перевіряють виконання технічних заходів з підготовки робочого місця. 2.Після перевірки технічних заходів проводиться допуск бригади, який полягає в тому: 2.1. чи відповідає склад бригади і кваліфікація включених в неї осіб записам в наряді; 2.2. перевірка 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; [2.1]
--	--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

6.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Таблиця 6.7. Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг[1.2]	Технологічний захист	3СМаркет Карго Костюм.	2 роки використання	За температури повітря до мінус 25 °С
Захисне взуття [3.1]	Діелектричне взуття ,захист від механічних ушкоджень	AB4060/1 S3 (Ев) Черевики.	6 місяців	Під час переміщення вантажів масою до 15 кг
Захист рук [3.1]	від механічних ушкоджень, хімічних речовин	Рукавички, поліестер з бавовною.	5 робочих змін	Під час монтажних робіт
Захист голови [3.1]	Захист від електричного струму	Універсал М215 Полікарбонат.	2 роки	Під час робіт з монтажу деталей
Захист очей [3.2]	Захист від електричної дуги	TRUPER сірі LEN-LT Полікарбонат.	2 роки	Під час робіт в ЕУ
Захист органів слуху	Зниження рівня шуму на 10 дБА	Беруші 3М-1271	12 місяців	Під час роботи з підвищеним звуковим навантаженням
Захист при роботі на висоті	Захист від падіння	Пояс лямковий ПЛК-3	Одне використання	Пояс призначений для страхування від падіння

Таблиця 6.8. Перелік електрозахисних засобів відповідно Нормам комплектування засобами захисту[2.2]

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички(не менше 2 пар) [3.1]	Для робіт під напругою	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні випробування - що 6 місяців
	Штанга універсальна ШО-110 (2 пари на кожен клас напруги) [2.2]	Виконання монтажних робіт	В електроустановках для виконання різних операцій Раз у 24 місяці
	Діелектричне взуття(2 пари) АВ4060/1 S3	Для робіт під напругою	у відкритих електроустановках як додатковий електрозахисний засіб 1 раз на 36 міс
	Захисні окуляри (2 пари)	Полікарбонатні окуляри	для індивідуального захисту очей від небезпечних і шкідливих виробничих факторів: електричної дуги, ультрафіолетового та інфрачервоного випромінювання, твердих часток і пилу, бризок кислот, лугів, електроліту, розплавленої мастики, розплавленого металу

			випробування не проводяться.
Контрольно-сигнальні прилади	Ізолювальні кліщі (за відсутності універсальної штанги)	Накладання муфт, заміна плавких вставок	Раз у 24 місяці
	Показчик напруги (2 шт на кожен клас напруги) УВН-110	з газорозрядною лампою	для перевірки наявності або відсутності напруги 1 раз на 12 міс
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення ШЗП-110 (2 шт на кожен клас напруги)	Штанга, провідники – для заземлювання і закорочування між собою струмовідних частин усіх фаз затискачі, наконечник	захист працівників від помилково поданої напруги Раз у 24 місяці
	Захисні огороження (щит) (2 шт)	сухе дерево, просочене оліфою і пофарбоване безколірним лаком, або електроізоляційний матеріал – без застосування металевих кріпильних деталей;	для обгородження струмовідних частин і здійснення захисту від випадкового дотику людини 1 раз на 12 міс.
	Плакати і знаки безпеки (переносні)	Попереджувальні і пояснювальні	Основні застереження і інструкції випробування не проводяться.

6.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Таблиця 6.9. Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		

Вуглекислотний вогнегасник ВВ-2:	Пересувний, тривалість дії – 25 с, довжина струмені – 5м	У пожежному щитку
Блискавкозахист	Зовнішній блискавкозахист(БЗС)	За [3.3] при N=3.22 для класу П-III – II категорія блискавкозахисту
Відповідна пожеженебезпечна зона	Відстані від інших вибухопожежонебезпечних об'єктів	П-III
Організаційні		
План дій з попередження пожеж	Вимоги до евакуаційних заходів, планах евакуації, забезпечення дотримання протипожежних вимог, виконання приписів і постанов органів державного пожежного нагляду	Відділ з охорони праці
Діагностика	Діагностика технічного стану трансформатора	Відповідно до заводських параметрів та поставлених вимог
Діагностика	Перевірка ізоляції	Відповідно до заводських параметрів та поставлених вимог
Перевірка	Перевірка засобів пожежогасіння	Відповідно до розроблених інструкцій
ЗІЗ		
Протигаз з кисневим балоном	M98 «Scott» з фільтром ХС від монооксиду вуглецю.	Температура зберігання – від 30 °С до 170 °С. Термін зберігання – 15 років
Захисне взуття	AB4060/1 S3	Індивідуально для усіх членів команди
Захисні рукавички від термічних ушкоджень	<u>DexShell ToughShield</u>	Індивідуально для усіх членів команди
Спецодяг із негорючого матеріалу	ESAB FR	Індивідуально для усіх членів команди

6.8 Розрахунок технічного заходу з безпеки експлуатації

Розрахунок захисного заземлення

Вихідні дані:

1. Наруга обладнання, що заземлюється: $U_{обл.} = 110$ (кВ)
2. Ґрунт території розміщення електроустаткування. Питомий опір ґрунту $\rho = 30$ (Ом · м) (чорнозем).
3. Для ЕУ напругою більше 110 кВ $R_{доп}$ можна прийняти до розрахунку 0.5 (Ом).
4. В якості вертикальних заземлювачів будемо використовувати металеві пруту довжиною 5 (м) та діаметром 12 (мм). В якості горизонтального заземлювача будемо використовувати металевий прут прямокутного перерізу з перетином 4x12 (мм), довжиною 6 (м).

Розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{розр} = \rho_{табл} \cdot \Psi^2 = 30 \cdot 1.4 = 42 \text{ (Ом} \cdot \text{м)} \quad (6.1)$$

де Ψ – коефіцієнт сезонності (більше 1), залежить від вологості ґрунту і довжини електродів.

Заземлювачі можна розміщувати біля поверхні землі, або заглиблювати глибше зони промерзання ґрунту (цей показник становить 0,7..0,8 м). В нашому випадку будемо заглиблювати заземлювачі на глибину 0,8 м.

Визначимо опір розтікання вертикального заземлювача за формулою:

$$R_{в1} = \frac{\rho_{розр}}{2 \cdot \pi \cdot l1} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l1}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l1}{4 \cdot t - l1} \right) \right) \quad (6.2)$$

де $\rho_{розр}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту для ВЗ, Ом·м; $l1$ – довжина ВЗ, м; d – діаметр, м; t – відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ, яку визначають за формулою:

$$t = t_0 + \frac{l1}{2} \quad (6.3)$$

де t_0 – відстань від поверхні ґрунту, м

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0.8 + \frac{5}{2} = 3.3 \text{ (м)} \quad (6.4)$$

$$R_{B1} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l_1}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1} \right) \right) = \frac{42}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0.012} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3.3 + 5}{4 \cdot 3.3 - 5} \right) \right) = 10.04 \text{ (Ом)} \quad (6.5)$$

При $R_{B1} > R_{\text{доп}}$ ($10.04 \text{ Ом} > 0.5 \text{ Ом}$), необхідно сполучити декілька вертикальних заземлювачів.

Визначимо теоритичну кількість вертикальних заземлювачів n , штук, без урахування коефіцієнта вертикальних заземлювачів η_e :

$$\eta = \frac{R_{B1}}{R_3} = \frac{R_{B1}}{R_3} \frac{10.04}{0.5} = 20.08 \approx 21 \text{ (шт.)} \quad (6.6)$$

Розрахуємо необхідну кількість заземлювачів за формулою:

$$\eta' = \frac{R_{B1}}{R_3 \cdot \eta_e} = \frac{10.04}{0.5 \cdot 0.71} = 28.28 \approx 29 \text{ (шт.)} \quad (6.7)$$

Розрахуємо довжину горизонтального заземлювача за формулою:

$$l_{\Gamma} = 1.05 \cdot a \cdot n = 1.05 \cdot 5 \cdot 29 = 152.25 \text{ (м)} \quad (6.8)$$

Визначимо опір струму розтікання горизонтального заземлювача за формулою:

$$R_{B1} = \frac{\rho_{\text{розр.г}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Gamma}} \ln \left(\frac{2 \cdot l_{\Gamma}^2}{b_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}} \right) \quad (6.9)$$

де $\rho_{\text{розр.г}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту ГЗ, Ом·м; t_{Γ} – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ, м; b_{Γ} – розмір боку кутника, м.

$$R_{\Gamma} = \frac{30}{2 \cdot 3.14 \cdot 152.25} \ln \left(\frac{152.25^2}{0.1425} \right) = 0.3762 \text{ (Ом)} \quad (6.10)$$

Результуючі опір заземлювального пристрою:

$$R_{\Gamma} = \frac{R_{B1} \cdot R_{\Gamma}}{R_{B1} \cdot \eta_{\text{геф}} + R_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{веф}} \cdot n} = \frac{10.04 \cdot 0.3762}{10.04 \cdot 0.45 + 0.3762 \cdot 0.71 \cdot 29} = 0.308 \text{ (Ом)} \quad (6.11)$$

Отримане значення $R_{\text{шт}}$ не перевищує допустиме значення:

$$R_{\text{шт}} < R_{\text{доп}}$$

Висновки до шостого розділу

У даному розділі магістерської дисертації проаналізовано та наведено заходи щодо запобігання та зменшення впливу шкідливих і небезпечних виробничих чинників на працівників, які, власне, виникають під час експлуатації трансформатора ТДН-40000/110-У1.

У ході виконання роботи проаналізовано основні джерела небезпек та перелік заходів і засобів для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

Впроваджено три групи заходів з електробезпеки:

- технічні (вибір відповідної категорії приміщення; зони в електроприміщенні; забезпечення наявності первинних засобів для тушіння пожежі)
- організаційні (діагностика технічного стану трансформатора; перевірка ізоляції, впроваджено план дій з попередження надзвичайних ситуацій)
- засоби індивідуального захисту (забезпечення працівників спецодягом із негорючого матеріалу; захисним взуттям; рукавичками від термічних ушкоджень)

У процесі роботи здійснено вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників на персонал, що обслуговує трансформатор. Серед представлених засобів - технологічний захист(спецодяг), захист від механічних ушкоджень(черевики, рукавички), захист від механічного та електричного впливу(каска), захист від електричної дуги та ультра-фіолетового випромінювання(окуляри), захист від постронніх шумів(беруші, навушники).

Проведено розрахунок захисного заземлення. Як заземлюючі пристрої обрано прути зі сталі круглого перерізу довжиною 5(м) та діаметром 12 (мм),

поєднані між собою ГЗ прямокутного перерізу з перетином 4х12 (мм) та довжиною 6(м)

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Костерев М.В. Электромагнитні перехідні процеси в електричних системах. (Конспект лекції – комп'ютерний варіант). НТУУ КПІ, 2007. – 162с.
2. Мотыгина С.А. Эксплуатация электрической части тепловых электростанций. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1979.–568 с.
3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 604 с.
4. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем: моногр./ М.В. Костерев, Є.І. Бардик – К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 148с.
5. Околович М.Н. Проектирование электрических станций: Учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с., ил.
6. Васильев А.А., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций.- М.: Энергия, 1980. – 608 с.
7. Правила устройства электроустановок . – Харьков: Изд.-во “Форт”, 2009. – 738 с.
8. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.: Энергия, 1970. – 518 с.
9. Байтер И.И. Защита и АВР электродвигателей собственных нужд. -2-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергия. 1980.-104с., ил.-(Б-ка электромонтера; вып.502)
10. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергия, 1980. – 600 с.
11. Бардик Є.І., Лукаш М.П. Електрична частина електричних станцій. Основне електрообладнання. – К. НТУУ "КПІ", 2011. – 220с. (учбовий посібник)

12. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 105 с.
13. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Ч.1. Теоретические основы. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. 256 с.
14. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: «Высшая школа», 1978. 415 с.
15. Бардик Є. І. Моделювання електроенергетичної системи для оцінки ризику виникнення аварій при відмовах електрообладнання [Текст] / Є. І. Бардик // Наукові праці Донецького національного технічного університету. — Серія «Електротехніка і енергетика», 2013. — Вип. 1. — С. 15–22.
16. Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с.

Література з охорони праці

1. Основна література

- 1.1 Ткачук К.Н. Охорона праці і промислова безпека / К.Н. Ткачук, В.В. Зацарний, М.Ф. Каштанов, Л.Д. Третьякова та ін. // К.: Лібра, 2010. – 425 с.
- 1.2. Третьякова Л.Д. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування / Литвиненко Г.Є., Третьякова Л.Д. – К.: Лібра, 2008. – 317 с.
- 1.3 Третьяков О.В. Охорона праці / О.В. Третьяков, В.В. Зацарний, В.Л. Безсонний // Харків, УЦЗУ, 2009. – 436 с.

2. Державні стандарти та нормативно-правові документи

2.1 НПАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок.

2.2 НПАОП 40.1-1.07-01 Правила експлуатації електрозахисних засобів

2.3. НАПБ Б.03.002-2007. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою. – К.: Держстандарт України, 2007, 33 с.

3. Основні нормативні документи

3.1 ДСТУ ISO 13688:2001. Одяг захисний. Загальні вимоги. К.: Держстандарт України, 2002, 6 с. – (Національний стандарт України).

3.2 ДСТУ EN 168:2001 Засоби індивідуального захисту очей. Методи випробування неоптичні.

3.3 ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд

Визначення ризику виникнення анормального режиму в ЕЕС при відмовах електрообладнання

Костерев М.В., д.т.н., проф., Алексейчук В.О. магістрант, Діденко Ю.О.

магістрант, Кудряшов Р.Р. магістрант

НТУУ КПІ, кафедра відновлюваних джерел енергії

Вступ. Сучасні світові тенденції забезпечення надійної роботи електроенергетичних систем свідчать про поступовий перехід до концепції інтелектуальних мереж та використання ризик-менеджмента при прийнятті управлінських рішень. Стратегія децентралізації електропостачання споживачів викликає особливий інтерес до оцінки надійності підсистем, які мають розподільчі джерела енергії.

Оцінка надійності функціонування таких підсистем виконується в умовах великої кількості невизначеностей:

- випадковий характер режиму підсистеми ЕЕС
- стохастичність роботи відновлюваних джерел енергії
- імовірність відмови електрообладнання
- можливий сценарій розвитку аварій
- неповнота та неточність вхідної інформації

Наслідком відмов електрообладнання (силових трансформаторів, вимикачів, ліній електропередач) є розвиток анормальних режимів, які можуть призвести до порушення статичної та динамічної стійкості, порушення технологічних процесів підприємств.

Використання стратегії ризик-менеджменту при управлінні ЕЕС потребує визначення ризику як інтегрального показника функціонування підсистем, який дає можливість враховувати всі фактори та більш повно і достовірно визначати стан підсистеми ЕЕС на відміну від детермінованого підходу.

Мета роботи. Метою роботи являється розробка алгоритму для визначення величини ризику виникнення аварійної ситуації в підсистемі при відмові електрообладнання в умовах неповноти та неточності вхідної інформації.

Матеріали і результати досліджень.

Для визначення ризику виникнення анормального режиму підсистеми ЕЕС використовується наступний алгоритм:

- 1.Формування схеми заміщення підсистеми.
- 2.Визначення еквівалентної схеми заміщення.
- 3.Визначення технічного стану електрообладнання.
- 4.Визначення імовірності відмови електрообладнання на інтервалі часу P_o
Результати - до п.12
- 5.Моделювання усталеного режиму підсистеми без відмови електрообладнання.
- 6..Моделювання режиму підсистеми при відмові електрообладнання.
Результати - до п.8.
- 7.Варіація параметрів еквівалентної схеми заміщення з використанням генератора випадкових чисел.
- 8.Перевірка стійкості підсистеми. Результати до п.10
- 9.Перевірка заданої кількості розрахунків:
- якщо n менше N , то перехід до п. 7
- якщо n дорівнює N , то перехід до п.11.
- 10.Визначення кількості нестійких режимів n , загальна кількість розрахунків – N
- 11.Визначення імовірності порушення стійкості підсистеми: $P_a = n / N$
12. Визначення ризику порушення стійкості : $R = P_a \cdot P_o$

Розглянемо математичну модель асинхронної машини, в якій не враховуються електромагнітні перехідні процеси в обмотках статора і активний опір [1,5,6]:

$$U_d = e'_d - x'_s I_q$$

$$U_q = e'_q + x'_s I_d$$

$$de'_q / dt = -1/T_d \cdot e'_q - \omega \cdot s \cdot e'_d + N/T_d \cdot I_d$$

$$de'_d / dt = -1/T_d \cdot e'_d + \omega \cdot s \cdot e'_q - N/T_d \cdot I_q$$

$$ds / dt = 1 / T_j [m_c - (e'_q \cdot I_q + e'_d \cdot I_d)]$$

$$N = x_s - x'_s$$

В цих рівняннях:

x_s - синхронний опір, (в.о)

x'_s - перехідний опір, (в.о)

U_d, U_q - складові напруги по поздовжній і поперечній осях відповідно, (в.о)

$I_d I_q$ - складові струму статора по поздовжній і поперечній осях відповідно, (в.о)

m_c - момент опору механізму, (в.о)

s - ковзання двигуна, (в.о)

T_d - постійна часу обмотки ротора (сек.)

T_j - постійна інерції ротора (сек.)

$e_d e_q$ - перехідні ЕРС по поздовжній і поперечній осям, (в.о.),

t - час (сек.)

На основі цієї математичної моделі визначається стійкість еквівалентного асинхронного двигуна за наступним критерієм:

Якщо $U^2 / (x_p + x_\epsilon) > 2P$ - стійка

Висновки. В умовах реально існуючої імовірності відмови електрообладнання підсистем ЕЕС, наявності неповної та неточної інформації розглянуто алгоритм для визначення ризику виникнення аномальних режимів при відмовах електрообладнання. Це дає можливість приймати більш правильні превентивні заходи при вирішенні експлуатаційних завдань, пов'язаних з підвищенням надійності роботи підсистем ЕЕС.

Перелік посилань

1. Костерев Н.В. Моделирование и динамика атомных электростанций при возмущениях в энергосистеме. – К.: Вища школа, 1986. - 168 с.
2. Костерев М.В. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем / М.В. Костерев, Є.І. Бардик. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 148 с.
3. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Хачатрян Э.А., Устойчивость нагрузки электрических систем. - М.: Энергоиздат, 1981.- 208с.
4. Гамм А.З. Обнаружение слабых мест в электроэнергетической системе./ А.З. Гамм., И.И. Голуб// Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт.- 1993.- №3. – С.83-92.

- 5.Маркович И.М. Режимы энергетических систем .- М.: Энергия, 1969. – 352с
6. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей / И.А. Сыромятников. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 527 с.
- 7.Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах.-М.:Энергия, 1964.- 703 с.
- 8..Костерев М.В., Бардик Є.І., Літвінов В.В. Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: «Електротехніка і енергетика», випуск 11 (186). – Донецьк: ДВНЗ «ДонНТУ», 2011. – С. 199-204.
- 9.Соболь И.М. Численные методы Монте-Карло. – М.: Наука, 1973. – 312 с
- 10.Мотыгина С.А. Эксплуатация электрической части тепловых электростанций. –М.:Энергия, 1968.- 568с.