ISSN 2224-0349

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»
1885
«ХПІ»

ВІСНИК

Національного технічного університету «ХПІ»

Серія: Енергетика: надійністьта енергоефективність

№ 1 (1) 2020

Харків
2020

ISSN 2224-0349

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИ

Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»

MINISTRY OF EDUCATION
AND SCIENCE OF UKRAINE

National Technical University
"Kharkiv Polytechnic Institute"

Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність

Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency

№ 1 (1) 2020

No.1 (1) 2020

Збірник наукових праць

Collection of Scientific papers

Видання засноване у 1961 р.

The edition was founded in 1961

Харків
НТУ «ХПІ», 2020

Kharkiv
NTU "KhPI", 2020

Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність = Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency: зб. наук. пр. / Нац. техн. ун-т «Харків. політехн. ін-т». — Харків : НТУ «ХПІ», 2020. — № 1 (1) 2020. — 116 с. — ISSN2224-0349.

Видання присвячене питанням теоретичних та практичних результатів досліджень і розробок, пов'язаних з проблемами надійності та ефективності роботи енергетичного устаткування, а також електроенергетичної системи в цілому. Розглядаються проблеми електроспоживання, енергозбереження і підвищення якості електричної енергії.

Для науковців, викладачів вищої школи, аспірантів, студентів і фахівців в галузі енергетики, надійності та ефективності роботи енергетичного устаткування.

The publication is devoted to the issues of theoretical and practical results of research and development associated with problems of reliability and efficiency of power equipment and power system as a whole. The problems of electricity consumption, energy saving and improvement of the quality of electric energy are considered.

For scientists, teachers of higher education, post-graduate students, students and specialists in the field of energy, reliability and efficiency of power equipment.

Державне видання.
Свідоцтво про державну реєстрацію друкованого засобу масової інформації
КВ № 24523-14463Р від 6 липня 2020 року.
Мова статей – українська, англійська.

Засновник
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»

Founder
National Technical University
"Kharkiv Polytechnic Institute"

Редакційна колегія
Головний редактор:
Шевченко С. Ю., д.т.н., проф., НТУ «ХПІ», Україна
Члени редколегії:
Безпрозванних Г. В., д.т.н., проф., НТУ «ХПІ», Україна
Гриб О. Г., д.т.н., проф., НТУ «ХПІ», Україна
Колкун М., д.т.н., проф., Технічний університет у Кошицях, Словаччина
Морва Д., д.т.н., проф., Університет Обуда, Угорщина
Данильченко Д. О., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна
Довгалюк О. М., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна
Лазуренко О. П., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна
Шутенко О. В., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна
Федорчук С. О., к.т.н., НТУ «ХПІ», Україна
Відповідальний секретар:
Кулик О. С., НТУ «ХПІ», Україна

Editorial staff
Editor-in-chief
Shevchenko S. Yu., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine
Editorial staff members:
Bezprozvannych G.V., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine
Gryb O. G., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine
Kolcun M., D.Tech.Sc., Prof., Technical University of Košice, Slovakia
Morva G., D.Tech.Sc., Prof., Óbuda University, Hungary
Danylchenko D. O., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine
Dovgalyuk O. M., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine
Lazurenko O. P., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine
Shutenko O. V., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine
Fedorchuk S. O., Cand.Tech.Sc., NTU "KhPI", Ukraine
Executive secretary:
Kulyk O. S., NTU "KhPI", Ukraine

Рекомендовано до друку Вченою радою НТУ «ХПІ».
Протокол № 7 від 29 грудня 2020 р.

© Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2020

ЗВЕРНЕННЯ ДО ЧИТАЧІВ

Шановні колеги, співробітники та друзі!

Щиро вітаю колектив кафедри передачі електричної енергії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» із 90-річним ювілеєм.

Разом з Вами ми пройшло дуже складний, але в той же час дуже насичений та цікавий шлях від створення кафедри і до її визнання як однієї з провідних у підготовці фахівців в галузі енергетики як в Україні, так і за її межами. На цьому шляху ми поступово набували досвід в навчальній, виховній, науковій та методичній роботі, де здобували немало яскравих перемог. Колективу кафедри завжди були притаманні високий професіоналізм та енергійність в освоєнні нових знань, впровадженні новітніх наукових досягнень, бажання реагувати на нові виклики, що виникають перед сучасною енергетикою.

За минулі роки кафедрою підготовлено сотні висококваліфікованих фахівців та вчених, які працюють в енергокомпаниіях та проектних інститутах, науково-дослідних та навчальних закладах, підприємствах та установах, розташованих в усіх куточках нашої держави та багатьох інших країн.

Наукові розробки співробітників нашої кафедри з питань заземлення та блискавкозахисту об’єктів електроенергетичного, господарського та військового призначення здобули широке визнання та практичне використання . Особливої уваги заслуговують сучасні дослідження в напрямку технічної діагностики стану електроенергетичного обладнання, моделювання та оптимізації режимів електричних мереж, підвищення ефективності роботи електроенергетичних систем та електричних мереж.

Бажаю всім співробітникам нашої кафедри міцного здоров’я, творчої наснаги, натхнення до нових наукових звершень, вагомих напрацювань та переконливих здобутків!

Завідувач кафедри передачі електричної енергії
Національного технічного університету
«Харківський політехнічний інститут»,
доктор технічних наук, професор
Сергій ШЕВЧЕНКО

УДК 621.315 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.01**

І. В. БАРБАШОВ, В. О. БОНДАРЕНКО, В. І. НІЖЕВСЬКИЙ, С. Ю. ШЕВЧЕНКО

ДО 90-РІЧЧЯ КАФЕДРИ «ПЕРЕДАЧА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ» НАЦІОНАЛЬНОГО ТЕХНІЧНОГО УНІВЕРСИТЕТУ «ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

Статтю присвячено 90-річчю кафедри «Передача електричної енергії» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Представлено основні етапи створення та розвитку кафедри, наведено дані про видатних фахівців та науковців, які приймали участь у створенні та розвитку кафедри. Виконано ретроспективний аналіз основних напрямків досліджень, проведених співробітниками кафедри за весь період її функціонування. Розглянуто основні аспекти навчально-методичної роботи кафедри. Проаналізовано сучасний стан науково-дослідницької та навчально-методичної роботи, що виконується співробітниками кафедри, та представлено найбільш перспективні напрямки її подальшого розвитку.

Ключові слова: історична довідка, кафедра, навчально-методична робота, науково-дослідна робота.

И. В. БАРБАШОВ, В. Е. БОНДАРЕНКО, В. И. НІЖЕВСЬКИЙ, С. Ю. ШЕВЧЕНКО

К 90-ЛЕТИЮ КАФЕДРЫ «ПЕРЕДАЧА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ» НАЦИОНАЛЬНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА «ХАРЬКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»

Статья посвящена 90-летию образования кафедры «Передача электрической энергии» Национального технического университета «Харьковский политехнический институт». Представлены основные этапы создания и развития кафедры, приведены данные о выдающихся специалистах и ученых, которые принимали участие в создании и развитии кафедры. Выполнен ретроспективный анализ основных направлений научных исследований, выполняемых сотрудниками кафедры за весь период ее функционирования. Рассмотрены основные аспекты учебно-методической работы кафедры. Проанализировано текущее состояние научно-исследовательской и учебно-методической работы, выполняемой сотрудниками кафедры, и представлены наиболее перспективные направления ее дальнейшего развития.

Ключевые слова: историческая справка, кафедра, учебно-методическая работа, научно-исследовательская работа.

I. V. BARBASHOV, V. O. BONDARENKO, V. I. NIZHEVSKY, S. YU. SHEVCHENKO

TO THE 90TH ANNIVERSARY OF THE DEPARTMENT OF ELECTRIC POWER TRANSMISSION OF THE NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY ″KHARKIV POLYTECHNIC INSTITUTE″

The article is dedicated to the 90th anniversary of the Department of Electric Power Transmission of the National Technical University ″Kharkiv Polytechnic Institute″. The main stages of creation and development of the department are presented, data on outstanding specialists and scientists who took part in the creation and development of the department are given. A retrospective analysis of the main areas of research conducted by employees of the department for the entire period of its work. The main aspects of educational and methodical work of the department are considered. The current state of scientific and pedagogical work performed by the staff of the department is analysed, and the most promising areas of its development are presented.

Key words: historical reference, department, educational and methodical work, research work.

Вступ. Електроенергетика України – потужний, складний і розгалужений технологічний комплекс, який є основою функціонування соціально-суспільної сфери та забезпечення умов цивілізованого життя населення країни.

Основа електроенергетики країни – її об'єднана енергетична система, яка здійснює електропостачання споживачів і взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечуючи експорт електричної енергії та її імпорт.

Електричні мережі України сьогодні налічують понад 1 млн км повітряних і кабельних ліній електропередач усіх класів напруги, а також понад 207 тис. одиниць трансформаторних підстанцій напругою 6–750 кВ загальною потужністю понад 201 483 МВА.

Провідна роль в області надійного і безперебійного електропостачання споживачів електричної енергії відповідної якості, побудови раціональних схем усіх рівнів в енергетичній системі та управління її режимами належить випускникам кафедри «Передача електричної енергії», що відзначає свій 90-річний ювілей.

Історична довідка. У 1893 році в єдиному дореволюційному Харківському вищому технічному навчальному закладі – Харківському практичному технологічному інституті (ХПТІ) вперше розпочато викладання електротехніки. Спеціалізовану підготовку в області електротехніки можна пов’язувати з організацією електротехнічного факультету в ХПТІ, урочисте відкриття якого відбулося 22 січня 1921. Деканом факультету був призначений професор П. П. Копняєв.

У 1922–1923 рр. до роботи на факультеті були залучені два професори – Олександр Олександрович Потебня і Василь Михайлович Хрущов (фото 1).

Професор О. О. Потебня читав курси електричної тяги і вимірювань, а професор В. М. Хрущов – перехідних процесів електричних мереж і колекторних машин змінного струму.

За 10 років – з 1921 по 1930 р. – електротехнічний факультет ХТІ випустив 304 інженера-електрика.

© І. В. Барбашов, В. О. Бондаренко, В. І. Ніжевський, С. Ю. Шевченко, 2020

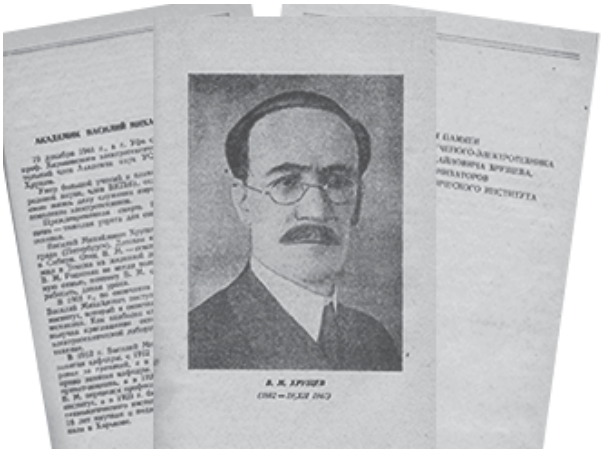


Фото 1 – Василь Михайлович Хрущов

17 квітня 1930 року електротехнічний факультет ХТІ був перетворений в самостійний електротехнічний інститут (ХЕТІ). А за місяць до того, в березні 1930 р., сформована кафедра «Передача електричної енергії» (ПЕЕ), яку очолив академік АН України В. М. Хрущов.

У 1932 році відбувся перший випуск інженерів за спеціальністю «Електричні системи і мережі» в кількості 5 чоловік. Всього за передвоєнні роки число випускників кафедри перевищило 200 осіб.

У 1933 р. колективом кафедри розроблено генератор імпульсної напруги на 3 млн вольт, який був виконаний пересувним, що робило його придатним для досліджень в польових умовах.

Академік В. М. Хрущов завідував кафедрою з 1930 р. до початку Великої Вітчизняної війни. Він також був одним з активних організаторів ХЕТІ та інституту «Промислової енергетики» в Харкові. З евакуації В. М. Хрущов повернувся до міста Києва, де прийняв участь у створені інституту «Електродинаміки АН України». В своїх роботах В. М. Хрущов першим почав використовувати методи економічного аналізу для вирішення мережевих завдань.

В роки війни та відновлення інституту кафедру очолювали:

- доцент С. М. Фертик (1943–1951 рр.);
- доцент В. В. Гусєв (1951–1955 рр.);

З 1955 по 1972 рік керівником кафедри був доцент А. Л. Вайнер (фото 2). В цей період на кафедрі ПЕЕ було створено навчальні лабораторії «Електричні мережі», «Техніка високих напруг», «Електроізоляційні матеріали», а також підготовлений курс лекцій за фахом «Електричні системи і мережі», видані підручники і навчальні посібники для студентів.

На кафедрі ПЕЕ отримали розвиток курси, які присвячено детальному розгляду місцевих розподільчих мереж (переважно міських), а також курси по вивченню процесів передачі електричної енергії високою напругою на довгі відстані.

Фото 2 – Абрам Львович Вайнер

В області наукових досліджень в фундамент кафедри були закладені проблеми ізоляції і перенапруги, а також вивчення імпульсних характеристик заземлювачів.

Дослідження деформації хвиль під впливом корони дозволили оцінити крутизну хвиль, що набігають на підстанцію. Керівник цих робіт був доцент Саул Маркович Фертик (фото 3).

Фото 3 – Саул Маркович Фертик

Дослідження заземлювачів при стоку імпульсних струмів здійснювалися на моделях та на діючих підстанціях при різній електропровідності ґрунтів поблизу Харкова, на Донбасі і на острові Хортиця. Під час проведення експериментів отримано цінні результати, які використовуються при розрахунках грозозахисту і проєктуванні електричних установок. Керівник цих робіт був доцент Абрам Львович Вайнер.

Кафедра була організатором трьох Всесоюзних нарад в Харкові на базі ХПІ ім. В. І. Леніна (1941, 1958 і 1966 рр.) та Республіканських конференцій (1972, 1978 і 1980 рр.) з питань заземлення. Представниками на цих заходах були працівники енергооб'єднань Міненерго Радянського союзу, вузів і науково–дослідних інститутів.

Кафедрою також завідували:

- доцент В. І. Гуль (1972–1978 рр.);
- доцент В. А. Скубко (1978–1987 рр.).

Колектив кафедри брав участь в роботах по створенню перших електропередач 500 кВ (Куйбишев–Москва), 750 кВ (Донбас–Західноукраїнська підстанція), 1150 кВ змінного струму (Екібастуз–Центр).

Кафедра працювала також над створенням надійного грозозахисту і заземлення першої в Африці електропередачі 500 кВ (Асуан–Каїр), більша частина траси якої проходить в складних ґрунтових умовах Лівійської пустелі.

Грозозахист тролейбусної лінії Сімферополь–Алушта–Ялта, виконаний за рекомендаціями кафедри, і на даний час надійно працює та дозволяє потрапляти в місця відпочинку Криму в будь-яку погоду.

Надійно працює контактна мережа і перетворювальні підстанції Магнітогорського металургійного комбінату, де впроваджені розробки кафедри.

В 70 роках 20-го століття було створено унікальний в межах Радянського союзу лабораторний комплекс в польових умовах «Струми в землі» (смт Старий Салтів, Харківської області).

Результати досліджень природної провідності залізобетонних опорних конструкцій електроустановок були використані в новій редакції керівних вказівок Міненерго Радянського союзу з обліку їх в якості природних заземлювачів.

На кафедрі працювали провідні науковці в галузі енергетики: ветеран Великої Вітчизняної війни 1941–1945 рр. В. І. Тучин, І. Е. Роздовський, В. М. Флору, В. П. Волков, Ю. П. Подосінкін, Ю. В. Бєлянчев, В. С. Козлов, Г. А. Сендерович, Ю. Є. Коляда, В. І. Омеляненко, М. П. Волчуков, А. А. Мінченко, Ю. М. Веприк.

Організацію науково-дослідної роботи забезпечували висококваліфіковані фахівці: Г. С. Полякова, Ф. С. Гоготов, Б. Ф. Єрмоленко.

Кафедра була найбільшою за чисельністю викладачів, співробітників та студентів на електроенергетичному факультеті.

Випускники кафедри направлялися для роботи в регіональні електроенергетичні системи Радянського союзу в якості інженерів служб підстанцій та повітряних ліній, в диспетчерські управління, а також працювати на підприємствах, в науково-дослідних і проєктних організаціях електротехнічного профілю в якості інженерів-електриків, інженерів-енергетиків, інженерів з обслуговування, ремонту та монтажу електротехнічного обладнання.

Не було такого регіону на карті Радянського союзу, де б не працювали випускники кафедри.

Також колективом кафедри активно проводилася (і нині продовжується) підготовка спеціалістів для електроенергетики інших країн світу. Випускники кафедри завжди займають відповідальні посади в електроенергетичній галузі своєї країни.

У 1987 р. кафедру очолив професор В. О. Бондаренко (фото 4) і перебував на цій посаді до кінця 2019 р. 33 роки В. О. Бондаренко очолював кафедру, що становить найдовший термін за всіх попередніх завідувачів. Й сьогодні В. О. Бондаренко обіймає посаду професора кафедри.

Фото 4 – Володимир Омелянович Бондаренко

За період перебування на посаді завідувача кафедри В. О. Бондаренко зробив вагомий внесок в її розвиток – було оновлено лабораторну базу кафедри, у 1990 р. за кошти Міністерства енергетики Радянського союзу відкрито перший на факультеті кафедральний студентський комп'ютерний центр, який і сьогодні постійно розвивається й функціонує, кафедра стала першою в ХПІ, на якій почалася підготовка фахівців за кошти енергетичних підприємств (Харківобленерго, Сумиобленерго, Полтаваобленерго), викладачі кафедри ПЕЕ В. І. Омеляненко (1995 р.), М. П. Волчуков (1996 р.) та В. О. Бондаренко (2004 р.) стали першими докторами наук на електроенергетичному факультеті.

Сьогодення. З 2019 р. і по теперішній час кафедру очолює професор С. Ю. Шевченко (фото 5).

Фото 5 – Сергій Юрійович Шевченко

Свій науково-педагогічний шлях С. Ю. Шевченко розпочав на кафедрі ПЕЕ. Ще студентом він почав працювати лаборантом кафедри. Після закінчення інституту був направлений до аспірантури Ленінградського політехнічного інституту, по закінченню якої успішно захистив кандидатську дисертацію під керівництвом доктора технічних наук Г. М. Александрова і повернувся на кафедру. Постійно вдосконалюючи свій професійний рівень, в 2015 р. С. Ю. Шевченко захистив докторську дисертацію під керівництвом доктора

технічних наук О. Г. Гриба, а через 4 роки очолив кафедру.

Сьогодні кафедра входить до складу Навчально-наукового інституту енергетики, електроніки та електромеханіки (ННІ ЕЕЕ) НТУ «ХПІ».

Територіально кафедра «Передача електричної енергії» розташована в лівому крилі Електрокорпусу, її навчальні лабораторії займають площу 543 м^2.

Колектив кафедри налічує 25 співробітників (фото 6):

- 3 докторів технічних наук: В. О. Бондаренко, С. Ю. Шевченко, В. В. Черкашина;
- 11 кандидатів наук: І. В. Барбашов, Д. О. Данильченко, О. М. Довгалюк, С. І. Дривецький, В. І. Ніжевський, Г. В. Омеляненко, О. Є. Піротті, Г. М. Сердюкова, О. М. Федосєєнко, І. В. Хоменко, О. В. Шутенко
- асистентку О. А. Загайнова;
- 2 завідувачів лабораторіями: О. В. Нетецький та кандидат наук С. К. Березка;
- начальницю бюро обчислювального центру – В. М. Кузьменко;
- 7 членів навчально-допоміжного персоналу, в тому числі 1 кандидат наук – М. П. Згурська та інженери 1 категорії: Н. М. Авдєєва, І. М. Зеленська, А. П. Карпенко, Н. І. Науменко, В. С. Орлов, О. М. Шершньова.

В розпорядженні кафедри знаходиться єдина в Харківському регіоні високовольтна зала з каскадом трансформаторів напругою 1 млн вольт (фото 7) та лабораторний комплекс в польових умовах з генераторами імпульсних напруг 1,2 і 4 млн вольт.

Лабораторна база (фото 8) та обчислювальний центр кафедри дозволяють студентам виконувати лабораторні та науково-дослідні роботи, а також курсове проєктування з різних дисциплін – електричних систем і мереж, техніки високих напруг, систем автоматизованого проєктування підстанцій і ліній електропередач та інших.

Фото 7 – Високовольтна зала

Фото 6 – Колектив кафедри «Передача електричної енергії» (22.12.2020 р.) (зліва направо)
1 ряд – В. М. Кузьменко, О. А. Загайнова, О. М. Федосєєнко, Г. М. Сердюкова, Н. І. Науменко, А. П. Карпенко, В. О. Бондаренко, В. В. Черкашина, Н. М. Авдєєва, Г. В. Омеляненко, І. М. Зеленська, О. М. Довгалюк, О. Є. Піротті, І. В. Хоменко;
2 ряд – І. В. Барбашов, М. П. Згурська, О. В. Нетецький, В. І. Ніжевський, С. Ю. Шевченко, С. К. Березка, Д. О. Данильченко

Фото 8 – Лабораторія електричних систем і мереж

В даний період на кафедрі навчається понад 100 студентів усіх рівнів і форм навчання за спеціалізацією «Електричні системи і мережі». У 2020 р. кафедра відкрила прийом студентів на спеціалізацію «Цифрова енергетика». В процесі навчання на цій спеціалізації наші студенти здобудуть знання не тільки в галузі енергетики, а й галузі інформаційних технологій, що суттєво підвищить рівень їх конкурентоздатності на сучасному ринку праці. На кафедрі ведеться викладання англійською мовою для студентів з іноземних країн.

З 2016 року на кафедрі «Передача електричної енергії» створено об'єднане наукове товариство «ELECTROLIUM». На теперішній час до складу організації входять понад 30 учасників: студенти та аспіранти різних курсів навчання, молоді вчені (фото 9). Наукове товариство є частиною системи громадського самоврядування університету, що сприяє розвитку науки в молодіжному середовищі університету, забезпечує захист прав та інтересів студентів, аспірантів, молодих вчених з питань наукової діяльності, надає підтримку перспективним науковим ідеям, та інноваціям. «ELECTROLIUM» діє на принципах: свободи наукової творчості, добровільності; колегіальності, відкритості; рівності прав членів наукового товариства; поєднання навчання та науково-дослідної роботи; співпраці з органами управління, профспілковими організаціями та іншими органами громадського самоврядування університету. Основними завданнями товариства є представлення інтересів членів з питань наукової роботи та розвитку академічної кар'єри, популяризації наукової діяльності, підвищення якості наукових досліджень та проектної діяльності, проведення організаційних, наукових та освітніх заходів різних рівнів – конференцій, круглих столів, семінарів, тренінгів, майстер-класів, публічних лекцій тощо.

Уповноваженим з якості освіти ННІ ЕЕЕ в НТУ «ХПІ» є професор кафедри Г. В. Омеляненко.

Дисципліни спеціальності мають повне методичне забезпечення, розроблене під керівництвом провідних викладачів кафедри, у вигляді навчальних посібників, конспектів лекцій та методичних вказівок для виконання курсового та дипломного проектування, практичних занять та лабораторних і самостійних робіт.

Розпочатий професором В. І. Гулем інтерактивний напрямок викладання профільних дисциплін – ігрове проектування – зараз продовжує професор кафедри І. В. Хоменко.

Виховну роботу зі студентами очолює заступник директора ННІ ЕЕЕ доцент кафедри О. Є. Піротті.

Основним напрямком науково-дослідної роботи колективу кафедри є розробка, дослідження та впровадження методів і засобів підвищення надійності, безпеки і економічності роботи електроенергетичних систем і мереж та їх об'єктів. На початку 2000-их років на кафедрі під керівництвом професора В. О. Бондаренко отримав розвиток новий напрямок в області діагностики стану високовольтного обладнання. На цей час розроблені сучасні методи та алгоритми діагностики стану високовольтного обладнання, практичне використання яких дозволяє суттєво підвищити експлуатаційну надійність об'єктів електричних систем і мереж.

Фото 9 – Осередок студентського об'єднаного наукового товариства «ELECTROLIUM» (зліва направо)
1 ряд – В. Цюпа, С. Дривецький, В. Алабова, О. Кулик, С. Пономаренко, О. Довгалюк, О. Собченко, Д. Данильченко, О. Слєпченко;
2 ряд – А. Потривай, О. Шутенко, І. Яковенко

По цей час на кафедрі тривають розпочаті С. М. Фертиком і А. Л. Вайнером науково-дослідні роботи в області грозозахисту і перенапруг та провідності різних типів ґрунтів й визначення характеристик електробезпеки. Керівниками цього напрямку являються завідувач кафедрою професор С. Ю. Шевченко та професор кафедри І. В. Барбашов і В. І. Ніжевський.

Науковий напрямок, пов'язаний з вдосконаленням та розробленням моделей і методів техніко-економічного аналізу електричних систем і мереж та їх об'єктів, започаткований ще В. М. Хрущовим, продовжує доцент кафедри В. В. Черкашина, яка на сьогодні є єдиною жінкою-науковцем в Україні, що отримала ступінь доктора наук зі спеціальності «Електричні станції, системи і мережі».

Професор кафедри О. М. Довгалюк приділяє увагу вирішенню наукових задач, пов'язаних з підвищенням ефективності роботи електроенергетичних систем та електричних мереж в умовах ринку електричної енергії за рахунок оптимізації керування режимами їх роботи.

У 2003 р. при кафедрі ПЕЕ затверджено раду із захисту кандидатських дисертацій К 64.050.06, яка діє й по теперішній час.

З 2017 р. кафедра є організатором щорічної Всеукраїнської, а з 2020 р. Міжнародної науково-технічної конференції «Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем».

Наукові розробки кафедри отримують впровадження в установах енергетичного профілю та на підприємствах електроенергетичної галузі України, з якими її об'єднує багаторічна співпраця.

Науково-педагогічні працівники кафедри постійно ведуть підготовку кадрів вищої кваліфікації для електроенергетики України і світу. Сьогодні на кафедрі проходять підготовку 13 аспірантів.

Гарантами підготовки фахівців для електроенергетичної галузі в інституті ННІ ЕЕЕ являються викладачі кафедри: бакалаврів – професор кафедри Г. В. Омеляненко, а кадрів вищої кваліфікації (доктора філософії) – завідувач кафедрою професор С. Ю. Шевченко.

Колектив кафедри «Передача електричної енергії» зберігає й підвищує науково-педагогічний потенціал, що дозволяє здійснювати досконалу підготовку фахівців за базовим напрямком електроенергетики – спеціальністю «Електричні системи і мережі» для вирішення завдань розвитку електроенергетики України і світу в третьому тисячолітті.

Автори висловлюють подяку В. В. Черкашиній за допомогу у підготовці статті до видання.

Надійшла (received) 23.12.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Барбашов Ігор Володимирович (Барбашов Игорь Владимирович Barbashov Igor Volodymyrovych) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», професор кафедри передачі електричної енергії, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-7074-4115; e-mail: i.v.barbashov@gmail.com.

Бондаренко Володимир Омелянович (Бондаренко Владимир Емельянович, Bondarenko Volodymyr Omelianovych) – доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», професор кафедри передачі електричної енергії, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-9254-3875; e-mail: vbond1807@gmail.com.

Ніжевський Віктор Ілліч (Нижевский Виктор Ильич, Nizhevsky Viktor Ilich) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», професор кафедри передачі електричної енергії, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-8823-2628; e-mail: victornizhevski@gmail.com.

Шевченко Сергій Юрійович (Шевченко Сергей Юрьевич, Shevchenko Sergey Yurievich) – доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», завідувач кафедри передачі електричної енергії, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-9658-7787; e-mail: syurik42@gmail.com.

UDC 621.314.21 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.02**

P. P. HOVOROV, K. V. HOVOROVA, A. K. KINDINOVA, O. ABDELRAHIM

SMART GRID TECHNOLOGY, TRANSMISSION OF ELECTRICAL ENERGY IN POWER SUPPLY AND LIGHTING SYSTEMS OF CITIES

Modern power supply and lighting systems of cities are complex electrical systems of an automated type, in which the processes in individual power supply systems and city lighting systems are interconnected and interdependent. Therefore, the search for efficient technologies for the transmission of electrical energy in them is an extremely difficult task. The real state of the power supply and lighting systems in cities today is characterized by low operating efficiency, largely due to the low quality of electrical energy and insufficient compensation of reactive power in them. The mutual influence of power supply and lighting systems in cities, as well as the presence of significant voltage deviations and the overflow of additional reactive power in the networks, causes an increase in voltage and power losses in them, as well as a decrease in the efficiency of networks and connected consumers, in general. Unfortunately, the existing methods and technical means based on them cannot fully solve this problem. The research carried out made it possible to clarify the nature of the processes in the power supply systems and the sanitation of cities and to determine the methods and technical means based on the Smart Grid concept. They are based on the use of phase-shifting booster transformers with an electronic control system. Their use made it possible to provide the possibility of complex control of the voltage modes of active and reactive power with the possibility of installation at any point in the network and centralized control from a single centre. The calculations show that the use of the developed methods and technical means provides an opportunity to reduce power losses in networks by 10–15% and energy costs for consumers by 50–75%.

Keywords: smart grid technology, transmission of electrical energy, power supply, lighting systems, efficiency, electrical energy.

П. П. ГОВОРОВ, К. В. ГОВОРОВА, А. К. КІНДІНОВА, О. АБДЕЛЬРАХІМ

SMART GRID ТЕХНОЛОГІЇ, ПЕРЕДАЧА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ОСВІТЛЕННЯ МІСТ

Сучасні системи електропостачання та освітлення міст являють собою складні електротехнічні системи автоматизованого типу, в яких процеси в окремо взятих системах електропостачання та системах освітлення міст є взаємопов’язаними та взаємозалежними. Тому пошук ефективних технологій передавання електричної енергії в них є задачею надзвичайної складності. Реальний стан систем електропостачання та освітлення міст сьогодні характеризується низькою ефективністю роботи, що в значній мірі пов'язано з низькою якістю електричної енергії та недостатньою компенсацією реактивної потужності в них. Взаємний вплив систем електропостачання та освітлення міст, а також наявність значних відхилень напруги і перетікання додаткової кількості реактивної потужності в мережах обумовлює підвищення втрат напруги і потужності в них, а також зниження ефективності роботи мереж і підключених споживачів, в цілому. На жаль, існуючі методи і технічні засоби, засновані на них, не можуть вирішити цю проблему в повній мірі. Проведені дослідження дозволили уточнити характер процесів в системах електропостачання та освітлення міст і визначити методи і технічні засоби, засновані на концепції Smart Grid. В їх основу покладено застосування фазоперемикаємих вольтододавальних трансформаторів з електронною системою управління. Їх застосування дозволило забезпечити можливість комплексного управління режимами напруги активної і реактивної потужності з можливістю установки в будь-якій точці мережі і централізованим управлінням з єдиного центру. Проведені розрахунки свідчать про те, що застосування розроблених методів і технічних засобів надає можливість зменшення втрат потужності в мережах на 10-15% і витрати енергії у споживачів 50-75%.

Ключові слова: технологія smart grid, передача електроенергії, електропостачання, системи освітлення, ефективність, електрична енергія.

Ф. П. ГОВОРОВ, К. В. ГОВОРОВА, А. К. КИНДИНОВА, О. АБДЕЛЬРАХИМ

SMART GRID ТЕХНОЛОГИИ, ПЕРЕДАЧА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ОСВЕЩЕНИЯ ГОРОДОВ

Современные системы электроснабжения и освещения городов представляют собой сложные электротехнические системы автоматизированного типа, в которых процессы в отдельно взятых системах электроснабжения и системах освещения городов взаимосвязаны и взаимозависимы. Поэтому поиск эффективных технологий передачи электрической энергии в них является задачей чрезвычайной сложности. Реальное положение систем электроснабжения и освещения городов сегодня характеризуется низкой эффективностью работы, в значительной степени связано с низким качеством электрической энергии и недостаточной компенсацией реактивной мощности в них. Взаимное влияние систем электроснабжения и освещения городов, а также наличие значительных отклонений напряжения и перетекание дополнительного количества реактивной мощности в сетях обусловливает повышение потерь напряжения и мощности в них, а также снижение эффективности работы сетей и подключенных потребителей, в целом. К сожалению, существующие методы и технические средства, основанные на них, не могут решить эту проблему в полной мере. Проведенные исследования позволили уточнить характер процессов в системах электроснабжения и освещения городов и определить методы и технические средства, основанные на концепции Smart Grid. В их основу положено применение фазопереключаемых вольтодобавочного трансформаторов с электронной системой управления. Их применение позволило обеспечить возможность комплексного управления режимами напряжения активной и реактивной мощности с возможностью установки в любой точке сети и централизованным управлением из единого центра. Проведенные расчеты свидетельствуют о том, что применение разработанных методов и технических средств предоставляет возможность уменьшения потерь мощности в сетях на 10-15% и затраты энергии у потребителей 50-75%.

Ключевые слова: технология smart grid, передача электроэнергии, электроснабжение, системы освещения, эффективность, электрическая энергия.

© P. P. Hovorov, K. V. Hovorova, A. K. Kindinova, O. Abdelrhim, 2020

Introduction. Modern power supply and lighting systems in cities are complex geographically distributed systems, which, in turn, are part of higher-level systems – electric power systems or their various subsystem levels. They have common elements with them (supply and distribution networks of high and medium voltage), as well as power supplies and means of regulation and control. This makes them mutually influencing and interdependent, requires the use of methods and technical means of control, adapted to the parameters and modes of urban energy systems. To control the modes of electrical networks, mainly methods and technical means based on discrete, mainly manual control are used. However, more and more human-machine automated systems are used. They have a more flexible structure and advanced functions, moreover, in recent years there has been a rethinking of the problem of automation, and instead of optimizing individual functions and processes, I increasingly consider the processes in a complex, with a systematic approach to solving the problem as a whole.

Analysis of the state of the matter. Therefore, a further increase in requirements for the efficiency of energy production dictates the need for comprehensive automation of technological processes in power supply and lighting systems in cities through the automation of processes at the level of transformation of parameters and type of electricity [1, 2]. At the same time, the spatial and hourly distribution of processes in the power supply and lighting systems of cities in combination with discrete manual control makes the solution of this problem quite difficult. In these conditions, a systematic approach opens up wide opportunities, which allows one to dismember power supply systems into separate interconnected elements that interact to achieve the set global goal. Its use makes it possible to combine electrical networks into a single flexible geoinformation control system of an intelligent type, optimization of modes that opens up opportunities for using huge reserves, for the rational use of material and energy resources [3].

Research methods. As a basis for building such systems, multilevel hierarchical distributed structures are considered, the effectiveness of which has been confirmed by practice. In such structures, the functions of higher coordination and organizational management, in general, are performed by the upper level of the hierarchy. In the systems of power supply and lighting of cities, this is an operational information and control complex, which is part of the automated control system of an energy association

As an element of the energy system, the power supply and lighting system of cities, together with other consumers connected to the power centre, form it and the resulting load schedule, as well as the laws of voltage regulation and reactive power compensation [4, 5]. Optimization of the complex operation requires coordinated management of the operating modes of all consumers using a set of local and global criteria. On the basis of local criteria, optimal operating conditions for individual local objects are provided, and through global ones – the operating conditions of the system as a whole. In this case, in the event of a conflict situation, priority is given to the global criterion. The presence of these features necessitates the use of systemic control of modes in the power supply and lighting systems of cities of multilevel multi-criteria control systems built on a multi-loop hierarchical principle [5, 6]. Decision-making processes in such systems have a wide range – from very short management actions to planning processes for a long period. For these reasons, in the systems under consideration, there are differences in the duration of cycles, criteria and control parameters at different territorial and hourly levels.

The analysis of the functional tasks of the power supply and lighting systems of cities indicates the possibility of integrating their control systems into the systems of energy complexes. However, as evidenced by the results of the analysis, a simple transfer of the ideology of constructing management tools for energy systems at higher levels cannot be applied to power supply and lighting systems in cities due to the operational, technological, and socio-ecological features of power supply and lighting systems.

The problems of controlling the modes of power supply and lighting systems in cities include the lack of a sufficient number of control channels. This is a small number of telephone communication channels with separate RP, TP or IP, focused on performing simple functions of discrete control. In some cases, VHF or GSM communication channels are used in a limited frequency range. It should also be noted that there are no continuous control systems for 0.4–10 kV facilities.

The developed concept of control over the modes of power supply systems for city lighting is based on a hierarchical multi-level aggregated structure [5]. At the lower levels, the control system is represented by a large number of local systems, which are characterized by relative independence of functioning, adapted for use in the nodes of network loads. For them, the most effective is the stabilization of the parameters of the technological process with the help of active elements. The structure of such control systems is distributed in nature (Fig. 1). Its active elements, which carry out the correction of the mode parameters, as close as possible to the control objects. ideally, they are installed directly at the load nodes of the networks.

Results. In the considered control system, a number of sequential decision-making levels are distinguished, at each of which information is processed, which comes from the elements of the lower level. Their goal is to develop coordinating actions for the elements of this level. The point of allocation of decision-making levels is made in accordance with the vertical decomposition of the control system. Based on the results of modelling the modes [7] and in accordance with [8, 9], the following control levels have been identified in the power supply and lighting systems of cities: lighting control point, TP, RP, SS 35–110 kV and power supply and lighting systems of cities, in general. Each of them has its own duration, criteria and control parameters. The allocation of functional tasks, the solution of which is not related to other tasks of this level, corresponds to the horizontal decomposition of the control system. The horizontal decomposition of the lower levels of the control system corresponds to the allocation of local control systems, which can be controlled in an autonomous

mode. The number of local control systems is determined by the structure of networks, technical content and territorial location of its elements.

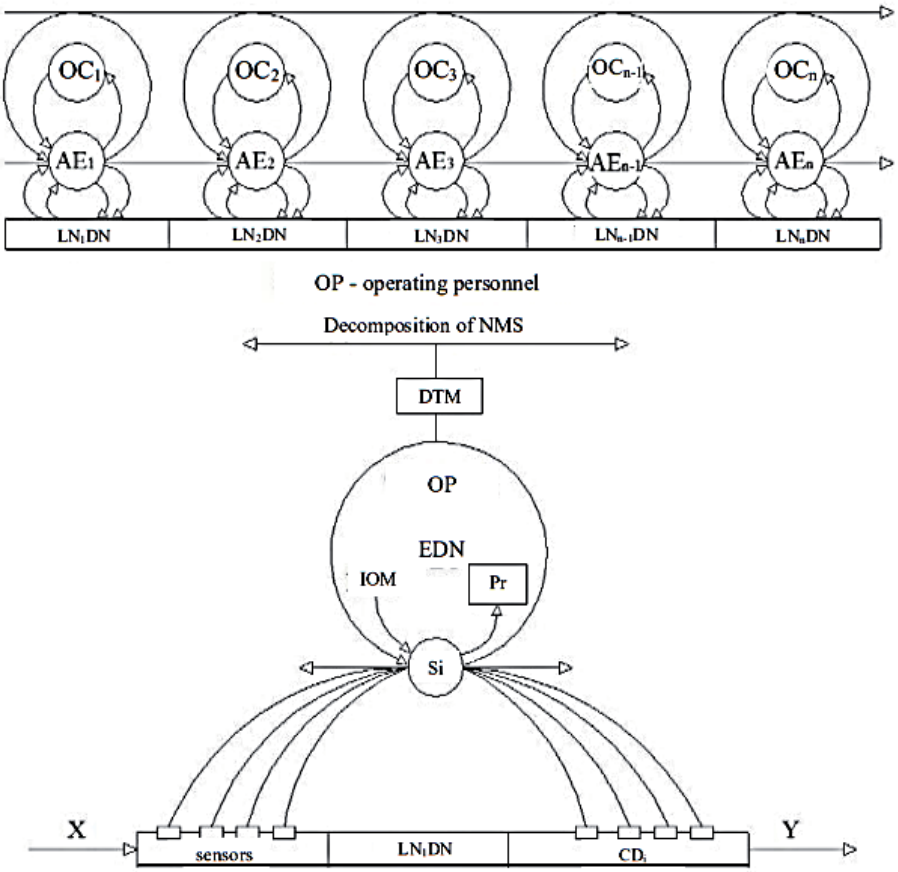


Figure 1 – Structural decomposition of the network management system: Pr – processor; IOM – input-output module; OC – object controller; DTM – data transmission multiplexer; AE – active element

At the same time, information transformation operations that are established can be considered as algorithmic functions, which are a kind of modules from which a control algorithm can be added. This primarily applies to typical elements. Those that perform certain algorithmic functions. The signs of the typification of the control system of its elements can be their orientation, information power, target orientation, and so on. In the work, for the typification of control systems and its elements, an objectively oriented feature was adopted, which provides the possibility of static analysis and forecasting of the development of the RM control system, the management of individual objects, as well as the most accurate state of the list of necessary algorithmic functions, to assess the composition of the control system parameters, to formulate the basic requirements for technical means [10–12]. In these conditions, the concept of a typical control system is reduced to a typical functional structure of a control system, which can be represented by a display:

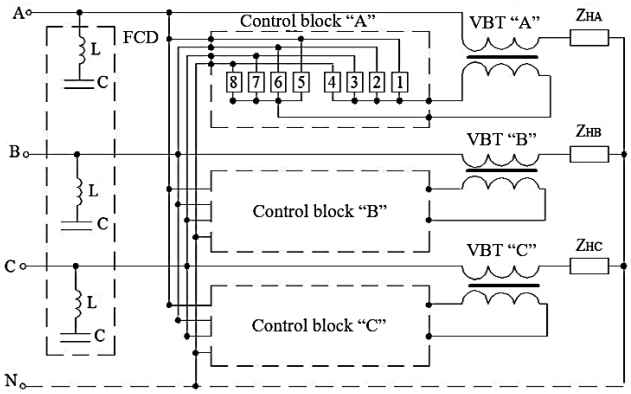
$$F: X \times \bar{f} \rightarrow Y, \quad (1)$$

where F – a set of algorithmic functions;
X – an input signal;
Y – an output signal.

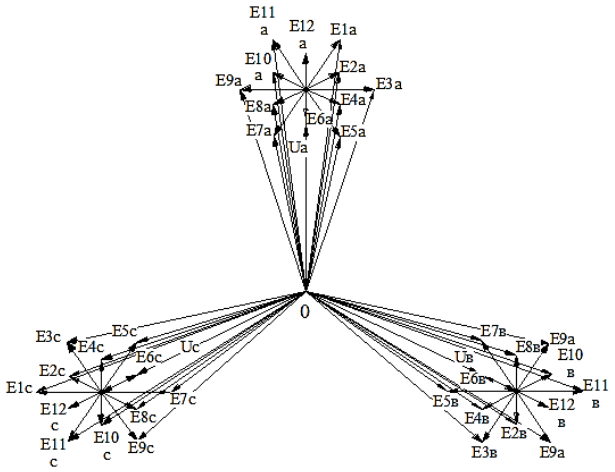
Further detailing of the operation algorithm of the control system can be performed using their contour decomposition, which is based on the presence in the local control system of several nodes for collecting and processing information, connected in a certain way by active elements. At the same time, decision-making in the developed control system is based on a multilayer principle, according to which a complex control problem is divided into a family of sequentially connected more substantive problems. The decision made in each previous layer forms the basis for the decision in the subsequent layer. Solving a problem, in general, is a consistent solution to its constituent problems. This corresponds to the time distribution of the operation to control the parameters of the network mode. In this case, the information nodes carry out a cyclical exchange of information between the load nodes and active elements. Each cycle uses additional information that is obtained over longer time intervals. As such, signals from active elements, various kinds of static data, etc. are used. The use of phase-switched booster transformers is proposed as an active element (Fig. 2) [13, 14]. This creates the possibility for complex unconnected voltage regulation of reactive potential [15].

Conclusion. In general, the proposed concept of managing the modes of power supply and lighting systems in cities allows taking into account their features associated

with accounting adjacent systems. In such conditions, taking into account the noted features makes it necessary to separate the power supply and lighting systems of cities into an independent Smart Grid city life support system. It includes the electric power system and power supply and lighting systems of cities, representing a set of power and lighting installations with a control system built based on the Smart Grid concept, as an integral part of the city's life support system, including their fauna and flora. The application of the considered basic provisions allows returning to the main goal of creating technical systems – to meet the human demand for a comfortable living environment as a means of human life support.



a



b

Figure 2 – An active element based on a phase-switched booster transformer: *a* – connection diagram, *b* – vector diagram

References

1. Шидловский А. К., Кузнецов В. Г. *Повышение качества энергии в электрических сетях*. Киев: Наукова думка, 1985. 268 с.
2. Golub I. V., Zaitsev D. A., Tyrshu M. S. Modes of a reactive power source controlled by a phase-shifting transformer. *Problemele energeticii regionale*. 2018. No. 2 (37). P. 62–69.
3. Назаров В. В. Концепция Smart Grid и реальная энергетика. *Енергетика та Електрифікація*. 2013. № 6 (358). С. 12–15.
4. Говоров Ф. П., Говоров В. Ф. Управление потоками активной и реактивной мощностей в электрических сетях. *Технічна електродинаміка*. 2016. № 5. С. 61–63. doi: 10.15407/techned2016.05.061
5. Говоров Ф. П., Говорова Е. В., Дюмин Э. С. Интеллектуальные гибкие системы управления режимами работы городских электрических сетей. *Управляемые электропередачи: сборник статей № 9*. Кишинев: Институт Энергетики. 2017. № 8. С. 162–191.
6. Hovorov P., Bakulevskiy V. Improvement of the mathematical model for calculating and predicting the loss of electricity on the basis of neural networks. *International scientific conference Unitech 2017*. Gabrovo, Bulgaria. 2017. P.59–63.
7. Говоров П. П., Бакулевський В. Л. Поліпшення математичної моделі розрахунку та прогнозування втрат електроенергії на основі нейронних мереж. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2018. № 2 (137). С. 14–19.
8. Ясутис А. В. Анализ работы вольтодобавочного трансформатора с тиристорным управлением. *Труды Всесоюзного заочного политехнического института*. 1973. Вып. 84. С.146-156.
9. Говоров Ф. П. *Режимы работы и особенности елетромагнитних процессов вольтодобавачного трансформатора с тиристорным управлением: дис. ... канд.тех.наук: 05.09.01*. Ленинград, 1983. 229 с.
10. Hovorov P. P., Hovorov V. P., Kindinova A. K., Abdelrahim O. Study mode voltage booster transformer with thyristor control. *International Scientific Conference Unitech 2019*. Gabrovo, Bulgaria. 2019. P. 89–93.
11. Говоров П. П.,, Новський В. О., Говоров В. П., Кіндінова А. К. Керування режимами розподільних електромереж міст в умовах слабкої кореляції графіків активної та реактивної потужностей. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. С. 60–66. doi: 10.15407/techned2020.04.060
12. Hovorov P., Hovorov V., Kindinova A., Abdelrhim O. Development of model voltage booster transformers parameters. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek). Kharkiv, Ukraine. 2020. P. 211–216. doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250136
13. Говоров Ф. П., Говоров В. Ф. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения и освещения городов. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Електротехніка і енергетика*. 2013. № 1 (14). С.71–76.
14. Говоров Ф. П., Говоров В. Ф., Романова Т. И. Управление потоками электрической энергии в сетях с помощью фазопереключаючих вольтодобавочных трансформаторов. *Energy of Moldova – 2016. Regional Aspects of Development*. Chisinau, Moldova. 2016. P. 363–368.
15. Говоров Ф. П., Говоров В. Ф., Король О. В. Повышение надежности работы вольтодобавочных трансформаторов с электронным управлением в составе ESS. *Вестник Национального технического университета «Харьковский политехнический институт. Серия: Проблемы автоматизированного электропривода. Теория и практика*. 2015. № 12 (1121). С. 484–489.

References (transliterated)

1. Shidlovskiy A. K., Kuznetsov V. G. *Povyshenie kachestva energii v elektricheskikh setyakh* [Improving the quality of energy in electrical networks]. Kyiv, Naukova dumka Publ., 1985, 268 p.
2. Golub I. V., Zaitsev D. A., Tyrshu M. S. Modes of a reactive power source controlled by a phase-shifting transformer. *Problemele energeticii regionale*. 2018. No. 2 (37). P. 62–69.
3. Nazarov V. V. Kontseptsiya Smart Grid i real'naya energetika [The concept of Smart Grid and real power engineering]. *Energy and Electrification*. 2013, No. 6 (358), pp. 12–15.
4. Govorov F. P., Govorov V. P. Upravlenie potokami aktivnoj i reaktivnoj moshhnostej v jelektricheskih setjah [Flow control active and reactive power in electric networks]. *Technical Electrodynamics*. 2016, no. 5, pp. 61–63. doi: 10.15407/techned2016.05.061
5. Govorov F. P., Govorova E. V., Dyumin E. S. Intellektual'nye gibkie sistemy upravleniya rezhimami raboty gorodskikh elektricheskikh seteyyu [Intelligent flexible control systems for urban electrical networks]. *Upravlyaemye elektroperedachi: sbornik statey № 9* [Controlled power transmission: Collection of works №9]. Chisinau, Institute of Power Engineering Publ., 2017, no 8, pp. 162–191.
6. Hovorov P., Bakulevskiy V. Improvement of the mathematical model for calculating and predicting the loss of electricity on the basis of neural networks. *International scientific conference Unitech'17*. Gabrovo, Bulgaria. 2017, pp.59–63.
7. Hovorov P. P., Bakulevskyi V. L. Polipshennya matematychnoyi modeli rozrakhunku ta prohnozuvannya vtrat elektroenerhiyi na

osnovi neyronnykh merezh [Improvement of mathematical model of calculation and power loss forecasting on the basis of neural networks]. *Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute*. 2018, no. 2 (137), pp. 14–19.
8. Yasutis A. V. Analiz raboty vol'todobavochnogo transformatora s tiristornym upravleniem [Analysis of the operation of a booster transformer with thyristor control]. *Proceedings of the All-Union Correspondence Polytechnic Institute*. 1973, Vol. 84, pp.146–156.
9. Govorov F. P. *Rezhimy raboty i osobennosti eletromagnitnikh protsessov vol'todobavachnogo transformatora s tiristornym upravleniem: dis. ... kand.tekh.nauk: 05.09.01* [Modes of operation and features of electromagnetic processes of a booster transformer with thyristor control. Candidate eng. sci. diss. (Ph. D.)]. Leningrad, 1983. 229 p.
10. Hovorov P. P., Hovorov V. P., Kindinova A. K., Abdelrahim O. Study mode voltage booster transformer with thyristor control. *International Scientific Conference Unitech 2019*. Gabrovo, Bulgaria. 2019. P. 89–93.
11. Govorov P. P., Novskiy V. O., Govorov V. P., Kindinova A. K. Keruvannya rezhymamy rozpodil'nykh elektromerezh mist v umovakh slabkoyi korelyatsiyi hrafikiv aktyvnoyi ta reaktyvnoyi potuzhnostey [Management of modes of distributive electric networks of cities under conditions of weak correlation of graphics of active and reactive power]. *Technical Electrodynamics*. 2020, no. 4, pp. 60–66. doi: 10.15407/techned2020.04.060
12. Hovorov P., Hovorov V., Kindinova A., Abdelrhim O. Development of model voltage booster transformers parameters. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. Kharkiv, Ukraine. 2020. P. 211–216. doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250136
13. Govorov F. P., Govorov V. F. Kompensacija reaktivnoj moshhnosti v sistemah jelektrosnabzhenija i osveshhenija gorodov [Compensation of reactive power in power supply and lighting systems of cities]. *Scientific Papers of Donetsk National Technical University. Series: "Electrical and Power Engineering"*. 2013, no. 1 (14). pp. 71–76.
14. Govorov F., Govorov V., Romanova T. Upravlenie potokami jelektricheskoj jenergii v setjah s pomoshh'ju fazoperekljuchajuchih vol'todobavochnyh transformatorov [The control of fluxes of electric power in the networks by means of phase-switching booster transformers]. *Energy of Moldova – 2016. Regional Aspects of Development*. Chisinau, Moldova. 2016, pp. 363–368.
15. Govorov F. P., Govorov V. F., Korol' O. V. Povyshenie nadezhnosti raboty vol'todobavochnyh transformatorov s jelektronnym upravleniem v sostave ESS [Improving the reliability of voltage transformers with electronic control in the ESS]. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Problems of automated electrodrive. Theory and practice*. 2015, no. 12 (1121), pp. 484–489.

Received 18.11.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Говоров Пилип Парамонович (Говоров Филипп Парамонович, Hovorov Pylyp Paramonovych) – доктор технічних наук, професор, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, професор кафедри світлотехніки та джерел світла, керівник Центру Енергетики та ресурсозбереження; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-0379-1448.

Говорова Катерина Владленівна (Говорова Катерина Владленовна, Hovorova Kateryna Vladlenivna) – Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, аспірантка; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-0893-8605.

Кіндінова Анастасія Костянтинівна(Киндинова Анастасия Константиновна, Kindinova Anastasiia Kostyantynivna) – Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, студентка; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0003-2575-0767.

Омер Абдельрахім (Омэр Абдельрахим, Omer Abdelrahim) – Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, аспірант; Харків, Україна.

UDC 621.314.212:543.544.3 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.03**

O. S. KULYK

ANALYSIS OF THE DIAGNOSTIC CRITERIA USED TO DEFECT TYPE RECOGNITION BASED ON THE RESULTS OF ANALYSIS OF GASES DISSOLVED IN OIL

Dissolved gas analysis is one of the most used and common diagnostic methods for high voltage oil-filled equipment. According to existing methods for interpreting the results of dissolved oil gas analysis, defect types are recognised using different diagnostic criteria. Using different methods to recognize the type of defect may result in different diagnoses. There are a sufficient number of publications on the comparative analysis of methods for the results interpretation of dissolved gas analysis. Most of them do not cover more than 4 methods at a time, and only a small number of publications deal with more methods. Some methods remain unreported, therefore an analysis of diagnostic criteria used in various standards and methods to identify types of defects by the dissolved gas analysis is given. The national standards of Ukraine and the Russian Federation, international methods, as well as a number of author's methods and standards are considered. All considered methods can be divided by the type of diagnosis, by the diagnostic criterion used and by the number of recognizable defects. According to the type of diagnosis, the considered methods can be divided into two groups – analytical and graphical methods. In the considered methods the following diagnostic criteria are used – values of gas concentrations or the gas pair ratios or gas percentage content. Most of the analysed methods allow identification of 6–7 most characteristic types of defects. The highest number of recognizable defects is 13–14, and the lowest only 3–4. Only a few methods make it possible to diagnose defect-free condition and/or damage of solid insulation as well as to recognize combined defects. The results show significant differences in the criteria and norms used by different standards and author's methods to determine the type of defect, which can lead to different diagnoses for the same data.

Keywords: defect, dissolved gas analysis (DGA), gas pair ratios, gas percentage, Doernenburg method, Rogers method, Duval methods, ETRA method, Nomogram method.

О. С. КУЛИК

АНАЛІЗ ДІАГНОСТИЧНИХ КРИТЕРІЇВ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ ДЛЯ РОЗПІЗНАВАННЯ ТИПІВ ДЕФЕКТІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ У МАСЛІ ГАЗІВ

Аналіз розчинених в маслі газів є одним з найбільш використовуваних і поширених методів діагностики високовольтного маслонаповненого обладнання. Згідно з існуючими методами з інтерпретації результатів аналізу розчинених в маслі газів розпізнавання типів дефектів проводиться з використанням різних діагностичних критеріїв. Використання різних методів при розпізнаванні типу дефекту може привести до постановки різних діагнозів. Питанню порівняльного аналізу методів інтерпретації результатів аналізу розчинених в маслі газів присвячено достатню кількість публікацій. У більшості з них розглядається не більше 4 методів відразу і лише в невеликій кількості публікацій розглядається більша кількість методів. Деякі методи залишаються неосвітленими, тому наведено аналіз діагностичних критеріїв, що використовуються в різних стандартах і методиках, для розпізнавання типів дефектів за результатами аналізу розчинених в маслі газів. Розглянуто національні стандарти України та Російської Федерації, міжнародні методики, а також ряд авторських методик і стандартів. Всі розглянуті методи можна розділити за типом діагностування, за використовуваним діагностичним критерієм і за кількістю розпізнаваних дефектів. За типом діагностування розглянуті методи можна розділити на дві групи – аналітичні та графічні методи. У розглянутих методах використовуються наступні діагностичні критерії – або значення концентрацій газів, або відношення пар газів, або відсотковий вміст газів. Більшість з аналізованих методів дозволяє розпізнати 6–7 найбільш характерних типів дефектів. Найбільше число розпізнаваних дефектів становить 13–14, а найменше всього лише 3–4. Лише деякі методи дозволяють діагностувати бездефектний стан і/або пошкодження твердої ізоляції, а також розпізнавати комбіновані дефекти. Результати свідчать про істотні відмінності в критеріях і нормах, що використовуються різними стандартами і авторськими методиками для визначення типу дефекту, що може привести до постановки різних діагнозів стосовно одних і тих же даних.

Ключові слова: дефект, аналіз розчинених в маслі газів (АРГ), відношення пар газів, відсотковий вміст газів, метод Дорненбурга, метод Роджерса, методики Дюваля, метод ETRA, метод номограм.

А. С. КУЛИК

АНАЛИЗ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ РАСПОЗНАВАНИЯ ТИПОВ ДЕФЕКТОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА РАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ ГАЗОВ

Анализ растворенных в масле газов является одним из наиболее используемых и распространенных методов диагностики высоковольтного маслонаполненного оборудования. Согласно существующим методам по интерпретации результатов анализа растворенных в масле газов распознавание типов дефектов производится с использованием разных диагностических критериев. Использование разных методов при распознавании типа дефекта может привести к постановке различных диагнозов. Вопросу сравнительного анализа методов интерпретации результатов анализа растворенных в масле газов посвящено достаточное количество публикаций. В большинстве из них рассматривается не больше 4 методов сразу и лишь в небольшом количестве публикаций рассматривается большее количество методов. Некоторые методы остаются неосвещенными, поэтому приведен анализ диагностических критериев, используемых в различных стандартах и методиках, для распознавания типов дефектов по результатам анализа растворенных в масле газов. Рассмотрены национальные стандарты Украины и Российской Федерации, международные методики, а также ряд авторских методик и стандартов. Все рассмотренные методы можно разделить по типу диагностирования, по используемому диагностическому критерию и по количеству распознаваемых дефектов. По типу диагностирования рассмотренные методы можно разделить на две группы – аналитические и графические методы. В рассмотренных методах используются следующие диагностические критерии – или значения концентраций газов, или отношения пар газов, или процентное содержание газов. Большинство из анализируемых методов позволяет распознать 6–7 наиболее характерных типов дефектов. Наибольшее число распознаваемых дефектов составляет 13–14, а наименьшее всего лишь 3–4. Лишь некоторые методы позволяют диагностировать бездефектное состояние и/или повреждение твердой изоляции, а также распознавать комбинированные дефекты. Результаты свидетельствуют

© O. S. Kulyk, 2020

о существенных различиях в критериях и нормах, используемых разными стандартами и авторскими методиками для определения типа дефекта, что может привести к постановке различных диагнозов применительно к одним и тем же данным.

Ключевые слова: дефект, анализ растворенных в масле газов (АРГ), отношения пар газов, процентое содержание газов, метод Дорненбурга, метод Роджерса, методики Дюваля, метод ETRA, метод номограмм.

Introduction. One of the most urgent scientific and technical tasks of practical importance is the detection and recognition of defects in high-voltage equipment, especially at an early stage of their development. Dissolved gas analysis (DGA) is one of the most used and widespread diagnostic methods. It relies on the fact that the development of a defect of thermal or electrical nature causes destruction of insulation, which is accompanied by emission of gases.

According to existing methods for interpreting DGA results, defect type recognition is performed using different diagnostic criteria. Obviously, the use of different methods in defect type recognition can lead to different diagnoses. Therefore, there is an objective need to analyse the existing methods for interpreting DGA results.

Publications review. A fair number of publications are devoted to the issue of comparative analysis of methods for interpreting DGA results. However, most of them do not consider more than 4 methods at a time. And only in a small number of publications more methods are considered. In [1] only graphical methods of defect type recognition are analysed. In [2] the accuracy of transformer defect type identification methods is analyzed. In [3 and 4] an analysis of electrical defect recognition is presented. In [5 and 6] the recognition of combined defects is considered. In [5] recognition of low-temperature overheating with electric discharges of different intensity is considered, and in [6] recognition of combined defects in low- and medium-temperature range is considered. In [7] the results of a comparative analysis of the reliability of defect type recognition based on the analysis of dissolved gases in oil for more than 1500 high-voltage transformers with defects of different types are presented. In spite of a considerable number of publications, in which recognition methods are discussed, some recognition methods remain unreported, which is the reason for writing this article.

Research purpose. This article analyses the diagnostic criteria used in various standards and methods to recognise types of defects based on dissolved gas analysis.

The core material of the study. Consider the most well known recognition methods.

SOU-N EE 46.501:2006 method (Ukraine) [8]. This method is the official document governing the implementation of the DGA in the Ukrainian electrical power industry. It was officially registered in 2006 and was developed by V. V. Sokolov, V. N. Berezhnyy and other prominent experts in this field. This method recommends the use of both gas ratios and graphical methods (method of graphical images, also known as Nomogram method) to identify the type of defect based on the DGA results. In addition to these methods, the Duval triangle and ETRA square are recommended for defect type recognition.

Each type of defect produces a characteristic gas composition. The concentration ratios of the individual pairs of these gases have definite values for the different defect types, which makes it possible to use these ratios to determine the type of major defect. All defect type determination schemes for individual gas ratios can be applied to all types of equipment. It is recommended that diagnostic schemes that are based on gas ratios (tabular and graphical) be used with acceptable validity if the concentrations of the individual gases comprising the ratios (or at least one of them in μl/l) exceed the following values: $H_2 = 50$, $CH_4 = 15$, $C_2H_4 = 15$, $C_2H_6 = 15$, $C_2H_2 = 3$, $CO = 200$, $CO_2 = 1000$ (1 μl/l = 0.0001 % vol.). Identification of the defect type using the three main gas ratios – C_2H_2/C_2H_4, CH_4/H_2 and C_2H_4/C_2H_6 – is tabulated in Table 1.

Table 1 – Identification of the defect type using three basic gas ratios

Defect type	Defect code	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
Normal oil ageing	Not a defect	NS	0.1–1	< 0.2
Partial discharges	PD	NS	< 0.1	< 0.2
Low energy discharge	D1	> 1	0.1–0.5	> 1
High energy discharge	D2	> 1	0.1–1	> 2
Discharges on the surface and in the insulation layer (creeping discharge)		< 1	0.3–0.5	> 5
Thermal defect with temperature 150–300 °C	T1	NS	> 1	< 1
Thermal defect with temperature 300–700 °C	T2	NS	> 1	1–4
Thermal defect with temperature over 700 °C	T3	< 0.2	> 1	> 4
NS = non-significant ratio. Not considered for this type of defect.				

ANSI/IEEE Std C57.104–2019 standard [9]. In this method, the emphasis emphasis is on defect detection. For this purpose, it is proposed to focus on 4 levels of dissolved gas concentration limits, % vol. The method introduces a new diagnostic parameter, total dissolved combustible gases (TDCG), that is, the sum of all gases other than CO_2. It should be noted that this parameter plays a major role in identifying the defective condition, while CO_2 gas is practically not used in the analysis.

With regard to the nature of defects, this method proposes to use the Rogers Ratio and Duval Triangle 1 to identify the type of defect. In addition, an annex of this standard provides additional identification methods, in particular the Dornenburg and Key Gas methods, as well as Duval Triangles 4 and 5 and Duval Pentagons 1 and 2. An important part of the method is to take account of changes in gas concentration over time.

Dornenburg Ratios method [10]. The Dornenburg Ratios method uses the following gas ratios: CH_4/H_2, C_2H_2/C_2H_4, C_2H_2/CH_4 and C_2H_6/C_2H_2. The technique

makes it possible to identify three main defects in oil-filled equipment: thermal decomposition, corona (low intensity PD) and arcing (high intensity PD). The concentrations obtained are compared with the limit values given in Table 2. However, this method does not sufficiently distinguish between defects, but allows the use of gases from the gas relay.

Table 2 – Interpretation of DGA results using the Dornenburg Ratios method

Suggested fault diagnosis	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$
Thermal decomposition	> 1	< 0.75	< 0.3	> 0.4
Corona (low intensity PD)	< 0.1	—	< 0.3	> 0.4
Arcing (high intensity PD)	> 0.1 < 1	> 0.75	> 0.3	< 0.4

CEGB/Rogers Ratios method [11]. In 1978, English specialist R. Rogers (CEGB, England) proposed a technique to determine the nature of the defect in a transformer, which is known in the electricity industry as the Rogers Ratios. This method is used by utilities in England and Wales. It is based on the ratio of unsaturated to saturated hydrocarbons in the oil to its temperature. The increase in hydrogen content as a function of increasing temperature is also taken into account. If the concentration of gases exceeds the limit values, the presence of defects in the transformer is suspected.

Four gas ratios are used to determine the type of defect according to the Rogers Ratios method: CH_4/H_2, C_2H_6/CH_4, C_2H_4/C_2H_6 and C_2H_2/C_2H_4. The gases are arranged in ascending order of insulation decomposition temperature. Depending on the value of the gas ratios, they are assigned a code number, which leads to a diagnosis. The diagnostic output is based on a combination of codes, which are assigned depending on the gas ratios and the value (or range of values) of the respective gas concentration ratios. Table 3 shows the final result of adding the two Rogers tables.

MSS method [12]. The authors of this method are R. Müller, H. Schliesing and K. Soldner. It was published in 1977. In this method three types of thermal defects are considered:

1) defect with a temperature below 300 °C;
2) defect in the temperature range 300–1000 °C;
3) defect with a temperature over 1000 °C (introduced additionally).

In addition, a new defect called "thermal defect and partial discharges" is introduced. The gas ratios analysed differ considerably from those used in other techniques. For instance, instead of CH_4/H_2 this method analyses H_2/CH_4, instead of C_2H_6/C_2H_2 it analyses C_2H_2/C_2H_6. In addition, the C_2H_4/C_3H_6 gas ratio is additionally introduced. The relationship between defect type and gas concentration ratios is given in Table 4.

Table 3 – Interpretation of DGA results using the Rogers Ratios method

$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	Diagnosis
> 0.1 < 1	< 1	< 1	< 0.5	Normal Deterioration
≤ 0.1	< 1	< 1	< 0.5	Partial Discharges
≥ 1	< 1	< 1	< 0.5	Slight Overheating, below 150 °C
≥ 1	≥ 1	< 1	< 0.5	Slight Overheating, 150–200 °C
> 0.1 < 1	≥ 1	< 1	< 0.5	Slight Overheating, 200–300 °C
> 0.1 < 1	< 1	≥ 1 < 3	< 0.5	General Conductor Overheating
≥ 1 < 3	< 1	≥ 1 < 3	< 0.5	Winding Circulating Currents
≥ 1 < 3	< 1	≥ 3	< 0.5	Core and Tank Circulating Currents, overheated joints
> 0.1 < 1	< 1	< 1	≥ 0.5 < 3	Flashover without Power Follow Through
> 0.1 < 1	< 1	> 1	≥ 0.5	Arc with Power Follow Through
> 0.1 < 1	< 1	≥ 3	≥ 3	Continuous Sparking to Floating Potential
≤ 0.1	< 1	< 1	≥ 0.5	Partial Discharge with Tracking

Table 4 – Correlation of defects with gas concentration ratios

Defect type	$\frac{H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_4}{C_3H_6}$	$\frac{CO_2}{CO}$
PD	≥ 10	< 0.3	< 0.3	–	≥ 3 < 10
D1	≥ 3 < 10	≥ 1	≥ 3	≥ 1	< 3
D2	≥ 0.3 < 1	≥ 1	≥ 3	≥ 1	< 3
T1	< 1	< 1	< 0.3	≥ 0.3 < 1	≥ 10
Thermal defect in the temperature range 300–1000 °C	< 1	≥ 1	< 0.3	≥ 0.3 < 1	≥ 10
Thermal defect with a temperature over 1000 ºC	< 1	≥ 1	≥ 0.3 < 3	≥ 1	≥ 10
Discharge and thermal defect (DT)	≥ 1 < 3	≥ 1	≥ 0.3 < 3	≥ 0.3 < 1	≥ 10
Thermal defect and PD	≥ 10	≥ 1	< 0.3	≥ 0.3 < 1	≥ 10

Methods used in the Russian Federation [13, 14]. In the Russian Federation, there are currently two official standards governing diagnosis based on DGA results. They are RD 153-34.0-46.302-00 [13] and STO 34.01-23-003-2019 [14]. The last one is developed in 2019 instead of RD 153-34.0-46.302-00, but for equipment of voltage classes from 35 kV to 220 kV inclusively.

Y. M. Lvov, T. E. Kasatkina, E. I. Nesvizhsky and E. M. Beda were at the origin of the development of RD 153-34.0-46.302-00. The date of registration of the first edition was 1989. The last version of this standard was published in 2001.

The following gas ratios are used to determine the defect type: C_2H_2/C_2H_4, CH_4/H_2 and C_2H_6/CH_4. The relationship between defect type and gas concentration ratios is given in Table 5.

Table 5 – Interpretation of DGA results using the RD 153-34.0-46.302-00

Defect type	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
Normal oil ageing	< 0.1	0.1–1	≤ 1
PD with low energy density	< 0.1	< 0.1	≤ 1
PD with high energy density	0.1–3	< 0.1	≤ 1
D1	> 0.1	0.1–1	1–3
D2	0.1–3	0.1–1	≥ 3
Low temperature thermal defect (below 150 °C)	< 0.1	0.1–1	1–3
Thermal defect in the low temperature range (150–300 °C)	< 0.1	≥ 1	< 1
T2	< 0.1	≥ 1	1–3
T3	< 0.1	≥ 1	≥ 3

In STO 34.01-23-003-2019 the criteria used to recognise the type of defect are the same as those regulated in IEC 60599.

In addition to the values of gas ratios, both methods recommend the use of graphical images (nomograms) of defects to recognise the type of defects. In addition, STO 34.01-23-003-2019 also suggests using the author's method of defect type identification. It should be noted that both standards also regulate the values of gas ratios for combined defects (that is overheatings that turn into discharges or discharges that are accompanied by heating or simultaneous development of several defects in the same transformer), which is not observed in other standards and methods. For the detection of combined defects, the following ratios are prescribed: $C_2H_2/C_2H_4 \geq 0{,}1$ and $CH_4/H_2 > 0{,}5$ or $C_2H_2/C_2H_4 < 0{,}1$ and $CH_4/H_2 \leq 0{,}5$.

IEC 60599 standard [15]. This methodology is an international standard developed by the IEC. The first edition of the standard was published in 1978, the second edition was finally formulated in 2007. The latest, third edition of the standard was published in 2015.

The following gas ratios are used for defect type recognition: CH_4/H_2, C_2H_4/C_2H_6 and C_2H_2/C_2H_4. Interpretation of the results is only carried out if the concentration of the gases is above a certain level and the sensitivity of the equipment for analysis is sufficient. As an auxiliary criterion the CO_2/CO gas ratio is used, which indicates the presence of paper ageing. To make the diagnosis more precise two additional gas ratios have been introduced: C_2H_2/H_2 (evaluating the influence of gas penetration from the tap changer into the tank) and O_2/N_2 (indicating oil overheating). The identification of the defect type using this standard is shown in Table 6.

Table 6 – Interpretation of DGA results according to IEC 60599

Defect type	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD	NS [a]	< 0.1	< 0.2
D1	> 1	0.1–0.5	> 1
D2	0.6–2.5	0.1–1	> 2
T1	NS [a]	>1. but NS [a]	<1
T2	< 0.1	> 1	1–4
T3	< 0.2 [b]	> 1	> 4

Note 1. In some countries, the ratio C_2H_2/C_2H_6 is used, rather than the ratio CH_4/H_2. Also in some countries, slightly different ratio limits are used.

Note 2. $CH_4/H_2 < 0.2$ for partial discharges in instrument transformers. $CH_4/H_2 < 0.07$ for partial discharges in bushings.

[a] NS = Non-significant whatever the value.

[b] An increasing value of the amount of C_2H_2 may indicate that the hot spot temperature is higher than 1000 °C.

In the annex of this standard, Duval Triangle technique and a graphical representation of gas ratios in two projections (Fig. 1) and in three-dimensional form (Fig. 2) are given. Typical gas concentrations IEC 60599 recommends determining from a database of a particular user. It is calculated as the concentration on the integral distribution curve, which corresponds to 90 % of the analyses for transformers in good working order.

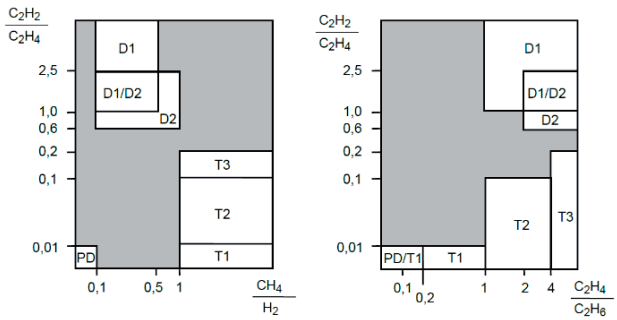


Figure 1 – Two projections of gas ratios based on IEC 60599 recommendations; darkened areas are areas of uncertainty

Duval triangles [16]. This is the first example of a graphical rather than a computationally logical approach to defect identification. The well-known Canadian specialist M. Duval at Hydro-Quebec developed the Duval Triangle in 1974. The method allows the concentrations of three gases (C_2H_2, C_2H_4, CH_4) to plot a point on a graph represented as a triangle (Fig. 3). The triangle area is divided into seven zones. Each zone corresponds to a particular type of defect in the transformer. Seven defect states are considered: PD, D1, D2, DT, T1, T2 and T3. The defect type is determined by the zone to which the point belongs. Somewhat later, M. Duval proposed new versions of the Duval Triangle for equipment filled with mineral oil, for load tap changers of the oil type, equipment filled with nonmineral oils, and for low-temperature faults. In total, there are 7 triangles that are used for different cases. However, Triangle 1 is the most commonly used, and Triangles 4 and 5 are used to clarify the type of defect established with Triangle 1.

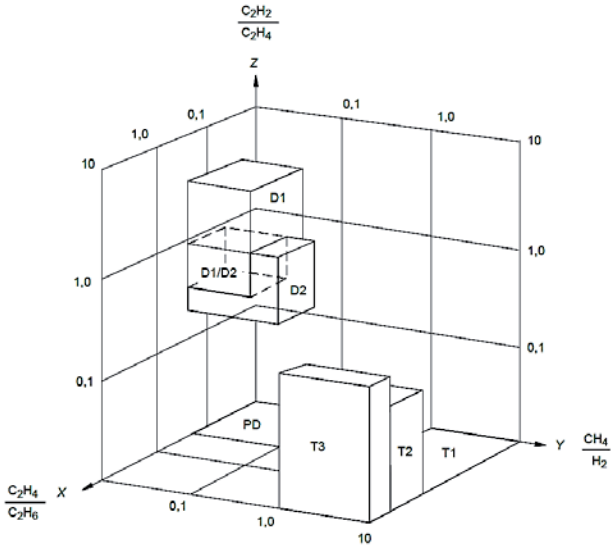


Figure 2 – Dimensional representation of the relationship between defects and gas ratios

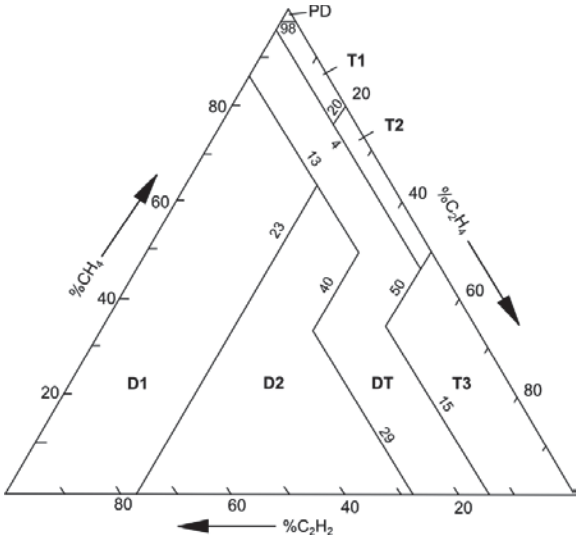


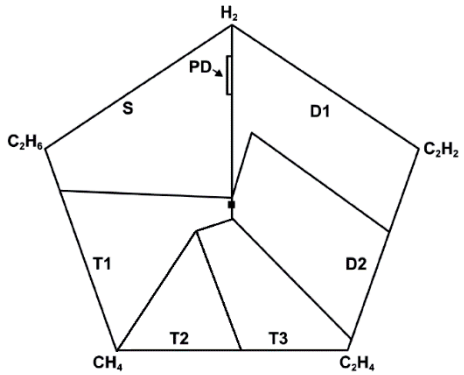
Figure 3 – Duval Triangle 1

In practical use of the Duval Triangle, find the percentage of each gas, plot it on the appropriate side of the triangle and from each point draw three lines parallel to the trailing side, which will intersect at one point. The location of this point will determine the area and the defect to be diagnosed.

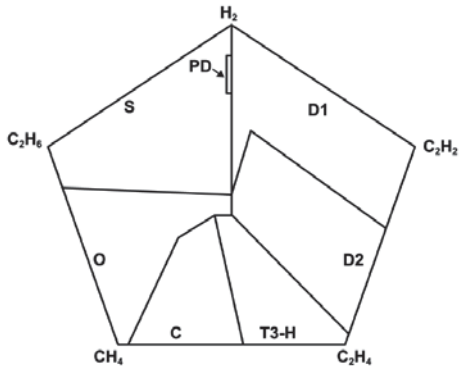
The technique under consideration not only clearly shows the "location" of the defect, but also allows observation of the trajectory of its development, when several DGAs are done after a certain time and the resulting points are sequentially plotted on a triangle. A disadvantage of the Duval triangle is the incomplete use of the diagnostic information obtained from the DGA.

Duval Pentagons [17]. Like the triangle, M. Duval has also developed another additional graphical technique to provide an interpretation of the DGA results in oil-filled transformers – Duval Pentagons (Fig. 4). The relative concentrations of the five dissolved gases (% H_2, % CH_4, % C_2H_6, % C_2H_4 and % C_2H_2) are plotted on each axis in these pentagons. The defect type is identified by calculating the geometric centre of the polygon. Each type of Duval Pentagon can identify seven potential defects.

The Duval Pentagon 1 (Fig. 4 *a*) identifies the 6 "basic" electrical and thermal faults (PD, D1, D2, T1, T2 and T3) considered by IEC 60599, IEEE and Duval Triangle 1. There is also an additional S zone on the pentagon for stray gases of mineral oil. The Duval Pentagon 2 (Fig. 4 *b*) identifies 3 basic electrical defects and 4 more precisely defined, or "advanced", thermal defects used in Duval Triangles 4 and 5.



a



b

Figure 4 – Duval Pentagons:
a – type I; *b* – type II

A combination of the two existing Duval Pentagons was proposed in [18]. The purpose of this combination is to facilitate automatic damage identification by computer software and, at the same time, to apply all the features of both original pentagons reduced to a single geometry. The result of this combination is shown in Fig. 5.

GATRON method [19]. This method was developed at GATRON GmbH in Germany. It is based on the analysis of seven gases dissolved in transformer oil. Here, in addition to the usual hydrogen, methane, acetylene, ethylene and ethane, propylene (C_3H_6) and propane (C_3H_8) are considered. This approach is used in power transformer monitoring systems in several European countries. As with the Duval Triangle, the interpretation of the chromatographic results is done by geometrically plotting a point on the plane of an equilateral triangle, called a fault gas triangle in this method (Fig. 6).

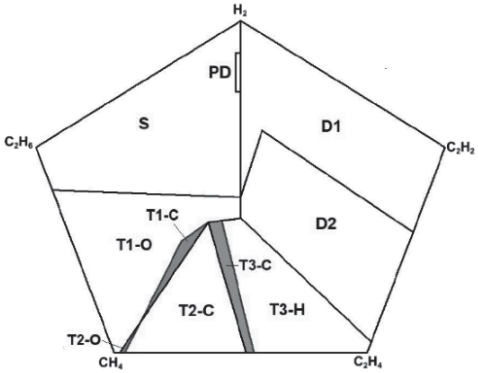


Figure 5 – Combined Duval Pentagon

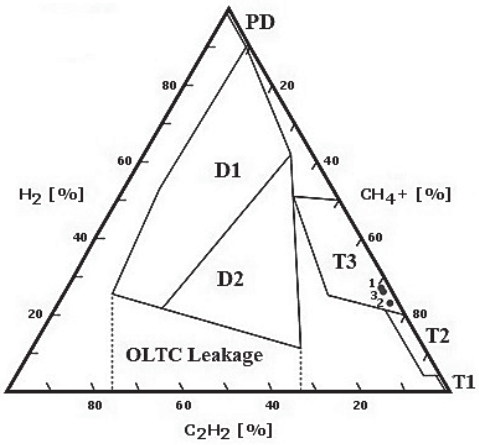


Figure 6 –GATRON Triangle:
• – examples of diagnostic points

Diagnosing only three gases in the Duval technique, as already noted, can in some cases lead to errors in determining the type of defect, since hydrogen and other gases are not considered in the analysis. In the GATRON method the set of gases is very representative, but since it is a question of the sides of a triangle, the following approach is proposed:

- one side of the triangle is assigned to H_2;
- second – to C_2H_2;
- third – to the sum of the gases, which is denoted as CH_4+.

CH_4+ refers to the weighted sum of hydrocarbon gases CH_4, C_2H_4, C_2H_6, C_3H_6, and C_3H_8. It may be measured directly by the sensor during monitoring or it may be obtained by summing the results of a complete chromatographic analysis.

By analogy with the Duval triangle, the sum of H_2, C_2H_2 and CH_4+ is taken as 100 %. Based on the DGA results, the fractions (in percent) of each of the three values are determined and then plotted on the respective sides of the triangle. Lines are then drawn parallel to the side of the triangle, which is lagging (if moving clockwise). All lines, as in the Duval triangle, will intersect at one point. This technique identifies the following types of defects: PD, D1, D2, T1, T2, T3, and, in addition, a previously unexamined defect called "OLTC Leakage".

ETRA method [20]. This methodology was developed by the Electric Technology Research Association and is set out in the Japanese national standard. A 3-level classification system is proposed to identify the presence and extent of internal defects in the transformer under analysis using this method.

- Warning Level 1: While the results of gas-in-oil analysis do not indicate any abnormalities, values are beyond normal levels, and it is judged that some kind of internal change of state has occurred.
- Warning Level 2: The results of gas-in-oil analysis show that signs of abnormality have already appeared in the transformer.
- Trouble Level: The results of gas-in-oil analysis show a progression from Warning Level 2 to a clear internal abnormality in the transformer.

This classification system in the method is presented in the form of a table.

This standard also regulates the use of graphical methods of defect type recognition. The ratios of the three gases C_2H_2, C_2H_4, C_2H_6 are analysed to determine the nature of the defect. In contrast to previous techniques, in this case a rectangle is constructed with irregular scales on its two sides. In the area of the square, the zones corresponding to this or that type of defect are identified. This method proposes the use of 2 similar rectangles – diagnostic chart A and B. They differ in the gas ratios used and the number of defects detected. Chart A is useful for discriminating between overheating and discharge phenomena. Diagnostic chart B is the newly adopted diagnosis method by the ETRA. Discharge domains in chart A are separated into three parts, that is, arc discharge (high energy), discharge (middle energy) and partial discharge (low energy). Fig. 7 shows the diagnostic chart B, better known in Ukraine as the "ETRA square", which is the most convenient way of identifying the type of defect.

If the concentration of C_2H_2 is less than the detection limit, the gas is considered missing. The ratio C_2H_2/C_2H_6 in this case is not calculated, but is conventionally taken as 0.005. In this case, only thermal defects can be diagnosed in the equipment.

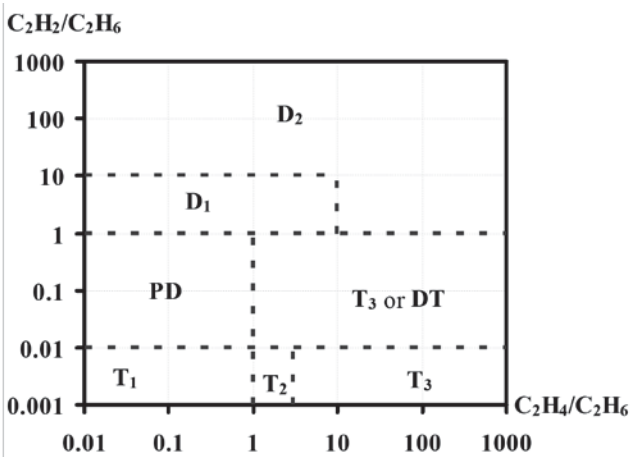


Figure 7 – ETRA square

Key Gas method [9]. The Key Gas method was developed at Doble Laboratories in 1973. The technique is based on determining the percentage of key gas for a given type of defect in high voltage oil-filled electrical equipment. Interpretation of the gaseous decomposition

product results is made by simply looking at the facts. For example, a PD in oil is characterised by the release of large quantities of hydrogen and small quantities of other hydrocarbon gases. Thus, for this type of defect the main gas is H_2, and the defect can be identified by a certain percentage of this gas. The main disadvantage of this technique is the limited number of defects that can be identified (Fig. 8).

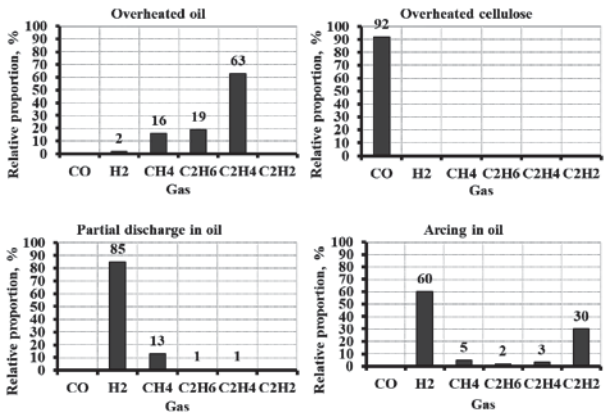


Figure 8 – Defects that are recognised using the Key Gas method

Nomogram method (graphic images of defects) [20, 21]. This technique was proposed by Japanese scientists and has been actively used in Japan since the 1980s under the name of gas pattern. In Ukraine, it is better known as the nomogram method or graphic images of defects. These images are plotted against the concentrations of five gases: H_2, CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_2H_2. The technique was developed based on practical experience comparing actually detected defects with the concentrations of gases derived from DGA. It should be noted that these images are constructed for equipment in which concentrations of some or at least one gas exceed the limit values.

The reference defect images are regulated in [8, 13 and 14]. Fig. 9 shows several nomograms based on DGA results for different defect types. In addition to the regulated images in [22] the results of analysis of graphic images for a wider range of defects are given.

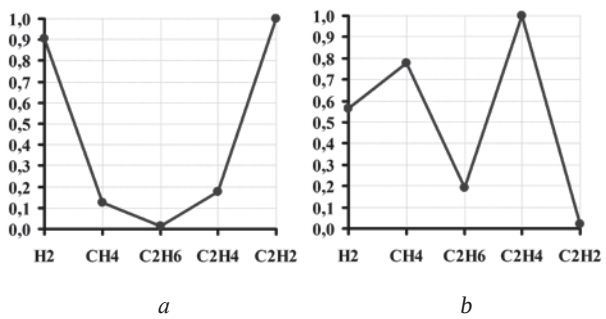


Figure 9 – Reference images of defects:
a – arcing; *b* – high temperature overheating

In [23], defect diagrams obtained by digitising the nomograms recommended by the International Energy Commission are given. In addition to hydrocarbon gases and hydrogen, carbon monoxide and carbon dioxide are used. These gases are used to detect damage to the main insulation of transformers.

A comparative analysis of the reliability of defect type recognition performed in [24] showed that one of the significant drawbacks of the method of graphic images is a limited number of reference images, which makes it difficult to recognize many types of defects. The analysis of graphical images constructed based on the results of in-service control of oil gas content in transformers with different types of defects [22] showed that even with the same defect, for equipment of the same type, graphical images can differ significantly both from each other and from the reference images. For this reason, to account for drift in the coordinate values of the graphical images, [25] proposed to use reference areas rather than reference images.

Logarithmic Nomogram method [26]. J. O. Church of the U.S. Bureau of Reclamation developed the Logarithmic Nomograph method. This method is the combination the fault gas ratio concept and the Key Gas threshold value. It was intended to provide both a graphic presentation of fault-gas data and the means to interpret its significance. The Nomograph consists of a series of vertical logarithmic scales representing the concentrations of the individual gases (Fig. 10). Straight lines will be drawn between adjacent scales to connect the points representing the values of the individual concentration. The slopes of these lines are the diagnostic criteria for determining the type of fault. The key at the bottom of the chart between the two axes indicates the fault type for the two axes.

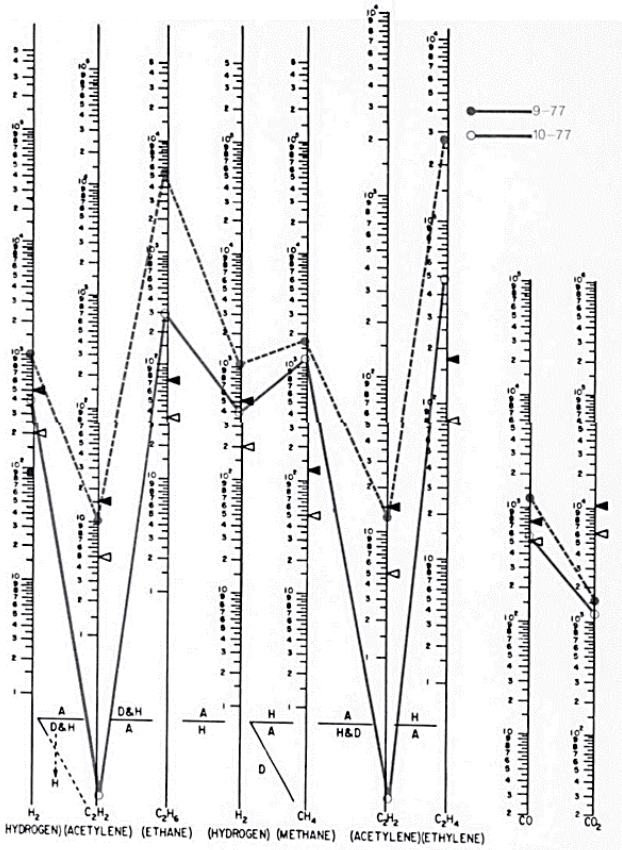


Figure 10 – Logarithmic nomogram

A visual comparison of the slopes of the line segments with the keys given at the bottom of the Nomograph is all

that are needed to identify the type of fault (overheating, arcing or partial discharges). Each vertical scale is assigned a threshold value by an arrow. This technique can be applied if at least one of the values exceeds the threshold value. The disadvantage of this technique is the poverty of the diagnostic conclusion, as only three main defects can be identified.

Radar charts method [27]. Serious work on the interpretation of the DGA was carried out by a team of specialists from the Ural Federal University under the leadership of I. V. Davydenko.

At the stage of defect detection they propose to use two levels of values of concentrations of dissolved gases in oil: permissible and the maximum permissible. A study of the factors influencing the concentrations of dissolved gases in oil has led to the following conclusions about the advisability of differentiating permissible and maximum permissible values in the following way:

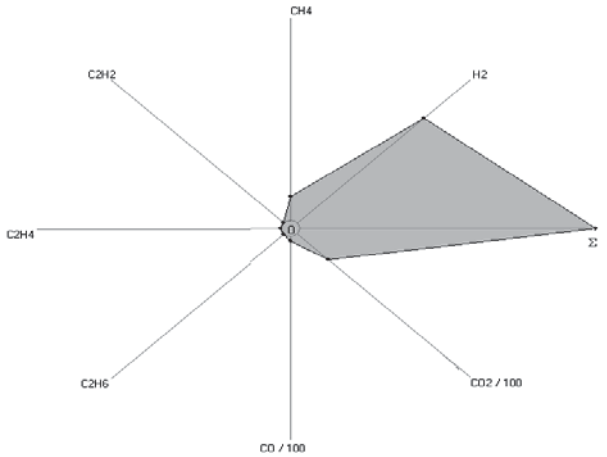
- how the transformer oil is protected (sealed and unsealed);
- by oil grade;
- by service life (up to 3, 3–15, 15–27, 27–37, over 37 years);
- by voltage class (35, 110, 220–500 kV);
- by type of OLTC.

The whole dataset of DGA results was divided into samples according to the influence factors found. An integral distribution function was constructed for each sample to find the permissible and maximum permissible values of gas concentrations.

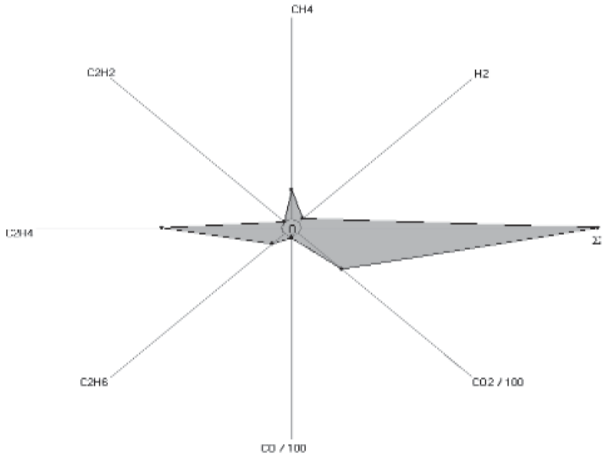
In order to determine the nature of the defect, it is proposed to display the object condition on the basis of DGA results in the form of an eight-blade diagram, where the seven axes show the gas concentrations and the eighth axis shows their sum, calculated according to a certain formula.

An image is preformed on the radar chart, which corresponds to the permissible (maximum permissible) value. The permissible values are selected depending on the design and service life of the equipment mentioned above. All gases received from the DGA are then displayed on the corresponding axises of the diagram. The resulting image of the defective state of the equipment has to be compared with some set of reference images. In order to obtain them, numerous cases of DGA results and subsequent disassembly facts of 35–500 kV transformers were analysed. After examining the collected material, 14 types of reference diagrams reflecting defects of electrical and thermal nature of different manifestation strengths were compiled. Fig. 11 shows a couple of the radar charts for the different types of defects based on the DGA results.

The technique develops a special procedure for comparing the resulting defect image with reference images, which involves scaling the resulting image, calculating measures of proximity and relatedness, and determining the danger coefficient and other characteristics. A special computer software is proposed for this purpose.



a



b

Figure 11 – Radar charts for different defect types based on DGA results:
a – low energy PD, ageing;
b – high-temperature heating, ageing of insulating materials

Heptagon graph [28]. Egyptian researchers proposed the graphical method of the heptagon. The method is based on seven gases produced by the decomposition of oil in defective transformers. In addition to H_2, CH_4, C_2H_6, C_2H_4 and C_2H_2, this method takes into account CO and CO_2 concentrations to assess cellulose insulation degradation. It should be noted that defect type detection in this method is only performed if the concentrations of some or at least one gas exceed the IEEE limit values.

Defect identification is modelled as a graphical representation, which is performed around a visualisation of the gas breakdown zone in the Heptagon coordinate system (Fig. 12). Each zone corresponds to a specific type of transformer defect. Besides the usual defects of electrical (PD, D1, D2) and thermal type (T1, T2, T3) as well as combined defects, this method considers the degree of concentration of cellulose degradation (HCCD is a high; MCCD is a medium; LCCD is a low concentration of cellulose degradation). Each side of the heptagon represents the relative proportions of the concentration of seven gases, which are defined as the percentage of each individual gas to the total concentration of these gases of

power transformer, which gives 100 percent (%) of the seven key gases generated from 0 % to 100 % in the clockwise direction for each gas.

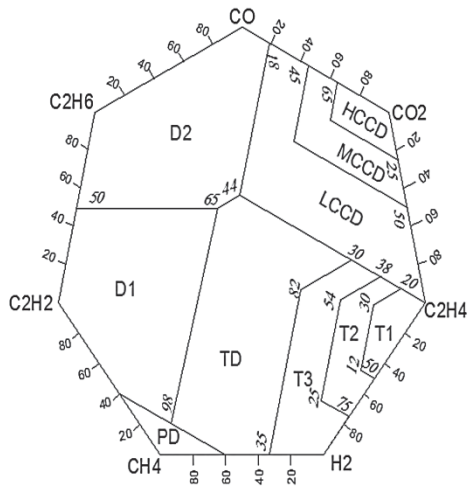


Figure 12 – Boundaries of the Heptagon, which is expressed from 0 to 100 in the clockwise direction

Equilibrium between combustible and non-combustible gases is determine to differentiate between electrical faults and thermal faults for the heptagon coordinates and their relative % are calculated using the certain formulas. The steps to determine the position of DGA points in the heptagon can be summarised as follows.

Step 1: is extracting the gas concentrations.

Step 2: is to cheek the gas concentrations limits (H_2, CH_4, C_2H_2, C_2H_4, C_2H_6, CO and CO_2) in ppm, it must be in the IEEE normal state before the problem is confirmed.

Step 3: the transformer is considered faulty if at least one of the gas concentrations exceeds the value limits.

Step 4: the relative % of each gas is determined by the formulas.

Step 5: plot the percentage of each gas on the heptagon graph to arrive at the diagnosis; the centre of mass of the percentage concentrations determines the corresponding point for a certain faulty case.

Results review. The above description of DGA interpretation methods, allows classifying the known methods according to the following main attributes:

1. *Diagnosis type.*

All methods considered, according to the type of diagnosis, can be divided into two groups – analytical and graphical methods. The first group includes all methods, in which defect identification is performed by analytical calculations of the required values and their comparison with the values regulated in the standards and methods under consideration. The second group includes methods in which the type of defect is determined graphically rather than by calculation and logic. In addition, methods in this group can be classified according to the method of diagnosed object [1].

2. *Diagnostic criteria to be used.*

Gas concentrations. The use of immediate values of gas concentrations as a diagnostic criterion for interpretation of DGA results occurs only in Radar charts and in the Logarithmic Nomogram method.

Gas pair ratios. The most used diagnostic criterion. Used in all analytical methods. The main disadvantage of methods in which this criterion is used is the possible incomplete use of diagnostic information. In particular, the ETRA technique uses ratios of only two gas pairs, while the minimum number of ratios recommended in [8] is three.

Gas percentage. Used in almost all graphical methods of interpreting DGA results (with the exception of the graphical representation of gas ratios in IEC 60599 and Logarithmic Nomogram method). This criterion can be considered the most practical as it reflects the ratio between the concentrations of all gases in a given sample.

3. Number of recognisable defects.

Most of the analysed methods allow recognition of 6-7 most characteristic defect types. The greatest number of defects are recognised by the graphic images method (13 defects) and the petal diagrams (14 defects). At the same time, the least number of defects are recognized by the Key Gas (4 defects), Dornenburg (3 defects) and Logarithmic Nomogram (3 defects) methods. It is noteworthy that only a few methods (SOU-N EE 46.501:2006, RD 153-34.0-46.302-00, Rogers Ratios method, Radar charts) can diagnose a defect-free condition. In addition, only a few methods can diagnose damage to the equipment's solid insulation, that is, cellulose degradation. These methods include the Heptagon graph, the Key Gas method, and Duval Triangles and Pentagons. Also, not all methods and standards implement the recognition of combined defects. This includes only half of the ones considered. Among the analytical methods, the recognition of combined defects is implemented only in the standards used in the Russian Federation and the MSS methodology. Among graphical methods, recognition of such defects is possible using Duval Triangle, ETRA methos, method of graphic areas, Radar charts and Heptagon graph.

Conclusions. Based on an analysis of known methods for interpreting DGA results, it is found that all methods considered can be divided into:

1. By diagnosis type. All methods considered, according to the type of diagnosis, can be divided into two groups. The first group includes all methods, in which defect identification is performed by analytical calculations of the required values and their comparison with the values regulated in the standards and methods under consideration. The second group includes methods in which the type of defect is determined graphically rather than by calculation and logic.

2. According to the diagnostic criterion used, all the methods considered can be divided into methods that use values of either gas concentrations, gas pair ratios or gas percentages.

3. By the number of recognisable defects. Most of the analysed methods allow recognition of 6–7 most characteristic defect types. The graphical images method and the Radar charts can recognise the greatest number of defects. The Key Gas, Dornenburg and logarithmic nomogram methods recognise the smallest number of defects. Furthermore, only a few methods allow for the diagnosis of defect-free condition and/or solid insulation damage as well as the detection of combined defects.

The results show significant differences in the criteria and norms used by different standards and author's methods to determine the type of defect based on DGA results. Obviously, these differences can lead to different diagnoses for the same data. Thus, it is of practical interest to improve methods for interpreting DGA results.

References

1. Шутенко О. В., Баклай Д. М., Горожанкіна Т. Г. Аналіз графічних методів розпізнавання типу дефекту за результатами ХАРГ. *Вісник Нацтехн. ун-ту «ХПІ»: зб. наук. пр. Темат. вип.: Енергетика: надійність та енергоефективність*. Харків: НТУ «ХПІ», 2016. № 3 (1175). С. 122–140.
2. Овчинников К. В., Давиденко И. В. Анализ точности методов идентификации вида дефекта трансформатора по результатам DGA. *Труды второй научно-технической конференции молодых ученых Уральского энергетического института*. Екатеринбург: УрФУ, 2017. С. 273–276.
3. Kulyk O. S., Shutenko O. V. Analysis of Gas Content in Oil-Filled Equipment with Spark Discharges and Discharges with High Energy Density. *Transactions on Electrical and Electronic Materials*. 2019. Vol. 20, iss. 5. P. 437–447. doi: 10.1007/s42341-019-00124-8
4. Shutenko O., Kulyk O. Analysis of Gas Content in Oil-Filled Equipment with Low Energy Density Discharges. *International Journal on Electrical Engineering & Informatics*. 2020. Vol. 12, no. 2. P. 258–277. doi: 10.15676/ijeei.2020.12.2.6
5. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of Overheating with Temperatures of 150-300 °C by Analysis of Dissolved Gases in Oil. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Istanbul, Turkey, 2020. P. 71–76. doi: 10.1109/IEPS51250.2020.9263145
6. Shutenko O., Kulyk O. Combined Defects Recognition in the Low and Medium Temperature Range by Results of Dissolved Gas Analysis. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. Kharkiv, Ukraine, 2020. P. 65–70. doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250131
7. Shutenko O., Kulyk O. Comparative Analysis of the Defect Type Recognition Reliability in High-Voltage Power Transformers Using Different Methods of DGA Results Interpretation. *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*. Kremenchuk, Ukraine, 2020. P. 1–6. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240911
8. *СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки*. Київ: Міністерство палива та енергетики України, 2007. 91 с.
9. IEEE Std C57.104–2019. *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers*. Piscataway, NJ, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2019. 98 p.
10. Dornenburg E., Strittmater W. Monitoring Oil Cooling Transformers by Gas Analysis. *Brown Boveri Review*. 1974. Vol. 61. P. 238–274.
11. Rogers R. R. IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. 1978. Vol. EI-13, no. 5. P. 349–354. doi: 10.1109/TEI.1978.298141
12. Müller R., Schliesing H., Soldner K. Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse. *Elektrizitätswirtschaft*. 1977. No. 76. P. 345–349.
13. *РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле*. Москва: НЦ ЭНАС, 2001. 41 с.
14. *СТО 34.01-23-003-2019. Методические указания по техническому диагностированию развивающихся дефектов маслонаполненного высоковольтного электрооборудования по результатам анализа газов, растворенных в минеральном трансформаторном масле*. ПАО «Россети», 2019. 63 с.
15. *IEC 60599:2015. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis.* Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2015. 78 p.
16. Duval M. The Duval Triangle for load tap changers non-mineral oils and low temperature faults in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2008. Vol. 24, no. 6. P. 22–29. doi: 10.1109/MEI.2008.4665347
17. Duval M., Lamarre L. The duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2014. Vol. 30, no. 6. P. 9–12. doi: 10.1109/MEI.2014.6943428.
18. Cheim L., Duval M., Haider S. Combined Duval Pentagons: A Simplified Approach. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 11. P. 2859. doi: 10.3390/en13112859
19. Виноградова Л. В., Игнатьев Е. Б., Овсянников Ю. М., Попов Г. В. *Хроматографический анализ растворенных газов в диагностике трансформаторов*. Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2013. 104 с.
20. Guideline for the refurbishment of electric power transformers. *Electric Technology Research Association*. 2009. Vol. 65, No. 1.
21. Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers. *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*: Session Report, Paris, 1986. P. 1–5.
22. Шутенко О. В. Анализ графических образцов построенных по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов для высоковольтных силовых трансформаторов с различными типами дефектов. *Вісник Нац. техн. ун-ту «ХПІ»: зб. наук. пр. Сер.: Енергетика: надійність та енергоефективність*. Харків: НТУ «ХПІ», 2017. № 31 (1253). С. 97–121.
23. Захаров А. В. Алгоритм оптимального принятия решения о состоянии аппарата при диагностировании силовых маслонаполненных трансформаторов. *Новое в российской энергетике*. 2001. № 3. С. 27–34.
24. Шутенко О. В., Баклай Д. М., Острикова Т. А., Мельник Н. Ю. Анализ достоверности распознавания типов дефектов трансформаторов при использовании отношений пар газов и графических образов дефектов. *Вестник Нац. техн. ун-та «ХПИ»: сб. науч. тр. Темат. вып.: Энергетика: надежность и энергоэффективность*. Харків: НТУ «ХПІ», 2013. № 17 (990). С. 180–189.
25. Shutenko O., Jakovenko I. Fault Diagnosis of Power Transformer Using Method of Graphic Images. *2017 IEEE International Young Scientists Forum on Applied Physics and Engineering (YSF)*, Lviv, Ukraine, 2017. P. 66–69. doi: 10.1109/YSF.2017.8126594
26. Church J. O., Haupert T. J., Jacob F. Analyze incipient faults with dissolved-gas nomograph. *Electrical World*. 1987. Vol. 201, № 10. P. 40-44.
27. Давиденко И. В. Разработка системы многоаспектной оценки технического состояния и обслуживания высоковольтного маслонаполненного электрооборудования: автореф. дис. на получение научн. степени д-ра техн. наук. Уральский государственный технический университет – ПИ имени первого Президента России Б. Н. Ельцина. Екатеринбург, 2009. 45 с.
28. Gouda O., El-Hoshy S., El-Tamaly H. Proposed heptagon graph for DGA interpretation of oil transformers. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2018. Vol. 12, no. 2. P. 490–498. doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0826

References (transliterated)

1. Shutenko O. V., Baklay D. M., Horozhankina T. H. Analiz hrafichnykh metodiv rozpiznavannya typu defektu za rezul'tatamy KhARH [Analysis of graphical methods for defect type recognition based on DGA results]. *Visnyk Natstekhn. un-tu «KhPI»: zb. nauk. pr. Temat. vyp.: Enerhetyka: nadiynist' ta enerhoefektyvnist'* [Bulletin of the National Technical University "KhPI": a collection of scientific papers. Thematic issue: Energetics: reliability and energy efficiency]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2016, no. 3 (1175), pp. 122–140.
2. Ovchinnikov K. V., Davidenko I. V. Analiz tochnosti metodov identifikatsii vida defekta transformatora po rezul'tatam ARG [The gas solubility problem in transformer oil]. *Trudy vtoroy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh uchenykh Ural'skogo energeticheskogo instituta* [Proceedings of the Second Scientific and Technical Conference of Young Scientists of the Ural Power Engineering Institute]. Ekaterinburg, UrFU Publ., 2017, pp. 273–276.
3. Kulyk O. S., Shutenko O. V. Analysis of Gas Content in Oil-Filled Equipment with Spark Discharges and Discharges with High Energy

Density. *Transactions on Electrical and Electronic Materials*. 2019, vol. 20, no. 5, pp. 437–447. doi: 10.1007/s42341-019-00124-8
4. Shutenko O., Kulyk O. Analysis of Gas Content in Oil-Filled Equipment with Low Energy Density Discharges. *International Journal on Electrical Engineering & Informatics*. 2020, vol. 12, no. 2, pp. 258–277. doi: 10.15676/ijeei.2020.12.2.6
5. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of Overheating with Temperatures of 150-300 °C by Analysis of Dissolved Gases in Oil. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Istanbul, Turkey. 2020, pp. 71–76. doi: 10.1109/IEPS51250.2020.9263145
6. Shutenko O., Kulyk O. Combined Defects Recognition in the Low and Medium Temperature Range by Results of Dissolved Gas Analysis. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. Kharkiv, Ukraine, 2020, pp. 65–70. doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250131
7. Shutenko O., Kulyk O. Comparative Analysis of the Defect Type Recognition Reliability in High-Voltage Power Transformers Using Different Methods of DGA Results Interpretation. *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*. Kremenchuk, Ukraine, 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240911
8. *SOU-N EE 46.501:2006. Diahnostyka maslonapovnenoho transformatornoho obladnannya za rezul'tatamy khromatohrafichnoho analizu vil'nykh haziv, vidibranykh iz hazovoho rele, i haziv, rozchynenykh u izolyatsiynomu masli. Metodychni vkazivky* [Company Standard 46.501:2006. Diagnosis of oil-filled transformer equipment by chromatographic analysis of free gases sampled from the gas relay and gases dissolved in the insulating oil. Methodological guidelines]. Kyiv: Ministry of Fuel and Energy of Ukraine, 2007. 91 p.
9. IEEE Std C57.104–2019. *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers*. Piscataway, NJ, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2019. 98 p.
10. Dornenburg E., Strittmater W. Monitoring Oil Cooling Transformers by Gas Analysis. *Brown Boveri Review*. 1974, vol. 61, pp. 238–274.
11. Rogers R. R. IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis. *IEEE Trans. on Electrical Insulation*. 1978, Vol. EI-13, no. 5, pp. 349–354. doi: 10.1109/TEI.1978.298141
12. Müller R., Schliesing H., Soldner K. Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse. *Elektrizitätswirtschaft*. 1977, no. 76, pp. 345–349.
13. *RD 153-34.0-46.302-00. Metodicheskie ukazaniya po diagnostike razvivayushchikhsya defektov transformatornogo oborudovaniya po rezul'tatam khromatograficheskogo analiza gazov, rastvorennykh v masle* [Guiding Document 153-34.0-46.302-00. Procedural Guidelines for Diagnostics of Defects Developing in Transformer Equipment Using the Results of Chromatographic Analysis of Gases Dissolved in the Oil]. Moscow, NTs ENAS Publ., 2001, 41 p.
14. *STO 34.01-23-003-2019. Metodicheskie ukazaniya po tekhnicheskomu diagnostirovaniyu razvivayushchikhsya defektov maslonapolnennogo vysokovol'tnogo elektrooborudovaniya po rezul'tatam analiza gazov, rastvorennykh v mineral'nom transformatornom masle* [Company Standard 34.01-23-003-2019. Methodological guidelines for the technical diagnosis of developing defects in oil-filled high-voltage electrical equipment based on the results of dissolved gas analysis]. PJSC "Rosseti", 2019, 63 p.
15. *IEC 60599:2015. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis.* Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2015. 78 p.
16. Duval M. The Duval Triangle for load tap changers non-mineral oils and low temperature faults in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2008. vol. 24, no. 6, pp. 22–29. doi: 10.1109/MEI.2008.4665347
17. Duval M., Lamarre L. The duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2014, vol. 30, no. 6, pp. 9–12. doi: 10.1109/MEI.2014.6943428
18. Cheim L., Duval M., Haider S. Combined Duval Pentagons: A Simplified Approach. *Energies*. 2020, vol. 13, no. 11, pp. 2859. doi: 10.3390/en13112859
19. Vinogradova L. V., Ignat'ev E. B., Ovsyannikov Yu. M., Popov G. V. *Khromatograficheskiy analiz rastvorennykh gazov v diagnostike transformatorov* [Chromatographic analysis of dissolved gases in transformer diagnostics]. Ivanovo, State Educational Institution of Higher Professional Education Ivanovo State Power University named after V.I. Lenin, 2013, 104 p.
20. Guideline for the refurbishment of electric power transformers. *Electric Technology Research Association*. 2009, vol. 65, no. 1.
21. Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers. *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*: Session Report. Paris, 1986, pp. 1–5.
22. Shutenko O. V. Analiz graficheskikh obraztsov postroennykh po rezul'tatam khromatograficheskogo analiza rastvorennykh v masle gazov dlya vysokovol'tnykh silovykh transformatorov s razlichnymi tipami defektov [Analysis of graphical samples of gases constructed for chromatographic analysis of gases dissolved in oil for high-voltage power transformers with various types of defects]. *Visnyk Natstekhn. un-tu «KhPI»: zb. nauk. pr. Ser.: Enerhetyka: nadiynist' ta enerhoefektyvnist'* [Bulletin of NTU "KhPI". Series: Energetics: reliability and energy efficiency]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2017, no. 31 (1253), pp. 97–121.
23. Zakharov A. V. Algoritm optimal'nogo prinyatiya resheniya o sostoyanii apparata pri diagnostirovanii silovykh maslonapolnennykh transformatorov [Optimal decision-making algorithm for the state of the apparatus in the diagnosis of power oil-filled transformers]. *New in the Russian Electric Power Industry*. 2001, no. 3, pp. 27–34.
24. Shutenko O. V., Baklay D. M., Ostrikova T. A., Mel'nik N. Yu. Analiz dostovernosti raspoznavaniya tipov defektov transformatorov pri ispol'zovanii otnosheniy par gazov i graficheskikh obrazov defektov [Reliability analysis of transformer defect type recognition using gas pair ratios and graphical defect images]. *Vestnik Nats. tekhn. un-ta «KhPI»: sb. nauch. tr. Temat. vyp.: Energetika: nadezhnost' i energoeffektivnost'* [Bulletin of the National Technical University "KhPI": a collection of scientific papers. Thematic issue: Energetics: reliability and energy efficiency]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2013, no. 17 (990), pp. 180–189.
25. Shutenko O., Jakovenko I. Fault Diagnosis of Power Transformer Using Method of Graphic Images. *2017 IEEE International Young Scientists Forum on Applied Physics and Engineering (YSF)*. Lviv, Ukraine, 2017, pp. 66–69. doi: 10.1109/YSF.2017.8126594
26. Church J. O., Haupert T. J., Jacob F. Analyze incipient faults with dissolved-gas nomograph. *Electrical World*. 1987, vol. 201, no. 10. P. 40-44.
27. Davidenko I. V. *Razrabotka sistemy mnogoaspektnoy otsenki tekhnicheskogo sostoyaniya i obsluzhivaniya vysokovol'tnogo maslonapolnennogo elektrooborudovaniya: avtoref. dis. na poluchenie nauchn. stepeni d-ra tekhn. nauk* [Development of a multidimensional system for assessing the technical condition and maintenance of high-voltage oil-filled electrical equipment. Abstract of a thesis dr. eng. sci. diss.]. Yeltsin Ural State Technical University. Yekaterinburg, 2009, 45 p.
28. Gouda O., El-Hoshy S., El-Tamaly H. Proposed heptagon graph for DGA interpretation of oil transformers. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2018, vol. 12, no. 2, pp. 490–498. doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0826

Received 17.11.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Кулик Олексій Сергійович (Кулик Алексей Сергеевич, Kulyk Oleksii Serhiiovych) – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0003-2545-6314; e-mail: oleksii.kulyk@ieee.khpi.edu.ua.

УДК 621.039.58 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.04**

П. Ф. БУДАНОВ, К. Ю. БРОВКО, Е. А. ХОМ'ЯК, О. А. ТИМОШЕНКО

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ КОНТРОЛЮ ОБОЛОНКИ ТЕПЛОВИДІЛЯЮЧОГО ЕЛЕМЕНТУ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ БЕЗПЕКИ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА

Проведено аналіз існуючих методів контролю поверхні матеріалу оболонки тепловиділяючого елементу, який показав, що їх застосування для виявлення поверхневих і внутрішніх дефектів, таких як локальні неоднорідності, мікро- та макропори, різноманітні тріщини, осьова рихлість тощо, відрізняється малою ефективністю і представляє трудомісткий процес, який потребує додаткової обробки поверхні матеріалу оболонки тепловиділяючого елементу. Крім того, досліджені методи контролю поверхні матеріалу оболонки тепловиділяючого елементу дозволяють візуально виявити тільки грубі зовнішні тріщини та великі шлакові включення, дрібні тріщини та неметалеві включення, невидимі під шаром окалини. Для оцінки якості поверхні матеріалу оболонки при її пошкодженні та руйнуванні запропоновано застосування розрахункового апарату, заснованого на методі теорії фракталів. Запропоновано використовувати фрактальні властивості структури матеріалу оболонки та кількісну фрактальну величину – фрактальну розмірність, яка дозволяє визначити ступінь заповнення об'єму структури матеріалу оболонки при розгерметизації тепловиділяючого елементу. Розроблена математична модель пошкодження структури матеріалу оболонки тепловиділяючого елементу в залежності від одночасного впливу високої температури і внутрішнього тиску, викликаного накопиченням продуктів поділу ядерного палива між таблеткою ядерного палива і внутрішньої поверхні оболонки тепловиділяючого елементу, з урахуванням фрактальних збільшень геометричних параметрів. Показано, що пошкоджені структури матеріалу оболонки тепловиділяючих елементів залежать від тиску і температури всередині оболонки, а також фрактального збільшення геометричних параметрів, таких як: об'єм і площа поверхні, зовнішній і внутрішній діаметр, висота і площа перетину, довжина оболонки і висота ядерних таблеток, зазор між внутрішньою поверхнею оболонки і ядерним паливом. Визначено критерій оцінки стану цілісності оболонки тепловиділяючого елементу, який залежить від зміни геометричних величин при пошкодженні і руйнуванні структури матеріалу. Надані практичні рекомендації щодо застосування запропонованого методу контролю герметичності оболонки тепловиділяючого елементу для обробки інформації, отриманої з обчислювального модуля системи контролю герметичності оболонки для програмно-технічного комплексу автоматизованої системи управління технічним процесом енергоблоку атомної електростанції, яка дозволяє виявляти розгерметизацію тепловиділяючих елементів на більш ранній стадії, в порівнянні зі штатною методикою.

Ключові слова: тепловиділяючий елемент, система контролю герметичності оболонки, пошкодження структури матеріалу.

П. Ф. БУДАНОВ, К. Ю. БРОВКО, Э. А. ХОМЯК, О. А. ТИМОШЕНКО

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ ОБОЛОЧКИ ТЕПЛОВЫДЕЛЯЮЩЕГО ЭЛЕМЕНТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА

Проведен анализ существующих методов контроля поверхности материала оболочки тепловыделяющего элемента, который показал, что их применение для выявления поверхностных и внутренних дефектов, таких как локальные неоднородности, микро- и макропоры, различные трещины, осевая рыхлость и прочее, отличается малой эффективностью и представляет трудоемкий процесс, требующий дополнительной обработки поверхности материала оболочки тепловыделяющего элемента. Кроме того, исследованные методы контроля поверхности материала оболочки тепловыделяющего элемента позволяют визуально выявить только грубые внешние трещины и большие шлаковые включения, мелкие трещины и неметаллические включения невидимые под слоем окалины. Для оценки качества поверхности материала оболочки при ее повреждении и разрушении предложено применение расчетного аппарата, основанного на методе теории фракталов. Предложено использовать фрактальные свойства структуры материала оболочки и количественную фрактальную величину – фрактальную размерность, которая позволяет определить степень заполнения объема структуры материала оболочки при разгерметизации тепловыделяющего элемента. Разработана математическая модель повреждения структуры материала оболочки тепловыделяющего элемента в зависимости от одновременного воздействия высокой температуры и внутреннего давления, вызванного накоплением продуктов деления ядерного топлива между таблеткой ядерного топлива и внутренней поверхностью оболочки тепловыделяющего элемента, с учетом фрактальных увеличений геометрических параметров. Показано, что поврежденные структуры материала оболочки тепловыделяющих элементов зависят от давления и температуры внутри оболочки, а также фрактального увеличения геометрических параметров, таких как: объем и площадь поверхности, внешний и внутренний диаметр, высота и площадь сечения, длина оболочки и высота ядерных таблеток, зазор между внутренней поверхностью оболочки и ядерным топливом. Определен критерий оценки состояния целостности оболочки тепловыделяющего элемента, который зависит от изменения геометрических величин при повреждении и разрушении структуры материала. Даны практические рекомендации по применению предложенного метода контроля герметичности оболочки тепловыделяющего элемента для обработки информации, полученной из вычислительного модуля системы контроля герметичности оболочки для программно-технического комплекса автоматизированной системы управления техническим процессом энергоблока атомной электрической станции, которая позволяет выявлять разгерметизацию тепловыделяющих элементов на более ранней стадии, по сравнению со штатной методикой.

Ключевые слова: тепловыделяющие элементы, система контроля герметичности оболочки, повреждения структуры материала.

P. F. BUDANOV, K. YU. BROVKO, E. A. KHOMIAK, O. A. TYMOSHENKO

IMPROVEMENT OF FUEL ELEMENT SHELL CONTROL METHODS TO INCREASE NUCLEAR REACTOR SAFETY

The analysis of the existing methods of control of the surface of the fuel element cladding material was carried out, which showed that their use for detecting surface and internal defects, such as local inhomogeneities, micro- and macropores, various cracks, axial looseness, etc. is characterized by low efficiency, is a laborious process that requires additional surface treatment, material of the fuel elements cladding. In addition, the investigated methods of controlling the surface of the fuel element cladding material make it possible to visually identify only rough external cracks and large slag inclusions, small cracks and non-metallic inclusions invisible under the slag layer. It is proposed to assess the quality of the surface of the shell material

© П. Ф. Буданов, К. Ю. Бровко, Е. А. Хом'як, О. А. Тимошенко, 2020

in case of its damage and destruction, the use of a computational apparatus based on the method of the theory of fractals. It is proposed to use the fractal properties of the shell material structure and a quantitative fractal value – the fractal dimension, which makes it possible to determine the degree of filling of the volume of the shell material structure during fuel element depressurization. A mathematical model of damage to the structure of the fuel element cladding material is developed depending on the simultaneous effect of high temperature and internal pressure caused by the accumulation of nuclear fuel fission products between the nuclear fuel pellet and the inner surface of the fuel element cladding, taking into account the fractal increases in the geometric parameters of the fuel element cladding. It is shown that damaged structures of the fuel rod cladding material depend on the pressure and temperature inside the fuel rod cladding, as well as the fractal increase in geometric parameters, such as: volume and surface area, outer and inner diameters, height and cross-sectional area, cladding length and height of nuclear pellets, gap between the inner surface of the cladding and nuclear fuel. A criterion for assessing the integrity of the fuel rod cladding is determined, which depends on the change in geometric values in the event of damage and destruction of the structure of the fuel rod cladding material. Practical recommendations are given on the use of the proposed method for monitoring the tightness of the fuel element cladding for processing information obtained from the computational module of the system for monitoring the tightness of the cladding for the automated process control system of the nuclear power plant power unit, which makes it possible to detect the depressurization of fuel elements at an earlier stage in comparison with the standard procedure.

Keywords: fuel elements, control system for the tightness of the shell, damage to the structure of the material.

Вступ. У даний час актуальним є одночасне підвищення безпеки, надійності і економічності експлуатації ядерного реактора типу ВВЕР атомної електростанції (АЕС). Основним параметром, що обмежує зростання ефективності експлуатації ядерного реактора типу ВВЕР, є порушення герметичності оболонок тепловиділяючого елемента (ТВЕЛ), який є основним елементом активної зони ядерного реактора.

У нормативних документах [1–3] не регламентується зміна пошкодження оболонок ТВЕЛ при нормальних умовах і не описано, як можна управляти цим параметром, а також не описується метод розрахунку пошкодженості матеріалу оболонок при експлуатації ТВЕЛ, яка призводить до його розгерметизації [4]. При досягнутому рівні розуміння процесу розгерметизації оболонок ТВЕЛ в нормальних умовах експлуатації ядерного реактора типу ВВЕР, механізм розгерметизації оболонок приблизно в 20 % випадків невідомий [4–6].

З цієї причини на діючих ядерних реакторах типу ВВЕР немає технічних засобів і не передбачені процедури й алгоритми для визначення місця зруйнованого ТВЕЛ в активній зоні ядерного реактора, локалізації дефекту оболонки ТВЕЛ, в якому сталася розгерметизація. На АЕС України не ведеться запис статистики по локалізації областей розгерметизації в оболонках ТВЕЛ [4–7].

Отже, для підвищення безпеки, надійності і економічності експлуатації ТВЕЛ ядерних реакторів типу ВВЕР актуальною проблемою є необхідність контролювати процес накопичення пошкодженості оболонок ТВЕЛ і визначити критерій розгерметизації ТВЕЛ в автоматизованому режимі, тобто оперативно, в режимі реального часу [5–7].

Тому застосування автоматизованих методів контролю цілісності або пошкодження оболонки ТВЕЛ для оцінювання критерію герметичності або розгерметизації оболонки ТВЕЛ є актуальним завданням і головним фактором безпечної та надійної експлуатації ТВЕЛ, що і зумовило вибір напрямку дослідження [8].

Метою роботи є підвищення безпеки ядерного реактора, шляхом оперативного виявлення негерметичних тепловиділяючих елементів на основі застосування вдосконаленого методу контролю з використанням апарату фрактально-кластерної теорії.

Аналіз досліджень з виявлення чинників розгерметизації оболонок ТВЕЛ ядерних реакторів типу ВВЕР. Найважливішою вимогою до тепловиділяючих елементів є збереження герметичності їх оболонок при експлуатації, зберіганні і транспортуванні, оскільки воно безпосередньо пов’язане з безпекою цих етапів поводження з ними. Проте, при експлуатації ядерного реактору типу ВВЕР спостерігаються випадки розгерметизації оболонок ТВЕЛ. Ідентифікація та вивантаження тепловиділяючих збірок (ТВЗ) з негерметичними ТВЕЛ з ядерного реактора типу ВВЕР можливе тільки після його зупинки. Позапланова зупинка ядерного реактора типу ВВЕР через перевищення експлуатаційної межі по активності теплоносія, а також дострокове вивантаження ТВЗ завдають економічних збитків АЕС. Для прогнозування радіоактивного забруднення теплоносія і поведінки ТВЕЛ після розгерметизації потрібна розробка моделей і методів контролю, а також встановлення критеріїв допустимої кількості негерметичних ТВЕЛ в активній зоні ядерного реактору типу ВВЕР і критеріїв можливості продовження експлуатації або дострокового вивантаження ТВЗ з негерметичними ТВЕЛ. Для скорочення випадків розгерметизації, необхідне встановлення їх причин (недолік конструкції або технології виготовлення, умов експлуатації) і прийняття відповідних заходів. У цьому плані найбільш повна і достовірна інформація може бути отримана в результаті післяреакторних досліджень.

При експлуатації ядерного реактора типу ВВЕР оболонки ТВЕЛ піддаються корозійному впливу теплоносія, продуктів поділу, палива і домішок в ньому, механічному впливу теплоносія, деталей ТВЗ, паливного сердечника і внутрішньоТВЕЛьних газів та радіаційним пошкодженням, які призводять до змін властивостей матеріалу, що може привести до розгерметизації ТВЕЛ. Встановлення причин розгерметизації дозволяє вжити превентивних заходів, проте випадки розгерметизації виключити повністю не вдається.

На підставі багаторічних досліджень у світовій практиці були встановлені наступні причини і механізми розгерметизації ТВЕЛ [9, 10]:

1) технологічні дефекти оболонок, кінцевих деталей і зварних швів, паливних таблеток, ТВЗ і їх компонентів;

2) волога в паливі або інші домішки в ТВЕЛ;

3) перевищення проєктного вигоряння і (або) потужності, нерегламентовані перехідні режими;

4) гідродинамічна недосконалість конструкції;

5) порушення водно-хімічного режиму, забруднення теплоносія;

6) засмічення теплоносія сторонніми твердими частинками;

7) відкладення продуктів корозії;

8) пошкодження в процесі технічного обслуговування.

З точки зору взаємодії між конструктором, виробником, постачальником і споживачем палива причини розгерметизації ТВЕЛ об'єднують в такі групи:

- конструктивні;
- технологічні;
- експлуатаційні.

Механізми розгерметизації ТВЕЛ можуть бути наступні:

- схлопування оболонки;
- первинне гідрування оболонки;
- корозія (в тому числі рівномірна, локальна, під відкладеннями);
- фретинг-корозія оболонок;
- пошкодження оболонок;
- взаємодія палива з оболонкою.

Крім того, іноді утворювалися наскрізні дефекти в оболонці, кінцевих деталях і зварних швах на стадії виготовлення, які не виявлялися при контролі.

В результаті аналізу встановлено, що основними причинами розгерметизації оболонки ТВЕЛ в ядерному реакторі типу ВВЕР [10–12] є:

1. У 60 % випадків розгерметизації ТВЕЛ ядерного реактору типу ВВЕР-1000 наскрізне пошкодження оболонок відбулося за рахунок взаємодії зі сторонніми предметами, що потрапляють в пучок ТВЕЛ з теплоносія (експлуатаційна причина), два випадки розгерметизації сталися за рахунок фретинг-корозії при взаємодії ТВЕЛ один з одним, однак корінна причина розкріплення нижнього кінця одного з них не встановлена, два ТВЕЛ (20 %) розгерметизувались з технологічних причин – внутрішнє гідрування оболонки [10–12].

2. Дефекти оболонок по перетину ТВЗ ВВЕР-1000 розподілені випадковим чином, а по висоті реєструються, переважно, в районі опорної решітки пучка або під нижніми дистанціюємими гратами. У ТВЕЛ з внутрішнім гідруванням дефекти розподілені, практично, по всій висоті паливного сердечника, при цьому не представляється можливим відокремити первинні від вторинних [8–10].

Розгерметизація ТВЕЛ за механізмом фретинг-корозії сталася поблизу нижньої решітки. У ТВЕЛ ядерного реактору типу ВВЕР ділянки вторинного гідрування оболонок віддалені від первинних дефектів, як правило, на відстань 2500...3000 мм і часто впритул примикають до верхніх зварних з'єднань. Не встановлено явні залежності відстані між первинними і вторинними дефектами оболонок ні від лінійної потужності, при якій експлуатувалися негерметичні ТВЕЛ, ні від часу їх експлуатації в негерметичному стані.

3. При експлуатації негерметичних ТВЕЛ ядерного реактора типу ВВЕР в оболонках можуть утворитися вторинні дефекти внаслідок локального гідрування. Час між утворенням первинного і вторинного дефекту, як правило, менший, ніж тривалість паливної кампанії. Поза зоною підвищеного гідрування оболонка негерметичного ТВЕЛ зберігає пластичність і досить високу міцність, тоді як на ділянках підвищеного гідрування вона руйнується крихко при невеликих навантаженнях. Тангенціальна деформація оболонки сердечником, що розпухає, щонайменше, на 0,5 % не призвела до її руйнування. Подовження негерметичних ТВЕЛ, як правило, менше герметичних, а їх діаметр перевищує діаметр ТВЕЛ на величину до 0,3 мм.

4. Вихід цезію з паливного сердечника ТВЕЛ ядерного реактора типу ВВЕР-1000 знаходиться в межах 16...44 %. Вихід цезію з паливних таблеток залежить не тільки від потужності на даній ділянці негерметичного ТВЕЛ, але і від ступеня окислення оболонки і палива та погіршує теплопровідність і коефіцієнт теплопередачі в зоні їх контакту. Це супроводжується збільшенням температури, від якої суттєво залежить величина ефекту. В діапазоні зміни сумарної площі наскрізних дефектів від 0,6 до 106 мм^2 і середнього вигоряння палива від 13 до 42 МВт·доб/кг вихід цезію з палива слабо зменшується зі збільшенням розміру дефектів.

5. Значна ерозія палива ВВЕР відбувається в зонах великих дефектів оболонок внаслідок стирання таблеток твердим предметом і випадання дрібних фрагментів паливних таблеток. В інших перетинах з наскрізними дефектами зафіксована ерозія таблеток, що супроводжується «вимиванням» з ТВЕЛ, за попередніми оцінками не більше 4...5 %.

6. В ході проведення післереакторних досліджень вдалося встановити, що причиною розгерметизації ТВЕЛ всіх досліджених ТВЗ ядерного реактору типу ВВЕР-1000 були пошкодження їх оболонок сторонніми предметами, які циркулюють в потоці теплоносія. При формуванні вторинних дефектів найбільшому гідруванню піддавався район нижньої торцевої заглушки ТВЕЛ. Гамма-сканування негерметичних оболонок ТВЕЛ виявило вимивання Cs-137 на ділянках поблизу вторинних наскрізних дефектів і міграцію цезію на торці і по радіусу паливних таблеток.

7. Порівняння макроструктури уранового палива негерметичних і герметичних ТВЕЛ ядерного типу ВВЕР-1000 показало, що розвиток сітки макротріщин для останніх відбувається в меншому ступені. Аналіз мікроструктури показав, що основною відмінністю є реструктуризація палива на ділянках вторинних дефектів в негерметичних ТВЕЛ, що виражається в збільшенні розміру зерен. Також було виявлено зменшення щільності палива в місцях, розташованих поблизу ділянок вторинного гідрування.

В результаті металографічних досліджень [6–8] встановлено, що структура матеріалу оболонки (СМО) ТВЕЛ в негерметичних і герметичних ТВЕЛ фрагментована в поперечному перерізі в основному радіальними тріщинами на кілька частин.

Більшість тріщин перетинають всю СМО ТВЕЛ. У перетинах наскрізних дефектів оболонок негерметичних ТВЕЛ фрагментовані більшою мірою, ніж на решті частини сердечника. Поблизу наскрізних дефектів оболонок негерметичних ТВЕЛ виявлена ерозія таблеток у вигляді збільшення центрального отвору і відсутності сегмента. У деяких перетинах негерметичних ТВЕЛ виявлено зменшення діаметра центрального отвору таблетки. В результаті досліджень мікроструктури СМО ТВЕЛ герметичних ТВЕЛ, які відпрацювали в штатних умовах, зміни розміру зерен і пористості уздовж радіуса не з'являлися. Найбільш значні зміни мікроструктури СМО ТВЕЛ виявлені в негерметичних ТВЕЛ.

У СМО ТВЕЛ утворилися концентричні структурні зони. Біля центрального отвору розташована зона з підвищеною пористістю. До цієї зони примикала область зі збільшеними нерівноосними і рівноосними зернами. Далі по радіусу перебувала зона з розміром зерен, близьким до вихідного, і з підвищеною пористістю. Пори в цій зоні об'єднані в ланцюжки, витягнуті уздовж радіуса СМО ТВЕЛ. У периферійній зоні СМО ТВЕЛ негерметичного ТВЕЛ розмір зерен і пористість практично такі ж, як в герметичному ТВЕЛ.

Зміна розмірів зерен і збільшення пористості свідчать про істотне (понад 1200 °С) збільшення температури в центральній зоні перетину СМО ТВЕЛ негерметичних ТВЕЛ. Підвищення температури відбувається внаслідок заповнення зазору між таблетками і оболонкою паром і через зниження теплопровідності при збільшенні відношення кисневого коефіцієнта. В результаті підвищення температури газоподібні і летючі продукти поділу виходять з зерен за їх межі. У деяких негерметичних ТВЕЛ розпухання і термічне розширення СМО ТВЕЛ викликало механічний вплив паливного сердечника на оболонку (після зникнення зазору між ними).

Основним експлуатаційним фактором, що впливає на температуру СМО ТВЕЛ, є лінійна потужність ТВЕЛ.

Кількісні оцінки інертних газів, що вийшли з негерметичного ТВЕЛ, здійснювали за результатами металографії і гамма-спектрометричного вимірювання.

Аналіз фізико-хімічних процесів в матеріалі оболонки ТВЕЛ в процесі експлуатації ядерного реактора типу ВВЕР. Вважається встановленим, что в матеріалі оболонок ТВЕЛ ядерного реактора ВВЕР в процесі експлуатації відбуваються такі основні фізико-хімічні процеси [12]:

- радіаційне зміцнення и зниження пластичності;
- радіаційна и термічна повзучість;
- радіаційне зростання;
- термомеханічна взаємодія між паливом и оболонкою;
- прогин ТВЕЛ, який пов'язаний з термомеханічною взаємодією в пучку.

Зміна діаметру і довжини ТВЕЛ в процесі експлуатації обумовлені розмірними змінами оболонок. З початку експлуатації під дією надлишкового тиску теплоносія діаметр ТВЕЛ зменшується. Зі збільшенням вигоряння темп зменшення падає до нуля, після чого діаметр оболонки починає збільшуватися. Одночасно зі зменшенням діаметра оболонки відбувається збільшення діаметра паливних таблеток – розпухання палива, що призводить до зміни структури матеріалу оболонки ТВЕЛ. Таким чином, з огляду на аналіз фізико-хімічних процесів в матеріалі оболонки ТВЕЛ в процесі експлуатації ядерного реактора типу ВВЕР і впливу всіх вище перерахованих факторів і їх наслідків, в роботі було запропоновано розглядати утворення первинних і вторинних дефектів оболонки ТВЕЛ на основі фрактально-кластерної теорії.

Розглянемо процес утворення дефектів в структурі матеріалу оболонки ТВЕЛ (рис. 1).

Рисунок 1 – Процес утворення первинних і вторинних дефектів при пошкодженості структури матеріалу оболонки ТВЕЛ

При впливі факторів руйнування на зовнішню і внутрішню поверхню матеріалу оболонки ТВЕЛ відбувається первинний дефект у вигляді утворення мікропор розміром до 5 мкм, які, відповідно до кластерної теорії, можна прийняти у вигляді окремого кластера. Подальше збільшення кількості мікропор (кластерів) призводить до утворення макропор до 500 мкм і відповідно до утворення кластерних агрегацій.

Далі, при підвищенні температури і тиску між внутрішньою поверхнею оболонки і зовнішньою поверхнею ядерного палива та збільшення концентрації інертних небезпечних газів відбувається злиття макропор (кластерних агрегацій), що призводить до наскрізних макротріщин (кластер-кластерним структурам), а, отже, до появи вторинного дефекту пошкодження оболонки ТВЕЛ.

Таким чином, отримана в результаті вторинного дефекту кластер-кластерна структура (рис. 1) являє собою пористу неоднорідну структуру, яка як відомо, має специфічні фрактальні властивості.

Тому в роботі запропоновано провести дослідження механізму пошкодження зовнішньої і внутрішньої поверхні структури матеріалу при утворенні дефектів в оболонці ТВЕЛ, для встановлення факту його розгерметизації, на основі обчислювального апарату фрактально-кластерної теорії.

Моделювання процесу пошкодженості структури матеріалу оболонки ТВЕЛ. В роботі запропоновано основним фізичним процесом накопичення пошкодженості вважати повзучість матеріалу оболонки ТВЕЛ при впливі на неї руйнівних чинників для реальних режимів експлуатації ядерного реактора типу ВВЕР.

Тому, розробка методу контролю розгерметизації (пошкодженості) оболонки ТВЕЛ полягає у визначенні параметра пошкодження матеріалу оболонки, що визначається формулою (1):

$$\omega(\tau) = \frac{A(\tau)}{A_0} = 1, \quad (1)$$

де A_0 – питоме розсіювання, яке характеризує зміну матеріалу оболонки ТВЕЛ;

$A(\tau)$ – питоме розсіювання, яке характеризує інтенсивність пошкодження за час τ; залежить від тиску P і температури T всередині оболонки ТВЕЛ, а також фрактального збільшення геометричних параметрів ΔH та визначається формулою (2):

$$A(\tau) = F(P, T, \Delta H). \quad (2)$$

Необхідно відзначити, що в матеріалі оболонки ТВЕЛ під впливом тиску інертних газів в результаті ядерної реакції в ядерному паливі, підвищення температури вище 360 °С, а також впливу радіоактивного випромінювання утворюються локальні неоднорідності, мікропори і тріщини. Тому, структура матеріалу оболонки ТВЕЛ піддається розтягуванню, розбуханню і повзучості, тобто в різних напрямках приймає анізотропний стан, а, отже, має специфічні фрактально-кластерні властивості.

Крім того, виходячи з формул (1) і (2), в роботі запропоновано критерій, за яким оцінюється герметичність або розгерметизація оболонки ТВЕЛ.

ТВЕЛ вважається герметичним якщо виконується умова (3):

$$\omega(\tau) \leq 1. \quad (3)$$

ТВЕЛ вважається негерметичним якщо виконується умова відповідно до вираз (4):

$$\omega(\tau) > 1. \quad (4)$$

Таким чином, удосконалено метод контролю герметичності оболонки ТВЕЛ шляхом розробки математичної моделі, що враховує фрактальні властивості структури матеріалу при її пошкодженості і визначені умови для критерію оцінки стану ТВЕЛ.

Висновки. Розроблена математична модель, яка показує, що на параметр пошкодженості матеріалу оболонки ТВЕЛ значний вплив мають фрактальні властивості структури матеріалу оболонки ТВЕЛ, а, отже, розгерметизація ТВЕЛ залежить від ступеня фрактальної розмірності геометричних величин: об'єму, площі, довжини, внутрішнього і зовнішнього діаметра оболонки.

Кінцевим результатом роботи є визначення дефекту матеріалу оболонки ТВЕЛ і передачі цієї інформації на автоматизоване місце оператора про виявлені дефекти і їх розташування на ТВЕЛ.

Дані практичні рекомендації щодо впровадження обчислювального програмного модуля системи для програмно-технічного комплексу АСУТП енергоблока АЕС. Для сполучення обчислювального модуля системи з програмним обчислювальним комплексом АСУТП енергоблоком АЕС була удосконалена інформаційно-алгорітмічна схема АСУТП енергоблока при функціонуванні модуля для виявлення дефектів ТВЕЛ в нештатних режимах роботи енергоблока АЕС.

Список літератури

1. Круглов А. Б., Круглов В. Б., Харитонов В. С., Стручалин П. Г. Неразрушающая методика измерений теплофизических свойств твэлов с плотным топливом. *ВАНТ. Серия: ядерно-реакторные константы*. 2018. Вып. 4. С. 147–152.
2. Богомолов В. Н. Алгоритм бездемонтажной проверки измерительных каналов секторной системы контроля герметичности оболочек твэлов реакторов типа БН. *Аппаратура и новости радиационных измерений*. 2018. № 1. С. 115–120.
3. Албутова О. И. Лукьянов Д. А. Исследование зависимости показаний секторной системы контроля герметичности оболочек твэлов реактора БН–600 от эксплуатационных параметров. *Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика*. 2015. № 2. С. 32–38.
4. Волков А. В., Кузнецов И. А. Разгерметизация оболочки твэла быстрого реактора с выходом газообразных продуктов деления в натрий. *Известия вузов. Ядерная энергетика*. 2006. № 2. С. 39–43.
5. Битюцкая Л. А., Кузнецов П. В., Богатиков Е. В. Методы фрактальной параметризации поверхностных деформационных субструктур. *Нелинейный мир*. Москва, 2005. Т. 3, № 3. С. 202–212.
6. Потапов А. А., Герман В. А. О методах измерения фрактальной размерности и фрактальных сигнатур многомерных стохастических сигналов. *Радиотехника и электроника*. Москва, 2004. Т. 49, № 12. С. 1468–1491.
7. Дворников П. А., Лукьянов Д. А., Шутов С. С., Жилкин А. С. Методы локализации дефектных ТВС в реакторе МБИР. *Известия вузов. Ядерная энергетика*. 2013. № 3. С. 24–33
8. Сухих А. В., Павлов С. В. Использование импульсного метода вихретокового контроля для дефектоскопии облучённых твэлов ВВЭР. *Атомная энергия*. 2009. Т. 107, вып. 2. С.115–118.
9. Новоселов А. Е. Состояние оболочек ТВЭЛов ВВЭР после шести лет эксплуатации. *Физика и химия обработки материалов*. 2009. № 2. С.24–32.
10. Смирнова И. М. Результаты исследований поверхностных отложений на оболочках твэлов РБМК-1000. *Теплоэнергетика*. 2010. № 7. С.17–20.
11. Староверов А. И., Саляев А. В., Зверев И. Д. Опыт ввода в эксплуатацию секторной системы контроля герметичности оболочек твэлов РУ БН-600 и РУ БН-800. *Десятая международная научно-техническая конференция "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики"*. Москва, 25–27 мая 2016. С. 162–164.
12. Дворников П. А., Ковтун С. Н., Шутов С. С. Локализация дефектных ТВС по показаниям датчиков секторного КГО на основе моделей переноса осколков деления в активной зоне реактора типа БН. *Сборник тезисов докладов на научно–технической конференции "Теплофизика реакторов на быстрых*

нейтронах (Теплофизика – 2014). Обнинск, 14–17 октября 2014. С. 205–206.

References (transliterated)

1. Kruglov A. B., Kruglov V. B., Haritonov V. S., Struchalin P. G. Nerazrushayushchaya metodika izmerenij teplofizicheskih svojstv tvelov s plotnym toplivom [Non-destructive technique for measuring the thermophysical properties of fuel elements with dense fuel]. *VANT. Seriya: yaderno-reaktornye konstanty* [VANT. Series: nuclear reactor constants]. 2018, iss. 4, pp. 147–152.
2. Bogomolov V. N. Algoritm bezdemontazhnoj proverki izmeritel'nyh kanalov sektornoj sistemy kontrolya germetichnosti obolochek tvelov reaktorov tipa BN [Algorithm for non-dismantling testing of measuring channels of the sector system for monitoring the tightness of the fuel element cladding of BN reactors.]. *Apparatura i novosti radiacionnyh izmerenij* [Radiation measurement equipment and news]. 2018, no. 1, pp. 115–120.
3. Albutova O. I. Luk'yanov D. A. Issledovanie zavisimosti pokazanij sektornoj sistemy kontrolya germetichnosti obolochek tvelov reaktora BN–600 ot ekspluatacionnyh parametrov [Study of the dependence of the readings of the sector control system for the tightness of the cladding of fuel elements of the BN-600 reactor on the operating parameters]. *Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij. Yadernaya energetika* [Proceedings of higher educational institutions. Nuclear energy]. 2015, no. 2, pp. 32–38.
4. Volkov A. V., Kuznecov I. A. Razgermetizaciya obolochki tvela bystrogo reaktora s vyhodom gazoobraznyh produktov deleniya v natrij [Depressurization of the fuel element cladding of a fast reactor with the release of gaseous fission products into sodium]. *Izvestiya vuzov. YAdernaya energetika* [Proceedings of universities. Nuclear energy]. 2006, no. 2, pp. 39–43.
5. Bityuckaya L. A., Kuznecov P. V., Bogatikov E. V. Metody fraktal'noj parametrizacii poverhnostnyh deformacionnyh substruktur [Methods of fractal parametrization of surface deformation substructures]. *Nelinejnyj mir* [Non-linear world], 2005, vol. 3, no. 3, pp. 202–212.
6. Potapov A. A., German V. A. O metodah izmereniya fraktal'noj razmernosti i fraktal'nyh signatur mnogomernyh stohasticheskih signalov [About methods of measuring fractal dimension and fractal signatures of multidimensional stochastic signals]. *Radiotekhnika i elektronika* [Radio engineering and electronics], 2004, vol. 49, no. 12, pp. 1468–1491.
7. Dvornikov P. A., Luk'yanov D. A., Shutov C. C., Zhilkin A. S. Metody lokalizacii defektnyh TBC v reaktore MBIR [Methods of localization of defective TBCs in the MBIR reactor]. *Izvestiya vuzov. Yadernaya energetika* [Proceedings of universities. Nuclear energy]. 2013, no. 3, pp. 24–33.
8. Suhih A. V., Pavlov S. V. Ispol'zovanie impul'snogo metoda vihretokovogo kontrolya dlya defektoskopii obluchyonnyh tvelov VVER [The use of the pulsed method of eddy current testing for flaw detection of irradiated fuel elements of VVER]. *Atomnaya energiya* [Atomic Energy]. 2009, vol. 107, iss. 2, pp. 115–118.
9. Novoselov A. E. Sostoyanie obolochek TVELov VVER posle shesti let ekspluatacii [Condition of VVER fuel rod cladding after six years of operation]. *Fizika i himiya obrabotki materialov* [Physics and chemistry of materials processing]. 2009, no. 2, pp. 24–32.
10. Smirnova I. M. Rezul'taty issledovanij poverhnostnyh otlozhenij na obolochkah tvelov RBMK-1000 [Results of investigations of surface deposits on fuel element cladding RBMK-1000]. *Teploenergetika* [Heat power engineering]. 2010, no. 7, pp. 17–20.
11. Staroverov A. I., Salyaev A. V., Zverev I. D. Opyt vvoda v ekspluataciyu sektornoj sistemy kontrolya germetichnosti obolochek tvelov RU BN-600 i RU BN-800 [Experience of putting into operation the sector control system of tightness of fuel-element cladding of RU BN-600 and RU BN-800]. *Desyataya mezhdunarodnaya nauchno-tekhnicheskaya konferenciya "Bezopasnost', effektivnost' i ekonomika atomnoj energetiki"* [Tenth International Scientific and Technical Conference "Safety, Efficiency and Economics of Nuclear Energy"]. Moscow, 2016, pp. 162–164.
12. Dvornikov P. A., Kovtun S. N., Shutov S. S. Lokalizaciya defektnyh TVS po pokazaniyam datchikov sektornogo KGO na osnove modelej perenosa oskolkov deleniya v aktivnoj zone reaktora tipa BN [Localization of defective fuel assemblies according to the readings of sensors of the sector CGO based on models of fission fragments transfer in the core of a BN-type reactor]. *Sbornik tezisov dokladov na nauchno–tekhnicheskoj konferencii "Teplofizika reaktorov na bystryh nejtronah* (Teplofizika – 2014) [Collection of abstracts of reports at the scientific and technical conference "Thermal physics of fast reactors (Thermophysics – 2014)]. Obninsk, 2014. pp. 205–206.

Надійшла (received) 15.12.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Буданов Павло Феофанович (Буданов Павел Феофанович, Budanov Pavlo Feofanovych) – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри Фізики, електротехніки і електроенергетики Української інженерно-педагогічної академії; Харків, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0002-1542-9390; e-mail: pavelfeofanovich@ukr.net.

Бровко Костянтин Юрійович (Бровко Константин Юрьевич, Brovko Kostiantyn Yuriiovych) – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри Фізики, електротехніки і електроенергетики Української інженерно-педагогічної академії; м. Харків, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0002-9669-9316; e-mail: brovkokonstantin@gmail.com.

Хом'як Едуард Анатолійович (Хомяк Эдуард Анатольевич, Khomiak Eduard Anatoliiovych) – аспірант Української інженерно-педагогічної академії; м. Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2579-2986; e-mail: eakhomiak@gmail.com.

Тимошенко Олег Андрійович (Тимошенко Олег Андреевич, Tymoshenko Oleh Andriiovych) – аспірант Української інженерно-педагогічної академії; м. Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0003-4660-1840; e-mail: timafey148@gmail.com.

УДК 681.5.017 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.05**

П. Ф. БУДАНОВ, К. Ю. БРОВКО, Е. А. ХОМ'ЯК, Є. В. ФЕДОРОВ

УДОСКОНАЛЕННЯ АСУТП ЕНЕРГОБЛОКУ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДЛЯ РІЗНИХ РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ

Проведено аналіз критеріїв підвищення техніко-економічної ефективності при експлуатації електроенергетичного обладнання енергоблоків електростанцій. Вказано, що в існуючих методиках розрахунку техніко-економічного ефекту не враховуються чинники, які призводять до техніко-економічних витрат при зупинах енергоблоку і зниженні навантаження електроспоживачів. Значним фактором у підвищенні техніко-економічної ефективності при експлуатації автоматизованих систем управління технологічними процесами на енергоблоці електростанції є оперативний контроль з виявлення низького рівня ступеня достовірності інформації. Показано, що надійність функціонування технологічного обладнання енергоблоку істотно залежить від ефективності автоматизованого управління у позаштатних ситуаціях, коли відбувається несанкціоноване зупинення енергоблоку, через помилкове спрацьовування. Виявлено, що причиною помилкових спрацьовувань є інформація про параметри технологічного процесу енергоблоку, яка характеризується низьким ступенем достовірності. Показано, що непередбачене несанкціоноване зупинення енергоблоку і зниження навантаження для електроспоживачів призводить до значних економічних і матеріальних втрат, а, отже, і до зниження техніко-економічної ефективності при автоматизованому управлінні енергоблоком. Показано, що у застосовуваних техніко-економічних моделях не враховуються фінансові та матеріальні витрати, які відбуваються через несанкціоноване зупинення енергоблоку і зниження навантаження для електроспоживачів при помилкових спрацьовуваннях в режимі реального часу. Розроблена єдина інтегрована економіко-математична модель, яка дозволяє розрахувати економічний ефект з урахуванням зміни надійності технологічного обладнання енергоблоку за рахунок своєчасного оперативного виявлення помилкових спрацьовувань і інформації з низьким ступенем достовірності. Для розрахунку економічного ефекту на основі розробленої єдиної економіко-математичної моделі запропоновано модульний блок режиму нештатних ситуацій, зв'язаний з модулями помилкових спрацьовувань і аварійних ознак, який враховує статичні і оперативні техніко-економічні складові. Надано практичні рекомендації для застосування техніко-економічного модуля в програмно-технічному комплексі енергоблоку, що дозволяє проводити розрахунки техніко-економічного ефекту на основі статичних даних, що надходять з пам'яті даних і поточних даних з енергоблоку.

Ключові слова: нештатний режим енергоблоку, критерії ефективності, методика розрахунку економічного ефекту.

П. Ф. БУДАНОВ, К. Ю. БРОВКО, Э. А. ХОМЯК, Е. В. ФЕДОРОВ

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АСУТП ЭНЕРГОБЛОКА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

Проведен анализ критериев повышения технико-экономической эффективности при эксплуатации электроэнергетического оборудования энергоблоков электростанций. Указано, что в существующих методиках расчета технико-экономического эффекта не учитываются факторы, которые приводят к технико-экономическим затратам при остановах энергоблока и снижении нагрузки электропотребителей. Значительным фактором в повышении технико-экономической эффективности при эксплуатации автоматизированных систем управления технологическими процессами на энергоблоке электростанции является оперативный контроль по выявлению информации с низким уровнем степени достоверности. Показано, что надежность функционирования технологического оборудования энергоблока существенно зависит от эффективности автоматизированного управления в нештатных ситуациях, когда происходят несанкционированные остановки энергоблока из-за ложных срабатываний. Обнаружено, что причиной ложных срабатываний является информация о параметрах технологического процесса энергоблока, которая характеризуется низкой степенью достоверности. Показано, что непредвиденные несанкционированные остановки энергоблока и снижение нагрузки для электропотребителей приводят к значительным экономическим и материальным потерям, а, следовательно, и к снижению технико-экономической эффективности при автоматизированном управлении энергоблоком. Показано, что в применяемых технико-экономических моделях не учитываются финансовые и материальные затраты, которые происходят из-за несанкционированной остановки энергоблока и снижение нагрузки для электропотребителей при ложных срабатываниях в режиме реального времени. Разработана единая интегрированная экономико-математическая модель, которая позволяет рассчитать экономический эффект с учетом изменения надежности технологического оборудования энергоблока, за счет своевременного оперативного выявления ложных срабатываний и информации с низкой степенью достоверности. Для расчета экономического эффекта на основе разработанной единой экономико-математической модели предложен модульный блок режима нештатных ситуаций, связанный с модулями ложных срабатываний и аварийных признаков, учитывающий статические и оперативные технико-экономические составляющие. Даны практические рекомендации для применения технико-экономического модуля в программно-техническом комплексе энергоблока, который позволяет проводить расчеты технико-экономического эффекта на основе статистических данных, поступающих из памяти данных и текущих данных с энергоблока.

Ключевые слова: нештатный режим энергоблока, критерии эффективности, методика расчета экономического эффекта.

P. F. BUDANOV, K. YU. BROVKO, E. A. KHOMIAK, E. V. FEDOROV

IMPROVEMENT OF ICS OF POWER PLANT UNIT FOR DIFFERENT MODES OF OPERATION

The analysis of the criteria for improving the technical and economic efficiency in the operation of the electric power equipment of power units of power plants. It is indicated that the existing methods for calculating the technical and economic effect do not take into account the factors that lead to technical and economic costs when the power unit is stopped and the load of electricity consumers is reduced. A significant factor in increasing the technical and economic efficiency in the operation of automated control systems for technological processes at the power unit of the power plant is operational control to identify information with a low level of reliability. It is shown that the reliability of the functioning of the technological equipment of the power unit significantly depends on the efficiency of automated control in emergency situations, when unauthorized shutdowns of the power unit occur due to false alarms. It was found that the reason for false alarms is information about the parameters of the technological process of the power unit, which is characterized by a low degree of reliability. It is shown that unforeseen unauthorized shutdowns of the power unit and a decrease in the load for power consumers lead to significant economic and material losses, and, consequently, to a decrease in technical and economic efficiency with automated control of the power unit. It is shown that the applied technical and economic models do not take into account financial and material costs that occur due to an

© П. Ф. Буданов, К. Ю. Бровко, Е. А. Хомя'як, Є. В. Федоров, 2020

unauthorized shutdown of the power unit and a decrease in the load for electrical consumers in case of false alarms in real time. A unified integrated economic and mathematical model has been developed, which allows calculating the economic effect, taking into account the change in the reliability of the technological equipment of the power unit, due to the timely prompt detection of false alarms and information with a low degree of reliability. To calculate the economic effect on the basis of the developed unified economic and mathematical model, a modular block of the mode of emergency situations is proposed, associated with the modules of false positives and emergency signs, taking into account the static and operational technical and economic components. Practical recommendations are given for using the technical and economic module in the software and hardware complex of the power unit, which allows calculating the technical and economic effect based on statistical data coming from the data memory and current data from the power unit.

Keywords: abnormal operation of a power unit, efficiency criteria, method for calculating the economic effect.

Вступ. Для надійної та економічної роботи енергоблоків теплових (ТЕС) і атомних електричних станцій (АЕС) в усіх експлуатаційних режимах застосовуються програмно-технічні комплекси (ПТК) автоматизованих систем управління технологічними процесами (АСУТП) [1]. Однією з найважливіших вимог до ПТК АСУТП є забезпечення надійності експлуатації енергоблоку з високими техніко-економічними показниками на основі певної швидкодії, обумовленої швидкістю протікання технологічного процесу при виконанні заданих функцій [2].

У зв'язку з безперервним підвищенням рівня автоматизації енергоблоків питання техніко-економічної ефективності експлуатованих і модернізованих АСУТП набувають актуальності. Це обумовлено перш за все тим, що на апаратно-програмні та технічні засоби АСУТП витрачаються значні кошти, а їх обслуговування та ремонтно-відновлювальні роботи вимагають великих витрат оперативного персоналу ТЕС і АЕС. Актуальність питань економіки при автоматизації управління технологічними процесами особливо зросла в даний час через використання в АСУТП дорогих електронно-обчислювальних комплексів, що вимагають для свого функціонування кваліфікованого обслуговування [3]. Як відомо [4], джерела техніко-економічної ефективності, характер і ступінь впливу АСУТП на техніко-економічні показники виробництва електроенергії залежать від функціональних, алгоритмічних, програмних і технічних рішень. Однак, у зв'язку зі специфічними особливостями роботи АСУТП в нештатних режимах роботи енергоблоку доводиться враховувати не конкретну техніко-економічну ефективність, а її функцію від часу, характер і ступінь достовірності інформації [5]. Це висуває нові додаткові вимоги до забезпечення порівнянності розрахунків техніко-економічної ефективності з урахуванням критеріїв достовірності інформації про технологічні параметри в нештатних режимах роботи енергоблоку.

Таким чином, актуальність обраного напрямку дослідження полягає у вивченні процесів впливу інформації з низьким ступенем достовірності про технологічні параметри на техніко-економічну ефективність автоматизованого управління в нештатних режимах роботи енергоблоку електростанції.

Метою статті є підвищення техніко-економічної ефективності автоматизованого управління енергоблоком в нештатних режимах функціонування на основі виявлення інформації з низьким ступенем достовірності про технологічні параметри в режимі реального часу.

Обґрунтування структури АСУТП енергоблоку в штатних і позаштатних режимах функціонування. При розробці структури АСУТП енергоблоку характерною особливістю є контроль параметрів технологічного процесу в режимі реального часу з урахуванням критерію оптимальності управління [1]. До теперішнього часу поширення набули структури АСУТП енергоблоком в штатному режимі, де основна обробка інформації здійснюється в центральному керуючому пристрої (ЦКП) (рис. 1).

Рисунок 1 – Варіант структурної схеми АСУТП енергоблоку з повністю централізованою системою обробки інформації в штатному режимі функціонування

При такому підході знижується швидкодія обробки даних про зміну технологічних параметрів, що впливає на оперативність формування керуючих сигналів на виконавчі механізми, регулюючі та запірні органи [2]. Тому, в роботі запропоновано структуру АСУТП, де інформація частково обробляється в ЦКП, а частково передається з датчиків контролю безпосередньо на логічні та аналогові автомати, пристрої технологічного захисту [3] (рис. 2).

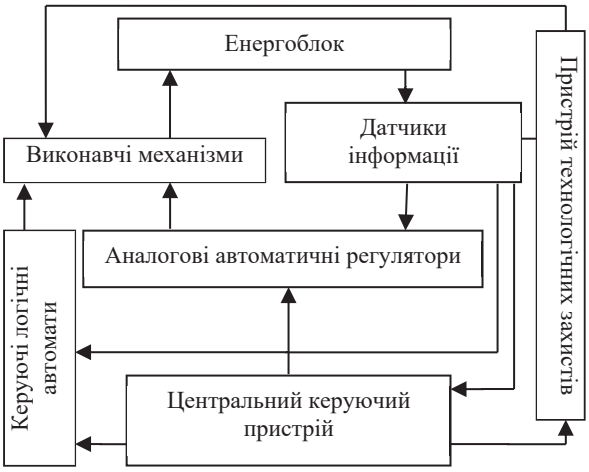


Рисунок 2 – Варіант структурної схеми АСУТП енергоблоку з частково децентралізованою системою обробки інформації в штатному режимі функціонування

При такій системі управління центральний пристрій виконано у вигляді керуючої обчислювальної машини, яка дозволяє змінювати завдання локальних регуляторів, координувати роботу логічних автоматів, контролювати хід виконання операцій управління [4].

Необхідно зауважити, що основною проблемою забезпечення нормальної експлуатації енергоблоку ТЕС і АЕС є контроль інформації на достовірність при переходу енергоблоку в нештатний аварійний режим функціонування. Сучасні ТЕС і АЕС, характеризуються великим обсягом дискретного управління, особливо в нестаціонарних позаштатних режимах (несанкціонований зупин і наступний повторний пуск енергоблоку) [5].

Несанкціонований зупин і наступний повторний пуск енергоблоку може проводитися через помилкові спрацьовування блокування та захисти. Тому в структурних схемах АСУТП для штатних режимів необхідно додатково включати структурні елементи у вигляді окремих модулів для перевірки інформації на ступінь достовірності. Також необхідно контролювати відхилення параметрів технологічного процесу від норми в нестаціонарних позаштатних режимах [6]. У зв'язку з цим було запропоновано виконувати завдання автоматизованого управління енергоблоком в нештатних режимах на основі штатної схеми АСУТП з використанням додаткового модульного блоку режиму позаштатних ситуацій (МБ РПШС) (рис. 3). Даний модуль МБ РПШС дозволить забезпечити ефективне управління енергоблоком на основі удосконалення програмно-технічних засобів і математичних моделей для випадкових експлуатаційних збурень, що реалізуються в режимі реального часу [7].

Таким чином, варіант структурної схеми АСУТП енергоблоку при його функціонуванні в позаштатних аварійних режимах, з урахуванням модульного блоку РПШС, може мати вигляд, представлений на рис. 3.

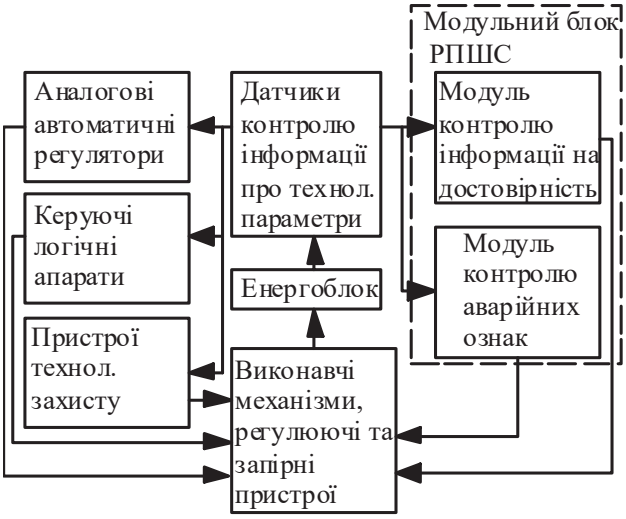


Рисунок 3 – Структурна схема АСУТП енергоблоку при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних ситуаціях

У пропонованому варіанті структурної схеми АСУТП обґрунтованість і достовірність отриманих інформаційних сигналів управління повинна відповідати алгоритму управління технологічним процесом в режимі реального часу [8].

Така структура АСУТП при роботі енергоблоку в позаштатних аварійних режимах функціонування електроенергетичного обладнання дозволяє на всіх рівнях управління враховувати наступні фактори:

1. стабілізацію процесів по заданим режимним значенням технологічних параметрів і забезпечити безпеку роботи технологічного обладнання за допомогою автоматичних регуляторів, контрольно-вимірювальних приладів, автоматичних захистів;

2. проведення режимної корекції системи управління (зміна налаштувань регуляторів, перемикання при нестаціонарних режимах або при зміні виду палива) відповідно до режимних карт, технічних інструкцій з експлуатації;

3. адаптацію алгоритмів при зміні властивостей об'єкта на основі режимних карт та інструкцій;

4. визначення показників техніко-економічної ефективності і якості протікання технологічного процесу, їх аналіз, прийняття рішень, складання звітності [9].

Для реалізації перерахованих вище факторів і вирішення задач управління в позаштатних аварійних режимах пропонується варіант побудови інформаційно-алгоритмічної схеми для структури АСУТП енергоблоком (рис. 4).

Необхідно розглянути особливості роботи інформаційно-алгоритмічної схеми АСУТП при функціонуванні електроенергетичного обладнання для позаштатних режимів роботи енергоблоку [10].

При зборі дискретної інформації та первинній обробці вимірювальної інформації, для контролю за достовірністю інформації про параметри технологічного процесу, цифрові дані додатково спрямовуються в модуль контролю інформації на достовірність (МКІД) (рис. 3).

У модулі МКІД формується керуючий сигнал «Помилкове спрацьовування» для уточнення динамічних і ймовірнісних характеристик або «Зупинка енергоблоку» на виявлення умов переходу під час пуску і на виконавчі пристрої технічного захисту енергоблоку [7].

При виявленні аварійних ознак за допомогою аварійних реєстраторів цифрові дані додатково направляються в модуль контролю аварійних ознак (МКАО) для аналізу і прийняття рішень.

У модулі МКАО в результаті обробки цифрового коду формується і видається керуючий сигнал на зміну режиму функціонування електроенергетичного обладнання, тобто переведення енергоблоку в нештатний режим функціонування [4].

Таким чином, наукове обґрунтування структури АСУТП енергоблоку в штатних і позаштатних ситуаціях дозволяє зробити висновок про можливість таких структур виявляти помилкові спрацьовування обладнання та недостовірну інформацію про технологічні параметри [5].

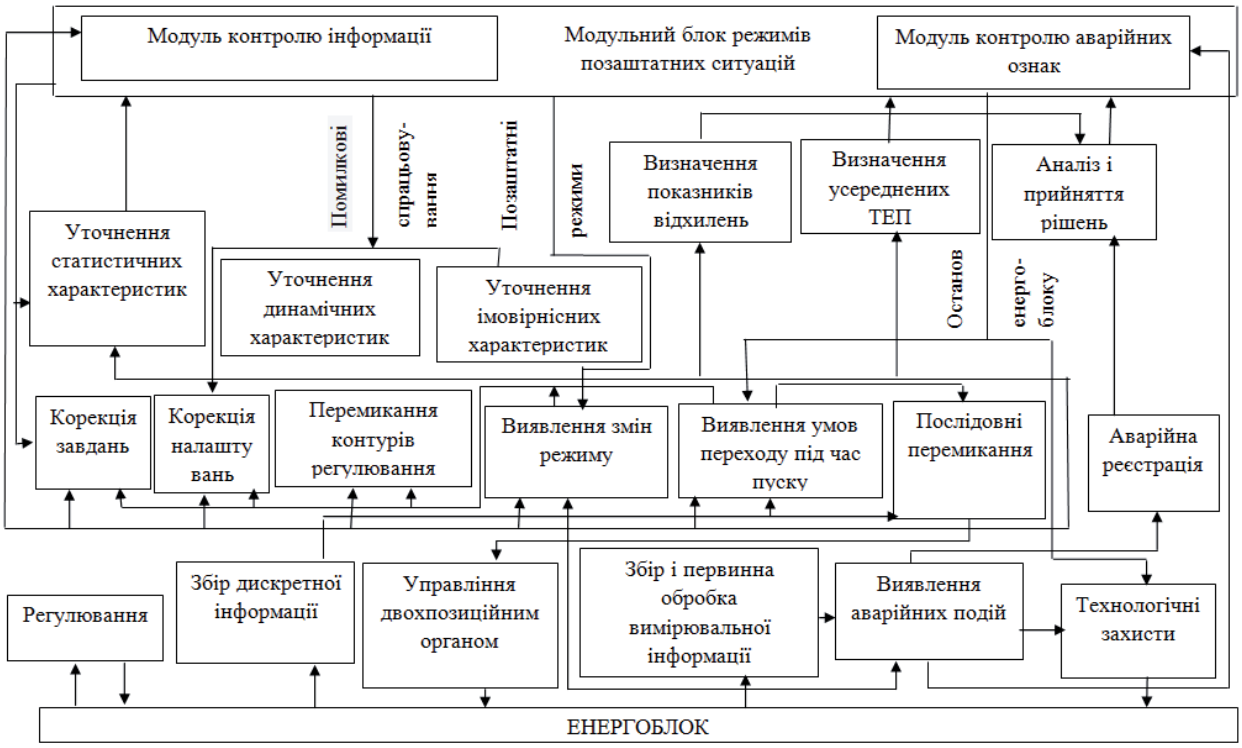


Рисунок 4 – Інформаційно-алгоритмічна схема АСУТП енергоблоку при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних режимах

Підходи з удосконалення методики розрахунку техніко-економічного ефекту для автоматизованого управління енергоблоком. Складовою підвищення надійності і економічності роботи енергоблоку електростанції є [10]:

- більш точна підтримка технологічних параметрів в нормі, від яких залежить надійність роботи обладнання енергоблоку;
- зменшення термічних напружень при пусках;
- розвинена система діагностики обладнання;
- забезпечення високої надійності оператора, яка визначається удосконаленням організації його взаємодії з технікою з урахуванням психофізичних можливостей людини;
- скорочення відхилень технологічних параметрів, від яких залежить коефіцієнт корисної дії (ККД) енергоблоку;
- підвищення середнього рівня технологічних параметрів, від яких залежить ККД енергоблоку;
- оптимізація технологічних режимів;
- оперативна реакція персоналу на відхилення від норми економічних показників;
- скорочення втрат тепла при пуску.

При цьому економічними вимогами до технічних засобів є:

- мінімальні капітальні вкладення на створення комплексу технічних засобів (КТС);
- мінімальні виробничі площі для розміщення КТС;
- мінімальні витрати на допоміжне обладнання.

При створенні АСУТП електроенергетичних об’єктів використовують принцип економічного характеру, який визначає вибір математичних методів і моделей, склад використовуваної інформації, необхідні технічні комплекси і програмні засоби [2].

Забезпечення техніко-економічної ефективності застосування мікропроцесорних пристроїв в ПТК АСУТП запропоновано досягати вирішенням наступних завдань [11]:

1. економічністю інформації за рахунок мінімальної вартості при її обробці, зберіганні, передачі і скорочення обсягу даних, а також вибором найкращих форм представлення команд, операцій і кодів;
2. організацією оперативного управління технологічним процесом за рахунок своєчасного вибору і прийняття варіантів оптимальних рішень;
3. зменшенням числа відмов і помилкових спрацьовувань при своєчасному виявленні інформації з низькою достовірністю;
4. зниженням витрат на дорогу обчислювальну техніку, шляхом впровадження модульного принципу вирішення завдань і функцій АСУТП енергоблоку ТЕС і АЕС в режимі реального часу;
5. скороченням оперативного персоналу за рахунок забезпечення виконання функцій управління сучасними високоефективними технічними засобами, які мають високу швидкість виконання операцій і видачі команд управління;
6. зниженням кількості передаварійних і аварійних ситуацій за рахунок оперативного контролю і впливу на відхилення технологічних параметрів технологічного процесу енергоблоку від норми [12].

Вибір критеріїв оцінки техніко-економічного ефекту в нештатних режимах роботи енергоблоку. Як відомо [1–4], на сьогоднішній день розрахунки та обґрунтування техніко-економічної ефективності систем автоматизації з управління технологічними процесами на енергоблоках проводяться на основі «Типової методики визначення економічної ефективності капітальних вкладень».

У даній методиці [5] в якості основних показників ефективності застосування систем автоматизації приймаються поточні експлуатаційні і одноразові капітальні витрати на створення і впровадження АСУТП.

Аналіз методик розрахунку техніко-економічного ефекту автоматизованого управління, проведений на основі робіт [1–4, 10] показують, що найбільш доцільним є обчислення річного економічного ефекту E_{aef} в залежності від річної економії. В якості додаткових умов враховуються експлуатаційні та економічні витрати на технічні та апаратно-програмні засоби АСУ відповідно до виразу (1):

$$E_{aef} = \Delta U - E_n \cdot \Delta Q, UAH \qquad (1)$$

де ΔU – річна економія експлуатаційних витрат АСУТП ТЕС і АЕС;

E_n – нормативний коефіцієнт техніко-економічної ефективності (для електроенергетики $E_n = 0{,}15$);

ΔQ – додаткові експлуатаційні економічні витрати на технічні та апаратно-програмні засоби АСУТП ТЕС і АЕС.

Слід відзначити, що в існуючих методиках з розрахунку економічного ефекту складові річної економії ΔU ґрунтуються на статистичних даних за рік і не враховують поточні зміни в нештатних режимах роботи енергоблоку [9].

Крім того, дана методика не дозволяє враховувати характеристики параметрів з низьким ступенем достовірності, які істотно впливає на число відмов технологічного обладнання в позаштатних режимах. Внаслідок цього вихід з ладу технологічного обладнання енергоблоку може привести до значних економічних втрат, наприклад добовий простій енергоблоку ТЕС в еквіваленті оцінюється в 250...300 тис. дол. США, а його повторний пуск потрібно до 150 тис. дол. США [2].

Таким чином, для вдосконалення методики розрахунку економічного ефекту необхідно вибрати критерії оцінки, які будуть враховувати ступінь достовірності інформації в режимі реального часу. При цьому техніко-економічна ефективність впровадження мікропроцесорних модулів для оцінки інформації з низькою достовірністю повинна ґрунтуватися на порівнянні з вихідним рівнем автоматизації технологічного процесу [10].

Тому, необхідно вибрати і запропонувати критерії для розрахунку техніко-економічних показників ΔU_{rtm}, в режимі реального часу для позаштатних режимів функціонування енергоблоку, особливо при зупинці і зниженні навантаження енергоблоку через помилкові спрацьовування.

Для розрахунку економічного ефекту запропоновано враховувати наступні складові техніко-економічних показників ΔU_{rtm} в режимі реального часу:

- економію через зміни витрати енергії на власні потреби енергоблоку при його зупинах і повторному пуску;
- економію через зміни експлуатаційного ККД енергоблоку при виявленні аварійних ознак про відхилення технологічних параметрів.

Висновки. Для удосконалення методики для розрахунку техніко-економічної ефективності були розроблені:

- варіант структурної схеми АСУТП енергоблоку при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних ситуаціях;
- структурна схема АСУТП енергоблоку при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних ситуаціях;
- інформаційно-алгоритмічна схема АСУТП енергоблоку при функціонуванні електроенергетичного обладнання в позаштатних режимах;
- критерії оцінки техніко-економічного ефекту для методики розрахунку техніко-економічної ефективності на основі єдиної інтегрованої економіко-математичної моделі при експлуатації АСУТП енергоблоку електростанції в позаштатних ситуаціях.

Список літератури

1. Александров Е. В., Горелик А. Х., Розенбаум И. Д. Дисплейное управление в АСУ ТП атомных электростанций. *Проблемы обеспечения безопасности информационных и управляющих систем АЭС. Сб. науч. тр.* Одесса, 2010. С. 84–88.
2. Боровиков Ю. С., Прохоров А. В., Сулайманов А. О. Всережимный моделирующий комплекс реального времени и его использование для решения задач управления в ИЭС ААС. *Релейная защита и автоматизация*. 2012. № 1. С. 54–59.
3. Дуэль М. А. Автоматизация определения технических характеристик энергооборудования. *Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит : Общегосударственный научно-производственный и информационный журнал*. 2013. № 2. С. 13–19.
4. Биленко В. А. Функциональные возможности современных АСУ ТП ТЭС и новый уровень автоматизации. *Электрические станции*. 2004. № 1. С. 13–18.
5. Буданов П. Ф., Бровко К. Ю., Васюченко П. В. Повышение надёжности функционирования энергообъектов на основе усовершенствования программно-технического комплекса автоматизированной подсистемы аварийной и предупредительной защит. *Збірник наукових праць Харківського університету Повітряних Сил*. 2016. Вип. 3 (48). С. 161–167.
6. Stoppato A., Mirandola A., Meneghetti G., Casto E. On the operation strategy of steam power plants working at variable load: *Technical and economic issues. Energy*. 2017. Vol. 37. P. 228–236.
7. Duy D., Vasseur D. A practical methodology for modeling and estimation of common cause failure parameters in multi-unit nuclear PSA model. *Reliability Engineering & System Safety*. 2018. Vol. 170. P. 159–174.
8. Буданов П. Ф., Бровко К. Ю. Повышение надежности управления технологическим процессом энергообъекта способом выявления аварийных признаков в нештатных режимах функционирования на основе метода фрактального обнаружения. *Системи обробки інформації*. Харків, 2016. Вип. 7. С. 175–180.

9. Кухоренко А. Н. Методика расчета экономической эффективности инвариантной системы автоматического регулирования уровня воды в барабане котла. *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2015. № 6. С. 62–73.
10. Канюк Г. И, Дуэль М. А. Автоматизация технологических процессов и ее влияние на эффективность энергопроизводства ТЭС и АЭС. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий.* Харьков: Технологический центр. 2011. Т. 5, № 8 (53). С. 15–22.
11. Герасименко К. Е. Использование непрерывных функций в элементах оборудования защит АЭС для диагностирования неисправностей типа «несрабатывание по требованию». *Радіоелектронні і комп'ютерні системи*. 2011. № 1. С. 29–33.
12. Буданов П. Ф., Бровко К. Ю. Динамічна просторово-часова модель інформаційно-керуючих систем програмно-технічних комплексів АСУ ТП енергоблоку електростанції. *Збірник наукових праць Харківського університету Повітряних Сил.* 2016. Вип. 4 (49). С. 80–85.

References (transliterated)

1. Aleksandrov E. V., Gorelik A. H., Rozenbaum I. D. Displejnoe upravlenie v ASU TP atomnyh elektrostancij [Display control in automated process control systems of nuclear power plants]. *Problemy obespecheniya bezopasnosti informacionnyh i upravlyayushchih sistem AES. Sb. nauch. tr.* [Problems of ensuring the safety of information and control systems of nuclear power plants. Collection of scientific papers]. Odessa, 2010, pp. 84–88.
2. Borovikov Yu. S., Prohorov A. V., Sulajmanov A. O. Vserezhimnyj modeliruyushchij kompleks real'nogo vremeni i ego ispol'zovanie dlya resheniya zadach upravleniya v IES AAS [All-mode real-time modeling complex and its use for solving control problems in IES AAS]. *Relejnaya zashchita i avtomatizaciya* [Relay protection and automation]. 2012, No. 1, pp. 54–59.
3. Duel' M. A. Avtomatizaciya opredeleniya tekhnicheskih harakteristik energooborudovaniya [Automation of determination of technical characteristics of power equipment]. *Energosberezhenie. Energetika. Energoaudit : Obshchegosudarstvennyj nauchno-proizvodstvennyj i informacionnyj zhurnal* [Energy saving. Energy. Energy audit: National scientific-production and information journal]. 2013, No. 2, pp. 13–19.
4. Bilenko V. A. Funkcional'nye vozmozhnosti sovremennyh ASU TP TES i novyj uroven' avtomatizacii. [Functional capabilities of modern APCS TPP and a new level of automation]. *Elektricheskie stancii* [Electric stations]. 2004, No. 1, pp. 13–18.
5. Budanov P. F., Brovko K. Yu., Vasyuchenko P. V. Povyshenie nadyozhnosti funkcionirovaniya energoob"ektov na osnove usovershenstvovaniya programmno-tekhnicheskogo kompleksa avtomatizirovannoj podsistemy avarijnoj i predupreditel'noj zashchit. [Improving the reliability of the functioning of power facilities on the basis of improving the software and hardware complex of the automated subsystem of emergency and preventive protection]. *Zbirnyk naukovykh prats Kharkivskoho universytetu Povitrianykh Syl* [Collection of scientific works of Kharkiv University of the Air Force]. 2016, iss. 3 (48), pp. 161–167.
6. Stoppato A., Mirandola A., Meneghetti G., Casto E. On the operation strategy of steam power plants working at variable load: *Technical and economic issues. Energy*. 2017, vol. 37, pp. 228–236.
7. Duy D., Vasseur D. A practical methodology for modeling and estimation of common cause failure parameters in multi-unit nuclear PSA model. *Reliability Engineering & System Safety*. 2018, vol. 170, pp. 159–174.
8. Budanov P. F., Brovko K. Yu. Povyshenie nadezhnosti upravleniya tekhnologicheskim processom energoob"ekta sposobom vyyavleniya avarijnyh priznakov v neshtatnyh rezhimah funkcionirovaniya na osnove metoda fraktal'nogo obnaruzheniya [Improving the reliability of the process control of a power facility by detecting emergency signs in abnormal operating modes based on the fractal detection method]. *Systemy obrobky informatsii* [Information processing systems]. 2016, iss. 7, pp. 175–180.
9. Kuhorenko A. N. Metodika rascheta ekonomicheskoj effektivnosti invariantnoj sistemy avtomaticheskogo regulirovaniya urovnya vody v barabane kotla [Methodology for calculating the economic efficiency of an invariant system for automatic regulation of the water level in the boiler drum]. *Energetika. Izv. vyssh. ucheb. zavedenij i energ. ob"edinenij SNG* [Energy. Izv. higher. study. institutions and energy. CIS associations]. 2015, No. 6, pp. 62–73.
10. Kanyuk G. I, Duel' M. A. Avtomatizaciya tekhnologicheskih processov i ee vliyanie na effektivnost' energoproizvodstva TES i AES [Automation of technological processes and its impact on the efficiency of energy production at TPP and NPP]. *Eastern European Journal of Advanced Technologies*. 2011, vol. 5, no. 8 (53), pp. 15–22.
11. Gerasimenko K. E. Ispol'zovanie nepreryvnyh funkcij v elementah oborudovaniya zashchit AES dlya diagnostirovaniya neispravnostej tipa «nesrabatyvanie po trebovaniyu» [The use of continuous functions in elements of NPP protection equipment for diagnosing malfunctions of the "failure on demand" type]. *Radioelektronni i komp'iuterni systemy* [Electronic and computer systems]. 2011, no. 1, pp. 29–33.
12. Budanov P. F., Brovko K. Yu. Dynamichna prostorovo-chasova model informatsiino-keruiuchykh system prohramno-tekhnichnykh kompleksiv ASU TP enerhobloku elektrostantsii [Dynamic space-time model of information and control systems of software and hardware complexes of ACS TP of power plant unit]. *Zbirnyk naukovykh prats Kharkivskoho universytetu Povitrianykh Syl* [Collection of scientific works of Kharkiv University of the Air Force]. 2016, iss. 4 (49), pp. 80–85.

Надійшла (received) 15.12.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Буданов Павло Феофанович (Буданов Павел Феофанович, Budanov Pavlo Feofanovych) – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри фізики, електротехніки і електроенергетики Української інженерно-педагогічної академії; Харків, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0002-1542-9390; e-mail: pavelfeofanovich@ukr.net.

Бровко Костянтин Юрійович (Бровко Константин Юрьевич, Brovko Kostiantyn Yuriiovych) – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри фізики, електротехніки і електроенергетики Української інженерно-педагогічної академії; Харків, Україна; ORCID: http://orcid.org/0000-0002-9669-9316; e-mail: brovkokonstantin@gmail.com.

Хом'як Едуард Анатолійович (Хомяк Эдуард Анатольевич, Khomiak Eduard Anatoliiovych) – аспірант Української інженерно-педагогічної академії; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2579-2986; e-mail: eakhomiak@gmail.com.

Федоров Євген В'ячеславович (Федоров Евгений Вячеславович, Fedorov Yevhen Viacheslavovych) – аспірант Української інженерно-педагогічної академії; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2579-2986; e-mail: evhen.fedorov@gmail.com.

УДК 628.971.6 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.06**

О. М. ДОВГАЛЮК, Р. В. БОНДАРЕНКО, І. С. ЯКОВЕНКО

РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ АВТОНОМНИХ ОСВІТЛЮВАЛЬНИХ КОМПЛЕКСІВ ДЛЯ АВТОМОБІЛЬНИХ ШЛЯХІВ УКРАЇНИ

Зменшення рівня небезпеки на автомобільних шляхах за допомогою створення сучасних систем освітлення – це одне з важливих практичних завдань, яке на сьогоднішній день має певні проблеми. Стрімкий розвиток відновлюваної енергетики дозволяє використовувати готові рішення для створення автономних освітлювальних комплексів для нерегульованих пішохідних переходів. Виконано аналіз особливостей проєктування, конструктивного виконання та експлуатації автономних освітлювальних комплексів, що розташовані на території Харківської області та які для живлення освітлювальних приладів та миготливих сигнальних світлофорів використовують відновлювальні джерела і системи накопичення енергії. Результати аналізу довели, що досліджувані освітлювальні комплекси не здатні самі себе забезпечити енергією в потрібному обсязі і нормально функціонувати при низькому рівні інсоляції і низькій температурі навколишнього середовища. Виявлені причини нестабільної роботи автономних освітлювальних комплексів, серед яких основною є недостатня точність урахування фактичних кліматичних умов експлуатації об’єктів при формуванні проєктних рішень. Розроблені заходи для підвищення ефективності функціонування досліджуваних автономних освітлювальних комплексів, які передбачають застосування готових технічних рішень на основі сучасних засобів і технологій. Запропоновано критерій достатності застосування розроблених заходів для вирішення задачі забезпечення автономного живлення освітлювальних комплексів для автошляхів, в якості якого прийнято знак результуючої потужності комплексу за розрахунковий період часу. Практичне використання розробленого критерію підтвердило доцільність застосування запропонованих заходів щодо підвищення ефективності експлуатації досліджуваних автономних освітлювальних комплексів для автомобільних шляхів. Виконані розрахунки довели недостатність використання тільки сонячних панелей для живлення освітлювальних комплексів автошляхів, розташованих в регіонах з нестабільним рівнем інсоляції. Кількісно підтверджено доцільність застосування гібридних систем живлення автономних освітлювальних комплексів, в яких, крім сонячних панелей, використовуються такі додаткові джерела живлення як вітрогенератори та системи з електромеханічними перетворювачами.

Ключові слова: відновлюване джерело енергії, автономний освітлювальний комплекс, сонячна панель, вітрогенератор, електромеханічний перетворювач, інсоляція, потужність, термін автономної роботи, критерій достатності, ефективність функціонування.

О. Н. ДОВГАЛЮК, Р. В. БОНДАРЕНКО, И. С. ЯКОВЕНКО

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АВТОНОМНЫХ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ УКРАИНЫ

Снижение уровня опасности на автомобильных дорогах с помощью создания современных систем освещения – это одна из важных практических задач, которая на сегодняшний день имеет определенные проблемы. Стремительное развитие возобновляемой энергетики позволяет использовать готовые решения для создания автономных осветительных комплексов для нерегулируемых пешеходных переходов. Выполнен анализ особенностей проектирования, конструктивного исполнения и эксплуатации автономных осветительных комплексов, которые расположены на территории Харьковской области и для питания осветительных приборов и мигающих сигнальных светофоров используют возобновляемые источники и системы накопления энергии. Результаты анализа показали, что исследуемые осветительные комплексы не способны сами себя обеспечить энергией в нужном объеме и нормально функционировать при низком уровне инсоляции и низкой температуре окружающей среды. Выявлены причины нестабильной работы автономных осветительных комплексов, среди которых основной является недостаточная точность учета фактических климатических условий эксплуатации объектов при формировании проектных решений. Разработаны мероприятия для повышения эффективности функционирования исследуемых автономных осветительных комплексов, предусматривающие применение готовых технических решений на основе современных средств и технологий. Предложен критерий достаточности применения разработанных мероприятий для решения задачи обеспечения автономного питания осветительных комплексов для автодорог, в качестве которого принят знак результирующей мощности комплекса за расчетный период времени. Практическое использование разработанного критерия подтвердило целесообразность применения предложенных мероприятий по повышению эффективности эксплуатации исследуемых автономных осветительных комплексов для автомобильных дорог. Выполненные расчеты показали недостаточность использования только солнечных панелей для питания осветительных комплексов автодорог, расположенных в регионах с нестабильным уровнем инсоляции. Количественно подтверждена целесообразность применения гибридных систем питания автономных осветительных комплексов, в которых, кроме солнечных панелей, используются такие дополнительные источники питания как ветрогенераторы и системы с электромеханическими преобразователями.

Ключевые слова: возобновляемый источник энергии, автономный осветительный комплекс, солнечная панель, ветрогенератор, электромеханический преобразователь, инсоляция, мощность, срок автономной работы, критерий достаточности, эффективность функционирования.

O. M. DOVGALYUK, R. V. BONDARENKO, I. S. YAKOVENKO

DEVELOPMENT OF MEASURES TO IMPROVE THE OPERATIONAL EFFICIENCY OF AUTONOMOUS LIGHTING COMPLEXES FOR UKRAINIAN HIGHWAYS

Reducing highway hazards through the creation of modern lighting systems is an important practical task that currently has some difficulties. The rapid development of renewable energy makes it possible to use off-the-shelf solutions to create autonomous lighting complexes for unregulated pedestrian crossings. The analysis of peculiarities of design, constructive structure and operation of autonomous lighting complexes, which are located in Kharkiv region and use renewable energy sources and energy storage systems to power lighting devices and flashing signal lights, is carried out. The analysis results showed that the lighting complexes under investigation are not capable of supplying sufficient energy for themselves and of functioning properly at low insolation and low ambient temperatures. The reasons for the unstable operation of autonomous lighting complexes have been identified, with the

© О. М. Довгалюк, Р. В. Бондаренко, І. С. Яковенко, 2020

main one being the insufficient accuracy of taking into account the actual climatic operating conditions of facilities when forming design solutions. Measures have been developed to improve the efficiency of the autonomous lighting complexes under study, involving the use of off-the-shelf technical solutions based on modern tools and technologies. A criterion for sufficiency of the developed measures to solve the problem of autonomous power supply of lighting complexes for highways is proposed. The sign of the resulting capacity of the complex over the calculation time period is taken as a sufficiency criterion. The practical use of the developed criterion confirmed the feasibility of the proposed measures to improve the operational efficiency of the investigated autonomous lighting complexes for highways. Calculations have shown that it is not sufficient to use solar panels alone to supply highway lighting complexes located in regions with unstable levels of insolation. The feasibility of hybrid power supply systems for autonomous lighting complexes that use additional power sources such as wind turbines and systems with electromechanical converters in addition to solar panels has been quantitatively confirmed.

Keywords: renewable energy source, autonomous lighting complex, solar panel, wind generator, electromechanical converter, insolation, power, autonomous operation period, sufficiency criterion, efficiency of operation.

Постановка проблеми. Стійкою тенденцією розвитку енергетики на сьогоднішній день є активне використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), які широко застосовуються як у складі електроенергетичних систем, так і побутовими споживачами. Одним з перспективних напрямків застосування автономних ВДЕ є живлення електричних установок невеликої потужності, для яких відсутня можливість підключення до централізованих мереж енергопостачальної організації або вартість підключення яких є дуже високою через складність в узгодженні документації, отриманні дозволів тощо. Яскравим прикладом таких споживачів є автономні освітлювальні комплекси (АОК), встановлені на нерегульованих пішохідних переходах автомобільних шляхів.

Освітлення нерегульованих пішохідних переходів має дуже важливе значення для створення безпечних умов на дорогах. Дослідження показують, що 32 % дорожньо-транспортних пригод (ДТП) з наїздом на пішохода виникає в денний час, а 68 % в нічний [1]. У багатьох країнах світу питанню застосування АОК для нерегульованих пішохідних переходів приділяється багато уваги при проєктуванні, реалізації та експлуатації. Статистика показує, що встановлення освітлювальних приладів на пішохідних переходах різко зменшує кількість ДТП і суттєво підвищує безпеку як пішоходів, так і водіїв.

Згідно [2] всі пішохідні переходи повинні бути освітлені відповідно до встановлених нормативів. Однак перед проєктними та будівельними організаціями часто постає питання приєднання до електричних мереж освітлювального обладнання пішохідного переходу в умовах значної віддаленості об’єкта від джерела живлення. Оскільки варіант будівництва кабельної або повітряної лінії для підключення декількох світлодіодних світильників є дуже дорогим, то проєкти з використанням сонячних панелей для живлення таких навантажень активно розробляються і реалізуються як у світі, так і в Україні. Сонячні панелі встановлюються на опорах освітлення і протягом дня заряджають акумулятори, а в темний час доби акумулятори живлять світильник і миготливий сигнальний світлофор.

У 2019 році на дорогах України було встановлено кілька сотень таких об’єктів, але згодом було виявлено, що вони працюють нестабільно. В осінні та зимові місяці, що характеризуються мінімальною інсоляцією, освітлення пішохідних переходів не працювало взагалі або працювало не на повну потужність.

Таким чином, питання підвищення ефективності експлуатації АОК для автомобільних шляхів України є досить актуальним і своєчасним.

Аналіз публікацій. Багато вчених у світі займалася питаннями використання ВДЕ для освітлення автошляхів. Так, увага приділялась аналізу різних типів ВДЕ для електропостачання систем освітлення вулиць [3], в результаті чого доведено, що саме сонячні панелі є найбільш економічними у порівнянні з вітроустановками, дизель-генераторами та іншими джерелами автономного живлення.

Досліджувалась можливість забезпечення автономного освітлення різних одиниць міської інфраструктури від ВДЕ, проводився аналіз їх особливостей роботи та переваг [4], завдяки чому були визначені шляхи для зменшення втрат електричної енергії в досліджуваних електричних мережах.

Багато наукових робіт присвячено питанням дослідження надійності та ефективності систем вуличного освітлення, що використовують в якості джерела живлення ВДЕ [5], особливостям застосування інтелектуальних систем управління для вуличного освітлення з інтегрованими ресурсами сонячної енергії [6], використанню «розумних систем» для вирішення завдань енергозбереження при роботі вуличного освітлення з ВДЕ [7], а також створенню систем сонячного світлодіодного інтелектуального освітлення, заснованого на інтернеті речей і використанні суперконденсаторів [8].

Слід зазначити, що незважаючи на активне впровадження в експлуатацію АОК питання аналізу недоліків роботи таких установок висвітлені недостатньо. З цієї причини дане дослідження дало б можливість визначити основні шляхи усунення виявлених недоліків та підвищити ефективність роботи досліджуваних освітлювальних комплексів.

Мета статті. Метою проведеного дослідження є виявлення та аналіз проблем функціонування АОК для автомобільних шляхів України та розробка заходів щодо підвищення ефективності їх експлуатації.

Аналіз функціонування АОК для автомобільних шляхів України. Для визначення причин нестабільної роботи АОК були проаналізовані особливості проєктування, монтажу та експлуатації таких об’єктів для автошляхів України. З цією метою відповідно до інформації щодо проєктних рішень про комплекти обладнання для АОК, представленої в [9], та рівнів інсоляції в регіоні були визначені терміни автономної роботи досліджуваних установок відповідно до виразу:

$$t_{\text{АОК}_p} = \frac{U_{\text{АК}} \cdot \text{C}_{\text{АК}} \cdot N \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{ГР}} \cdot K_{\text{ДЄ}}}{P_{\text{Н}}}, \quad (1)$$

де $t_{\text{АОК}_p}$ – розрахунковий час роботи АОК;

$U_{\text{АК}}$ – напруга однієї акумуляторної батареї;

$C_{\text{АК}}$ – ємність акумулятора;

N – кількість акумуляторних батарей;

$K_{\text{П}}$ – ККД перетворювача;

$K_{\text{ГР}}$ – коефіцієнт глибини розряду;

$K_{\text{ДЄ}}$ – коефіцієнт доступної ємності, який залежить від режиму розряду і температури;

$P_{\text{Н}}$ – потужність навантаження.

За умови правильного вибору обладнання освітлювальний комплекс повинен забезпечити автономну роботу установки без підзарядки не менше трьох діб відповідно до нормативних документів. При цьому середня тривалість роботи АОК на добу протягом зазначеного періоду визначається за виразом:

$$t_{\text{АОК}_{\text{доб}}} = \frac{t_{\text{АОК}_p}}{N_{\text{доб}}}, \quad (2)$$

де $t_{\text{АОК}_{\text{доб}}}$ – середня тривалість роботи АОК за добу;

$N_{\text{доб}}$ – нормована кількість діб автономної роботи освітлювального комплексу без підзарядки, яка згідно [10] становить $N_{\text{доб}} = 3$ доби.

Для забезпечення необхідних умов безпеки на автомобільних дорогах в Харківській області відповідно до технічних вимог і діючих нормативів з освітленості було встановлено по одному АОК з кожного боку пішохідного переходу. Освітлення було забезпечено з використанням світильників потужністю 29 Вт зі світловим потоком 3200 Лм і робочою напругою 220–240 В. Для автономного живлення світильників та миготливих сигнальних світлофорів відповідно до проєктного рішення передбачено установку двох сонячних панелей потужністю 175 Вт [9]. Об’єкти були змонтовані та введені в експлуатацію у жовтні 2019 року.

Результати розрахунку показали, що терміни автономної роботи більшості досліджуваних АОК, змонтованих з використанням обладнання відповідно до заявлених проєктних рішень і представлених специфікацій, за умови повного заряду акумуляторних батарей і температурі повітря + 20 °C становлять $t_{\text{АОК}_p} \leq 21{,}07$ год. Середня тривалість роботи за добу протягом зазначеного періоду для досліджуваних АОК становить $t_{\text{АОК}_{\text{доб}}} \leq 7$ год.

Таким чином, відповідно до розрахунку, АОК заявленої комплектації можуть забезпечувати автономну роботу без підзарядки протягом трьох діб, працюючи по 7 годин на добу. Це дійсно правильний комплект обладнання для літнього періоду року, оскільки тривалість темного часу доби в цей період не перевищує 7 год. Однак такий комплект не здатний забезпечити стабільну роботу для зимового періоду року, оскільки тривалість нічного часу для нього становить більше 10 год, що показано на рис. 1 [11].

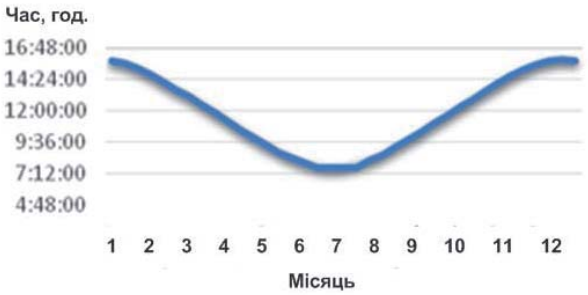


Рисунок 1 – Тривалість темного часу доби для міста Харкова (Україна)

Слід зазначити також, що рівень інсоляції в Україні є мінімальним в зимовий період року (рис. 2) [12], а температура повітря при цьому є досить низькою. Ці природні фактори не дозволяють заряджати акумулятор до 100 % ємності в зимовий період року, а холодна температура навколишнього середовища збільшує рівень розряду.

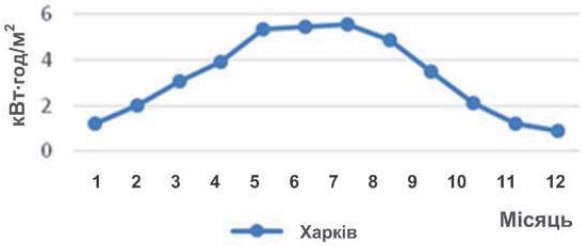


Рисунок 2 – Рівень середньомісячної сонячної інсоляції для міста Харкова (Україна)

При спостереженні за функціонуванням АОК на автомобільних дорогах Харківської області було встановлено, що в зимовий період року при мінімальній інсоляції світильники взагалі не працювали на всіх об’єктах, в той час як миготливі світлофори продовжували працювати на більшості об’єктів. Освітлення пішохідних переходів відновлювалося і працювало в нормальному режимі у дні з ясною погодою, для яких рівень освітлюваності відповідав розрахунковим значенням.

Таким чином, проведений аналіз показав, що досліджувані АОК не здатні самі себе забезпечити енергією в потрібному обсязі і нормально функціонувати при низькому рівні інсоляції і низькій температурі навколишнього середовища.

Розробка заходів для підвищення ефективності функціонування АОК автомобільних шляхів. З метою створення необхідних умов безпеки пішоходів і водіїв слід розробити заходи щодо усунення виявлених недоліків в роботі досліджуваних АОК для автомобільних шляхів та підвищення ефективності їх роботи.

Оскільки потужність джерел живлення недостатня для нормальної роботи досліджуваних АОК, слід передбачити установку додаткових джерел енергії або взагалі знайти нове рішення. Перелік пропонованих варіантів підвищення ефективності функціонування АОК для автошляхів передбачає використання готових технічних рішень, що

використовують сучасні засоби і технології: установка додаткових сонячних панелей; заміна існуючих сонячних панелей на більш потужні; установка вітрогенератора з горизонтальною або вертикальною віссю обертання; установка систем генерації енергії з електромеханічним перетворювачем.

В якості критерію для оцінки достатності розроблених заходів доцільно використовувати знак результуючої потужності АОК за розрахунковий період часу:

$$P_{\text{рез}} = \sum_{t=0}^{T} (P_{\text{гент}} - P_{\text{навт}}), \qquad (3)$$

де $P_{\text{гент}}$ – потужність, що виробляється АОК в момент часу t;

$P_{\text{навт}}$ – потужність навантаження освітлювального комплексу в момент часу t;

T – тривалість розрахункового періоду.

Позитивний знак результуючої потужності АОК за розрахунковий період часу свідчить про наявність залишку вироблюваної потужності після покриття необхідного навантаження, що свідчить про достатній обсяг виробленої енергії для забезпечення надійної і стабільної роботи досліджуваної установки. Негативний же знак результуючої потужності за розрахунковий період часу вказує на наявність дефіциту вироблюваної потужності для покриття необхідного навантаження, що свідчить про недостатній обсяг виробленої енергії і призводить до нестабільної роботи АОК.

Перший варіант заходів передбачає установку додаткових сонячних панелей, оскільки існуюча комплектація АОК не забезпечує повний заряд акумулятора. Розрахунки показали, що для забезпечення стабільної роботи досліджуваного АОК потрібна установка чотирьох сонячних панелей замість двох передбачених або збільшення потужності однієї панелі зі 175 Вт до 350 Вт. Однак, це призведе до збільшення маси і парусності об'єкту, що вимагає проведення додаткової перевірки опори на механічну міцність. Значення результуючої потужності АОК при його комплектації згідно із заявленим проєктним рішенням представлено у табл. 1, а після установки додаткових сонячних панелей – у табл. 2.

Для другого варіанту передбачається установка на діючі АОК вітрогенератора з горизонтальною або вертикальною віссю обертання, в результаті чого створюється гібридна система генерації енергії, що дозволяє збільшити встановлену потужність для заряду акумулятора. Таке джерело відновлюваної енергії буде більш доречним і ефективним в дні зі слабкою інсоляцією. Зовнішній вигляд такого гібридного АОК представлений на рис. 3. Слід зазначити, що такий варіант комплектації АОК також потребує перевірки опори на механічну міцність.

Таблиця 1 – Результат розрахунку результуючої потужності при базовій комплектації АОК

Місяць року	Загальна потужність, що вироблена АОК, кВт/доба	Потужність навантаження за денний період, кВт/доба	Потужність навантаження за нічний період, кВт/доба	Потужність, що акумулюється, кВт/доба	Результуюча потужність АОК за добу, кВт/доба	Результуюча потужність АОК за 3 доби, кВт/доба
Січень	0,19	0,1	0,29	0,09	–0,2	–0,6
Лютий	0,64			0,54	0,25	0,75
Березень	1,03			0,93	0,64	1,92
Квітень	1,37			1,27	0,98	2,94
Травень	1,81			1,71	1,42	4,26
Червень	1,9			1,8	1,51	4,53
Липень	1,9			1,8	1,51	4,53
Серпень	1,74			1,64	1,35	4,05
Вересень	1,2			1,1	0,81	2,43
Жовтень	0,61			0,51	0,22	0,66
Листопад	0,23			0,13	–0,16	–0,48
Грудень	0,13			0,03	–0,26	–0,78

Таблиця 2 – Результат розрахунку результуючої потужності АОК з чотирма сонячними панелями

Місяць року	Загальна потужність, що вироблена АОК, кВт/доба	Потужність навантаження за денний період, кВт/доба	Потужність навантаження за нічний період, кВт/доба	Потужність, що акумулюється, кВт/доба	Результуюча потужність АОК за добу, кВт/доба	Результуюча потужність АОК за 3 доби, кВт/доба
Січень	0,41	0,1	0,29	0,31	0,02	0,06
Лютий	1,10			1,00	0,71	2,13
Березень	1,61			1,51	1,22	3,66
Квітень	2,13			2,03	1,74	5,22
Травень	2,84			2,74	2,45	7,35
Червень	2,91			2,81	2,52	7,56
Липень	2,93			2,83	2,54	7,62
Серпень	2,76			2,66	2,37	7,11
Вересень	1,96			1,86	1,57	4,71
Жовтень	1,12			1,02	0,73	2,19
Листопад	0,64			0,54	0,25	0,75
Грудень	0,39			0,29	0,00	0

Важливим питанням є визначення найкращого варіанту комплектації такого гібридного АОК, для чого необхідно розрахувати оптимальну величину потужності та габарити вітрогенератора [13, 14].

Вітрогенератор з горизонтальною віссю є найбільш розповсюдженим типом вітрогенераторів, він може працювати лише від прямого потоку повітря на лопаті пропелера. Потужність для такого типу вітрогенераторів залежить від розміру вітроколеса та сили вітру [15] і визначається вона за виразом:

$$P_{гв} = \xi \cdot \pi \cdot R^2 \cdot 0.5 \cdot V^3 \cdot \rho \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \,, \qquad (4)$$

де ξ – коефіцієнт використання енергії вітру;
R – радіус вітроколеса;
V – швидкість повітряного потоку;
ρ – щільність повітря;
η_1 – ККД редуктора;
η_2 – ККД генератора.

Рисунок 3 – Гібридний АОК для автошляхів з сонячною панеллю та вітрогенератором

Відповідно до виразу (4) була визначена потужність вітрогенераторів для досліджуваних освітлювальних комплексів, величина якої становила 18÷32 Вт. Установка запропонованих вітрогенераторів з горизонтальною віссю обертання допоможе досліджуваним АОК працювати більш ефективно, про що свідчать результати табл. 3.

Таблиця 3 – Результат розрахунку результуючої потужності АОК з двома сонячними панелями та вітрогенератором з горизонтальною віссю

Місяць року	Загальна потужність, що вироблена АОК, кВт/доба	Потужність навантаження за денний період, кВт/доба	Потужність навантаження за нічний період, кВт/доба	Потужність, що акумулюється, кВт/доба	Результуюча потужність АОК за добу, кВт/доба	Результуюча потужність АОК за 3 доби, кВт/доба
Січень	0,42	0,1	0,29	0,34	0,05	0,15
Лютий	0,94			0,86	0,57	1,71
Березень	1,33			1,25	0,96	2,88
Квітень	1,69			1,61	1,32	3,96
Травень	2,16			2,08	1,79	5,37
Червень	2,30			2,22	1,93	5,79
Липень	2,35			2,27	1,98	5,94
Серпень	2,04			1,96	1,67	5,01
Вересень	1,55			1,47	1,18	3,54
Жовтень	0,97			0,89	0,6	1,8
Листопад	0,63			0,55	0,26	0,78
Грудень	0,4			0,32	0,03	0,09

Використання вітрогенератора з вертикальною віссю для досліджуваних АОК має меншу ефективність у порівнянні з вітрогенератором з горизонтальною віссю, проте його застосування дозволяє поліпшити роботу досліджуваної системи. Перевагою вітрогенераторів з вертикальною віссю є те, що такі генератори можуть працювати не тільки від прямого потоку повітря, а ще й від потоку повітря при русі транспортних засобів, що проїжджають повз освітлювальний комплекс.

Розрахунок потужності вітрогенератора з вертикальною віссю проводиться в залежності від кількості встановлених лопатей. Для досліджуваного АОК пропонується застосування вітрогенератора з трьома лопатями, особливості конструкції якого представлені на рис. 4.

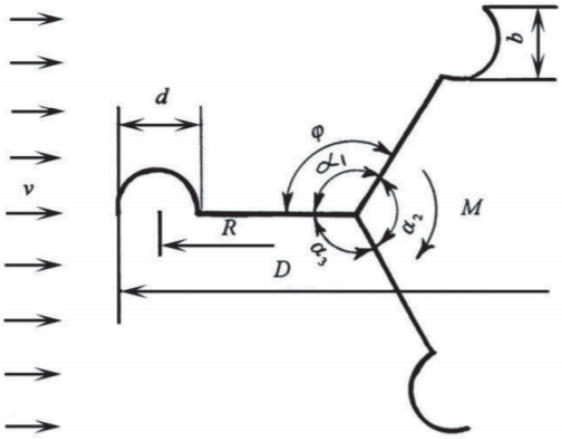


Рисунок 4 – Схема 3-лопатевого вітрогенератора з вертикальною віссю

Основні параметри запропонованого вітрогенератора з вертикальною віссю наступні:

- діаметр вітроколеса D = 0,7 м;
- діаметр лопаті d = 0,095 м;
- кут між осями кріплення лопатей $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = 120°$;
- висота вітроколеса H = 1 м;
- кут повороту вітроколеса φ.

Обертовий момент, що виникає за рахунок аеродинамічних сил на кожній із лопатей, визначається за виразом [16]:

$$\mathrm{M}_i = 0.5 \cdot C_i \cdot \rho \cdot S_i \cdot V^2 \cdot L_i \,, \qquad (5)$$

де S_i – площа проєкції лопаті;
L_i – плече сили тиску.

Відповідно до розрахунку середній момент обертання для запропонованого вітрогенератора дорівнює 0,32 Н/м. На основі цього значення можна визначити середній обертовий момент ротора з трьома лопатями за виразом:

$$\mathrm{M}_{ср} = C_{max} \cdot M^*_{ср} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d \cdot D \cdot H, \qquad (6)$$

де C_{max} – максимальне значення коефіцієнту опору;
$M^*_{ср}$ – усереднене значення обертового моменту по лопатям.

Потужність ротора для вітрогенератора з вертикальною віссю знаходимо за формулою [17]:

$$P_{\text{вв}} = \omega \cdot \text{M}_{\text{ср}}, \quad (7)$$

де ω – кутова швидкість, що визначається виразом:

$$\omega = \frac{Z \cdot R}{V}, \quad (8)$$

де Z – швидкохідність лопатей вітрогенератора, яка для даного ротора дорівнює 0,5;

R – радіус ротора.

Проведені розрахунки показали, що для вітрогенераторів, що пропонуються для встановлення на досліджуваних АОК, величина середнього обертового моменту ротора становить M_{cp} = 0,17 Н/м. Відповідно до чого, значення кутової швидкості дорівнює ω = 0,08 Рад/с, а розрахункова потужність вітрогенераторів з вертикальною віссю становить P_{BB} = 13,6 Вт. Таким чином, доцільно прийняти для встановлення на досліджуваних АОК вітрогенератори з вертикальною віссю та номінальною потужністю $P_{BB\,ном}$ = 20 Вт.

Згідно з отриманими даними можна зробити висновок, що використання вітрогенераторів з вертикальною віссю для досліджуваних АОК має меншу ефективність, ніж застосування вітрогенератора з горизонтальною віссю, проте його використання дозволяє покращити роботу досліджуваної системи, про що свідчать результати табл. 4.

Таблиця 4 – Результат розрахунку результуючої потужності АОК з двома сонячними панелями та вітрогенератором з вертикальною віссю

Місяць року	Загальна потужність, що вироблена АОК, кВт/доба	Потужність навантаження за денний період, кВт/доба	Потужність навантаження за нічний період, кВт/доба	Потужність, що акумулюється, кВт/доба	Результуюча потужність АОК за добу, кВт/доба	Результуюча потужність АОК за 3 доби, кВт/доба
Січень	0,39	0,1	0,29	0,31	0,02	0,057
Лютий	0,7			0,62	0,33	0,987
Березень	1,07			0,99	0,7	2,097
Квітень	1,45			1,37	1,08	3,237
Травень	1,87			1,79	1,5	4,497
Червень	2			1,92	1,63	4,887
Липень	2,01			1,93	1,64	4,917
Серпень	1,86			1,78	1,49	4,467
Вересень	1,3			1,22	0,93	2,787
Жовтень	0,67			0,59	0,3	0,897
Листопад	0,44			0,36	0,07	0,207
Грудень	0,41			0,33	0,04	0,117

Ще одним заходом щодо підвищення ефективності роботи досліджуваних АОК для автошляхів є встановлення систем перетворення кінетичної енергії проїжджаючого автотранспорту в електричну. Такі системи набирають велику популярність у багатьох країнах світу, забезпечуючи електроенергією багато різних придорожніх об'єктів [18].

Для створення такої системи в покриття дорожнього полотна вбудовуються товстолистові шини, всередині яких встановлена рухома частина та генератор з маховиком. При проїзді транспортних засобів по таким шинам рухома частина опускається під вагою автомобіля на певну глибину, призводить до переміщення рейок приводу електричного генератора, які через циліндричний мультиплікатор обертають ротор генератора. Загальний вигляд такої системи генерації електричної енергії з електромеханічним перетворювачем представлений на рис. 5, який відображає основний принцип її роботи. Ця система генерації електричної енергії додатково підвищує безпеку руху при встановленні біля пішохідних переходів, змушуючи транспортні засоби знижувати швидкість за принципом «лежачого поліцейського» [19]. Потужність одного такого перетворювача може складати 50–75 Вт.

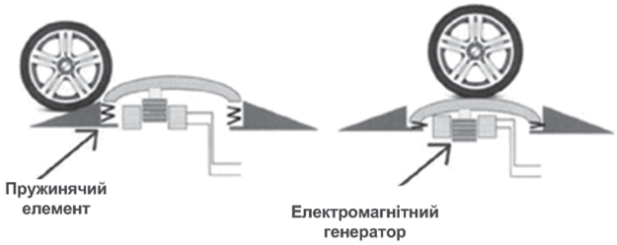


Рисунок 5 – Система генерації електричної енергії з електромеханічним перетворювачем [20]

Додаткова установка електромеханічного перетворювача для живлення АОК пішохідного переходу забезпечить підвищення ефективності його функціонування, про що свідчать результати розрахунку, представлені у табл. 5.

Аналіз результатів розрахунку щодо застосування різних заходів для поліпшення роботи АОК для пішохідних переходів, представлених в табл. 2–5, показує, що найбільш ефективним заходом забезпечення безперебійної роботи є застосування системи генерації електричної енергії з електромеханічним перетворювачем. Однак слід зазначити, що установка такої системи є дуже дорогим заходом в порівнянні з установкою додаткового вітрогенератора або сонячної панелі.

Таким чином, запропоновані заходи підвищення ефективності роботи АОК для автомобільних шляхів України дозволяють використовувати готові технічні засоби для вирішення досліджуваної проблеми. Слід зазначити, що вартість розглянутих заходів значно відрізняється між собою, що необхідно враховувати при обґрунтуванні вибору конкретного рішення для практичного застосування.

Таблиця 5 – Результат розрахунку результуючої потужності АОК з двома сонячними панелями та електромеханічним перетворювачем

Місяць року	Загальна потужність, що вироблена АОК, кВт/доба	Потужність навантаження за денний період, кВт/доба	Потужність навантаження за нічний період, кВт/доба	Потужність, що акумулюється, кВт/доба	Результуюча потужність АОК за добу, кВт/доба	Результуюча потужність АОК за 3 доби, кВт/доба
Січень	1,09	0,1	0,29	1,006	0,719	2,157
Лютий	1,54			1,456	1,169	3,507
Березень	1,93			1,846	1,559	4,677
Квітень	2,27			2,186	1,899	5,697
Травень	2,71			2,626	2,339	7,017
Червень	2,8			2,716	2,429	7,287
Липень	2,8			2,716	2,429	7,287
Серпень	2,64			2,556	2,269	6,807
Вересень	2,1			2,016	1,729	5,187
Жовтень	1,51			1,426	1,139	3,417
Листопад	1,13			1,046	0,759	2,277
Грудень	1,03			0,946	0,659	1,977

Висновки. Аналіз особливостей проєктування і експлуатації АОК для автомобільних шляхів України показав, що дані системи мають недоліки в роботі, пов'язані з нестабільністю роботи при низькій температурі та невисокому рівні інсоляції. Причинами нестабільної роботи АОК є недостатня точність врахування фактичних кліматичних умов експлуатації об'єктів при формуванні проєктних рішень. Для усунення цього недоліку для АОК, які вже експлуатуються, необхідна розробка і впровадження заходів щодо підвищення ефективності їх функціонування. Доцільним при розробці таких заходів буде застосування готових технічних рішень, що використовують сучасні засоби і технології.

Запропоновано критерій достатності застосування розроблених заходів щодо підвищення ефективності експлуатації АОК для автошляхів, в якості якого прийнято знак результуючої потужності комплексу за розрахунковий період часу. Розрахунок даного критерію для досліджуваних АОК довів доцільність застосування запропонованих заходів для вирішення задачі забезпечення автономного живлення освітлювальних комплексів.

Проведені дослідження довели недостатність використання тільки сонячних панелей для живлення АОК автошляхів, розташованих в регіонах з нестабільним рівнем інсоляції. Кількісно підтверджено, що доцільним є застосування гібридних систем живлення АОК, в яких, крім сонячних панелей, використовуються додаткові джерела живлення (вітрогенератори, системи з електромеханічними перетворювачами та інші).

Обґрунтування вибору оптимального варіанту заходів щодо підвищення ефективності роботи АОК для автомобільних шляхів вимагає врахування реальних технічних і кліматичних умов експлуатації комплексів, а також можливостей сучасних технічних засобів і вартості всіх їх складових.

Список літератури

1. Єфименко Р. В., Попович Н. І., Беленчук О. В. Аналіз причин виникнення ДТП і розробка заходів із підвищення безпеки дорожнього руху. *Науково-виробничий журнал*. 2015. № 6 (248). С. 34–35.
2. *ДБН В.2.5-28: 2018. Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення*. Київ: Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України. 2018. 133 с.
3. Kumar N. M., Singh A. K., Kumar Reddy K. V. Fossil Fuel to Solar Power: A Sustainable Technical Design for Street Lighting in Fugar City, Nigeria. *Department of Electrical & Electronics Engineering, Bharat Institute of Engineering & Technology*. 2016. № 93.P. 956–966.
4. Чумакевич В. О., Атаманюк В. В., Пулеко І. В., Дубовський А. М. Обґрунтування можливості освітлення парків в місцях постійної дислокації за допомогою сонячних батарей у Львівській області. *Національна академія сухопутних військ імені гетьмана Петра Сагайдачного*. 2015. Т. 13, № 2. С. 102–105.
5. Fashina A. A., Azeko S. T., Asare J., Ani C. J., Anye V. C., Rwenyagila E., Dandogbessi B. S., Oladele O., Dyeris M. A study on the reliability and performance of solar powered street lighting systems. *International Journal of Scientific World*. 2017. № 5 (2). P. 110–116. doi: 10.14419/ijsw.v5i2.8109.
6. Baburajan S., Osman A., Alzarooni F. A. Solar Powered LED Street Lighting System. *International Journal of Scientific & Engineering Research*. 2016. № 1088967. P. 1–8. doi: 10.13140/RG.2.2.26957.44009.
7. Fujii Y., Yoshiura N., Takita A., Ohta N. Smart street light system with energy saving function based on the sensor network. *Proceedings 4th Int. Conf. on Future Energy Systems (e-Energy'13)*. Berkeley, California, USA, 2013. P. 271–272.
8. Yang Z., Zhang X., Wang Ch. Solar LED Intelligent Lighting Systems Based on Internet of Things and New Energy Storage System. *Applied Mechanics and Materials*. 2014. № 687–691. P. 3281–3284. doi: https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.687-691.3281
9. *Офіційний ресурс по державним закупівлям в Україні, ProZorro*. URL: https://prozorro.gov.ua/tender/UA-2019-07-09-000721-b (дата звернення: 23.10.2020).
10. ДСТУ EN 60598-1:2017. *Світильники. Частина 1. Загальні вимоги та випробування (EN 60598-1:2015; AC:2015; AC:2016; AC:2017, IDT; IEC 60598-1:2014, MOD; COR1:2015; COR2:2015; COR3:2017, IDT)*. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2019. 162 с.
11. Гідрометеорологічний центр України. *Поточна погода в Харкові*. URL: https://meteo.gov.ua/en// 34300/current/ukraine (дата звернення: 25.10.2020).
12. *NASA Prediction of Worldwide Energy Resources* / National Aeronautics and Space Administration. URL: https://power.larc.nasa.gov/ (дата звернення: 25.10.2020).
13. Півняк Г. Г., Шкрабець Ф. П., Нойбергер Н., Ципленков Д. В. *Основи вітроенергетики*. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2015. 335 с.
14. Кудря С. О., Головко В. М. *Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії*. Київ: НТУ КПІ, 2019. 196 с.
15. Гармаш Є. В. Розрахунок вітрогенератора в сільській місцевості. *Наукові розробки молоді на сучасному етапі. Тези доповідей XVI Всеукраїнської наукової конференції молодих вчених та студентів. Т. 2: Мехатронні системи і комп'ютерні технології. Ресурсозбереження та охорона навколишнього середовища (27-28 квітня 2017 р., Київ)*. Київ: КНУТД, 2017. С. 400-401.
16. Claessens M. C. *The Design and Testing of Airfoils for Application in Small Vertical Axis Wind Turbines: Master of Science Thesis*. Delft University of Technology, 2006. 115 p.
17. Fedak W., Anweiler S., Gancarski W., Ulbrich R. Determination of the number of vertical axis wind turbine blades based on power spectrum. *Proceedings Int. Conf. Energy on Environment and*

Material Systems (EEMS 2017). Polanica-Zdrój, Poland, 2017. № 19. P. 1–6.
18. Del Castillo-García G., Blanco-Fernandez E., Pascual-Muñoz P., Castro-Fresno D. Energy harvesting from vehicular traffic over speed bumps: A review. *Proceedings of Institution of Civil Engineers: Energy*. 2018. Vol. 2. № 171. P. 58–69.
19. Гнатов А. В., Аргун Щ. В. Пат. на корисну модель UA 129625 U,Україна. *Спосіб генерування електричної енергії та примусового зниження швидкості з мультиплікатором*. 2018.
20. Dmitriev V. Patent US 2013/0193692 A1, United States. *Electric Power Generating Speed Bump*. 2013.

References (transliterated)

1. Yefy`menko R. V., Popovy`ch N. I., Belenchuk O. V. Analiz pry`chy`n vy`ny`knennya DTP i rozrobka zaxodiv iz pidvy`shhennya bezpeky` dorozhn`ogo ruxu [Analyse the causes of accidents and develop measures to improve road safety]. *Naukovo-vy`robny`chy`j zhurnal*. 2015, No. 6 (248), pp. 34–35.
2. *DBN B.2.5-28: 2018. Inzhenerne obladnannya budy`nkiv i sporud. Pry`rodne i shtuchne osvitlennya* [State Building Code B.2.5-28: 2018 Engineering equipment of buildings and structures. Natural and artificial lighting]. Kyiv: Ministry of Regional Development, Construction and Housing and Communal Services of Ukraine Publ., 2018. 133 p.
3. Kumar N. M., Singh A. K., Kumar Reddy K. V. Fossil Fuel to Solar Power: A Sustainable Technical Design for Street Lighting in Fugar City, Nigeria. *Department of Electrical & Electronics Engineering, Bharat Institute of Engineering & Technology*. 2016, No. 93, pp. 956–966.
4. Chumakevy`ch V. O., Atamanyuk V. V., Puleko I. V., Dubovs`ky`j A. M. Obg`runtuvannya mozhly`vosti osvitlennya parkiv v miscyax postijnoyi dy`slokaciyi za dopomogoyu sonyachny`x batarej u L`vivs`kij oblasti [Justification for the possibility of lighting parks in permanent locations with solar panels in the Lviv region]. *Nacional`na akademiya suxoputny`x vijs`k imeni get`mana Petra Sagajdachnogo*. 2015, vol. 13, no. 2, pp. 102–105.
5. Fashina A. A., Azeko S. T., Asare J., Ani C. J., Anye V. C., Rwenyagila E., Dandogbessi B. S., Oladele O., Dyeris M. A study on the reliability and performance of solar powered street lighting systems. *International Journal of Scientific World*. 2017, No. 5 (2), pp. 110–116. doi: 10.14419/ijsw.v5i2.8109.
6. Baburajan S., Osman A., Alzarooni F. A. Solar Powered LED Street Lighting System. *International Journal of Scientific & Engineering Research.* 2016, No. 1088967, pp. 1–8. doi: 10.13140/RG.2.2.26957.44009.
7. Fujii Y., Yoshiura N., Takita A., Ohta N. Smart street light system with energy saving function based on the sensor network. *Proceedings 4th Int. Conf. on Future Energy Systems (e-Energy'13).* Berkeley, California, USA Publ., 2013, pp. 271–272.
8. Yang Z., Zhang X., Wang Ch. Solar LED Intelligent Lighting Systems Based on Internet of Things and New Energy Storage System. *Applied Mechanics and Materials*. 2014, No. 687–691, pp. 3281–3284. doi: https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.687-691.3281.
9. *Oficijny`j resurs po derzhavny`m zakupivlyam v Ukrayini, ProZorro* [Official resource for public procurement in Ukraine, ProZorro]. Available at: https://prozorro.gov.ua/tender/UA-2019-07-09-000721-b (accessed 23.10.2020).
10. *DSTU EN 60598-1: 2017. Svity`l`ny`ky`. Chasty`na 1. Zagal`ni vy`mogy` ta vy`probuvannya* [State Standard 60598-1: 2017 Luminaires. Part 1. General requirements and tests]. Kyiv, State Enterprise "UkrNDNC" Publ., 2019. 162 p.
11. *Potochna pogoda v Xarkovi* [Hydrometeorological Centre of Ukraine]. Available at: https://meteo.gov.ua/en//34300/current/ukraine (accessed 25.10.2020).
12. *NASA Prediction of Worldwide Energy Resources* / National Aeronautics and Space Administration. Available at: https://power.larc.nasa.gov/ (accessed 25.10.2020).
13. Pivnyak G. G., Shkrabecz` F. P., Nojberger N., Cy`plenkov D. V. *Osnovy` vitroenergety`ky`* [Fundamentals of Wind Power]. Dnipropetrovs`k: Nacional`ny`j girny`chy`j universy`tet Publ., 2015. 335 p.
14. Kudrya S. O., Golovko V. M. *Osnovy` konstruyuvannya energoustanovok z vidnovlyuvany`my` dzherelamy` energiyi* [Fundamentals of designing energy installations with renewable energy sources]. Kyiv, NTU KPI Publ., 2019. 196 p.
15. Garmash Ye. V. Rozraxunok vitrogeneratora v sil`s`kij miscevosti [Calculating a wind turbine in a rural area]. *Naukovi rozrobky` molodi na suchasnomu etapi. Tezy` dopovidej XVI Vseukrayins`koyi naukovoyi konferenciyi molody`x vcheny`x ta studentiv. T. 2: Mexatronni sy`stemy` i komp'yuterni texnologiyi. Resursozberezhennya ta oxorona navkoly`shn`ogo seredovy`shha (27-28 kvitnya 2017 r., Ky`yiv)* [Theses of reports of XVI All-Ukrainian scientific conference of young scientists and students. T. 2: Mechatronic systems and computer technologies. Resource saving and environmental protection (27–28 April 2017, Kyiv)]. Kyiv, KNUTD Publ., 2017. pp. 400-401.
16. Claessens M. C. *The Design and Testing of Airfoils for Application in Small Vertical Axis Wind Turbines: Master of Science Thesis*. Delft University of Technology, 2006, 115 p.
17. Fedak W., Anweiler S., Gancarski W., Ulbrich R. Determination of the number of vertical axis wind turbine blades based on power spectrum. *Proceedings Int. Conf. Energy on Environment and Material Systems (EEMS 2017).* Polanica-Zdrój, Poland Publ., 2017, № 19, pp. 1–6.
18. Del Castillo-García G., Blanco-Fernandez E., Pascual-Muñoz P., Castro-Fresno D. Energy harvesting from vehicular traffic over speed bumps: A review. *Proceedings of Institution of Civil Engineers: Energy*. 2018, vol. 2, no. 171, pp. 58-69.
19. Gnatov A. V., Argun Shh. V. *Sposib generuvannya elektry`chnoyi energiyi ta pry`musovogo zny`zhennya shvy`dkosti z mul`ty`plikatorom* [Method of generating electrical power and forced speed reduction with multiplier]. Utility model patent UA, no. 129625 U, 2018.
20. Dmitriev V. *Electric Power Generating Speed Bump*. Patent US, no. 2013/0193692 A1, 2013.

Надійшла (received) 15.12.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Довгалюк Оксана Миколаївна (***Довгалюк Оксана Николаевна, Dovgalyuk Oksana Mykolayivna***) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», професор кафедри передачі електричної енергії; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0003-1994-619X; e-mail: Dovgalyuk_O@khpi.edu.ua.

Бондаренко Роман Вікторович (Бондаренко Роман Викторович, Bondarenko Roman Viktorovych) – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», аспірант кафедри передачі електричної енергії; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-6081-5020; e-mail: elektrotehnika245@ukr.net.

Яковенко Іван Сергійович (***Яковенко Иван Сергеевич, Yakovenko Ivan Serhiyovych***) – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», аспірант кафедри передачі електричної енергії; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0001-9934-2841; e-mail: i.c.jakovenko@gmail.com.

УДК 621.383 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.07**

Р. В. ЗАЙЦЕВ

АНАЛІЗ ВИМОГ ТА РОЗРОБКА ОПТИМАЛЬНОГО РІШЕННЯ ГНУЧКИХ СОНЯЧНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ДЛЯ ВИКОРИСТАННЯ У КОМБІНОВАНИХ PV/T СИСТЕМАХ

У статті визначено вимоги до фотоелектричних перетворювачів, призначених для роботи в якості інтегрованих джерел електроживлення комбінованих PV/T систем: ефективно генерувати електричну енергію при температурі 55 °C; забезпечувати коефіцієнт поглинання сонячної енергії на рівні не менш 90 % та мати коефіцієнт відбиття в інфрачервоній частині спектру не більше 10 %; разом із системою охолодження теплового колектора конструкція перетворювача має забезпечувати різницю між температурою перетворювача та температурою теплоносія не більше 5 °C. Проведено дослідження температурної залежності ефективності для плівкових фотоелектричних перетворювачів на основі сполук CdTe і $CuInSe_2$, аморфного кремнію та кристалічного GaAs, яке показало, що найменше зниження коефіцієнта корисної дії зі зростанням робочої температури мають приладові структури на основі базових шарів телуриду кадмію. При зміні температури на 50 °C коефіцієнт корисної дії таких приладів знижується усього на 1 %, а відносна швидкість зниження складає –0,14 відн. %/C, що суттєво менше за аналогічний показник для інших типів перетворювачів: GaAs –0,16 відн. %/C, аморфний кремній –0,21 відн. %/C, CuInSe2 –0,36 відн. %/C. Аналітична обробка та аналіз впливу світлових діодних характеристик на коефіцієнт корисної дії перетворювачів на основі телуриду кадмію показали, що температурна стабільність їх ефективності забезпечується густиною діодного струму насичення. При зростанні температури від 20 °C до 50 °C густина діодного струму насичення зростає на 50 % від $1{,}9\cdot10^{-9}$ A до $2{,}7\cdot10^{-9}$ A, що менше ніж для кремнієвих приладів, для яких діодний струм насичення зростає на 300 %. Дослідження показали, що коефіцієнт поглинання сонячної енергії гнучкого елемента на основі телуриду кадмію у видимому діапазоні складає 94–96 %, а коефіцієнт відбиття в інфрачервоній області спектра не перевищує 7–8%, що дозволяє в конструкції колектора відмовитися від використання абсорбера з селективним покриттям, оскільки його функцію буде виконувати плівковий фотоелектричний перетворювач. Запропоновано конструктивно-технологічне рішення фотоенергетичної системи з гнучкими фотоелектричними перетворювачами на основі телуриду кадмію.

Ключові слова: комбіновані PV/T системи, плівкові сонячні елементи, колектор, телурид кадмію, оптичні характеристики, електричні характеристики, ефективність, робоча температура.

Р. В. ЗАЙЦЕВ

АНАЛИЗ ТРЕБОВАНИЙ И РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ ГИБКИХ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В КОМБИНИРОВАННЫХ PV/T СИСТЕМАХ

В статье определены требования к фотоэлектрическим преобразователям, предназначенным для работы в качестве интегрированных источников электропитания комбинированных PV/T систем: эффективно генерировать электрическую энергию при температуре 55 °C; обеспечивать коэффициент поглощения солнечной энергии на уровне не менее 90 % и иметь коэффициент отражения в инфракрасной области спектра не более 10 %; вместе с системой охлаждения теплового коллектора конструкция преобразователя должна обеспечивать разницу между температурой преобразователя и температурой теплоносителя не более 5 °C. Проведено исследование температурной зависимости эффективности для пленочных фотоэлектрических преобразователей на основе соединений CdTe и CuInSe2, аморфного кремния и кристаллического GaAs, которое показало, что наименьшее снижение коэффициента полезного действия с ростом рабочей температуры имеют приборные структуры на основе базовых слоев теллурида кадмия. При изменении температуры на 50 °C коэффициент полезного действия таких приборов снижается всего на 1 %, а относительная скорость снижения составляет –0,14 отн. %/C, что существенно меньше аналогичного показателя для других типов преобразователей: GaAs –0,16 отн. %/C, аморфный кремний –0,21 отн. %/C, $CuInSe_2$ –0,36 отн. %/C. Аналитическая обработка и анализ влияния световых диодных характеристик на коэффициент полезного действия преобразователей на основе теллурида кадмия показали, что температурная стабильность их эффективности обеспечивается за счет диодного тока насыщения. При росте температуры от 20 °C до 50 °C плотность диодного тока насыщения растет на 50 % от $1{,}9\cdot10^{-9}$ A до $2{,}7\cdot10^{-9}$ A, что меньше чем для кремниевых приборов, для которых диодный ток насыщения растет на 300 %. Исследования показали, что коэффициент поглощения солнечной энергии гибкого элемента на основе теллурида кадмия в видимом диапазоне составляет 94–96 %, а коэффициент отражения в инфракрасной области спектра не превышает 7–8 %, что позволяет в конструкции коллектора отказаться от использования абсорбера с селективным покрытием, поскольку его функцию будет выполнять пленочный фотоэлектрический преобразователь. Предложено конструктивно-технологическое решение фотоэнергетических системы с гибкими фотоэлектрическими преобразователями на основе теллурида кадмия.

Ключевые слова: комбинированные PV/T системы, пленочные солнечные элементы, коллектор, теллурид кадмия, оптические характеристики, электрические характеристики, эффективность, рабочая температура.

R. V. ZAITSEV

REQUIREMENTS ANALYSIS AND DEVELOPMENT OF THE FLEXIBLE SOLAR CELLS OPTIMAL SOLUTION FOR USE IN COMBINED PV/T SYSTEMS

The article defines the requirements for photovoltaic converters designed to work as integrated power sources for combined PV/T systems: efficiently generate electricity at a temperature of 55 °C; provide the coefficient of absorption of solar energy at the level of not less than 90 % and to have the coefficient of reflection in the infrared part of the spectrum not more than 10 %; together with the cooling system cooling system, the design of the converter must provide a difference between the temperature of the converter and the temperature of the coolant not more than 5 °C. A study of the temperature dependence of efficiency for film photoelectric converters based on CdTe and $CuInSe_2$ compounds, amorphous silicon and crystalline GaAs, showed that structures based on cadmium telluride base layers have the smallest decrease in efficiency with increasing operating temperature. When the temperature changes by 50 °C, the efficiency of such devices decreases by only 1 %, and the relative rate of decrease is –0.14 rel. %/C, which is significantly less than the same parameter for other types of converters: GaAs –0.16 rel. %/C, amorphous silicon –0.21 rel. %/C, $CuInSe_2$ –0.36 rel. %/C. Analytical processing and analysis of the influence of light characteristics on the efficiency of cadmium-based transducers showed that the temperature stability of their efficiency is ensured by the density of the diode saturation current. With increasing temperature from 20 °C to 50 °C, the density of the diode saturation current increases by 50 % from $1.9\cdot10^{-9}$ A to $2.7\cdot10^{-9}$ A, which is less than for silicon devices, for which the diode saturation current increases by 300 %. Studies have shown that the absorption coefficient of solar energy of a flexible element based on cadmium

© О. В. Шутенко, С. Г. Пономаренко, 2020

telluride in the visible range is 94–96 %, and the reflection coefficient in the infrared region of the spectrum does not exceed 7–8 %, which allows the design of the collector to abandon the use of selective coating, since its function will be performed by a film photoelectric converter. A constructive-technological solution of a photovoltaic system with flexible photovoltaic converters based on cadmium telluride is proposed.

Keywords: combined PV/T systems, film solar cells, collector, cadmium telluride, optic characteristics, electrical characteristics, efficiency, operating temperature.

Вступ. На теперішній час для термічного перетворення сонячної енергії використовують сонячні колектори ККД яких досягає 70–80 % завдяки застосуванню селективних покриттів з коефіцієнтом поглинання в спектральному діапазоні сонячного опромінення до 95–98 % та коефіцієнтом відбиття у інфрачервоному діапазоні не більш 5–7 %. Сучасною тенденцією при розробці найбільш розповсюджених автоматизованих систем теплових колекторів з примусовою циркуляцією теплоносія є те, що електрична енергія для їх роботи генерується традиційними кремнієвими сонячними модулями [1]. Оскільки традиційно сонячні модулі розміщуються окремо від сонячних теплових колекторів, то це не призводить до збільшення ефективності використання сонячної енергії.

В останній час активно розпочалися розробки комбінованих фотоелектричних установок у яких при виробленні електричної енергії проводиться утилізація теплової енергії [2]. Для цього промислові зразки сонячних модулів розміщують на поверхні теплових колекторів, що суттєво збільшує собівартість таких установок. Дослідження комбінованих фотоелектричних установок із значними по площі концентраторами та зі спеціальними системами утилізації теплової енергії мають одиничний характер та запроваджуються до модельних лабораторних зразків. В таких структурах поряд з сонячними модулями на основі арсеніду галію використовують кремнієві фотоелектричні перетворювачі з вертикальними діодними комірками, які на відміну від традиційних приладових структур на основі кристалічного кремнію, можуть ефективно перетворювати енергію сонячного опромінення в умовах її високої концентрації.

Зменшення використання площі для розміщення таких систем можливо за рахунок суміщення фотоелектричних перетворювачів із системою теплового колектору. Зазначене реалізується за рахунок використання гнучких плівкових фотоелектричних перетворювачів (ФЕП) [3], котрі можна розмістити на поверхні пластини колектору повторюючи особливості її мікрорельєфу із забезпеченням ефективного теплового контакту.

Однак використання сонячних елементів на поверхні колектора призводить до виникнення суттєвих перешкод, які при звичайному використанні не спостерігаються. А саме, зростання робочою температури, яке призводить до зниження ККД приладів, при цьому зазначений спад різниться для різних матеріалів сонячних елементів. Також суттєвим стає питання мінімізації коефіцієнту відбиття (сонячний елемент заміняє собою селективне покриття) та максимальної прозорості сонячних елементів у інфрачервоному діапазоні спектру (для максимальної передачі теплової енергії до колектора). Однак такі узагальнюючі пошукові дослідження за рідким виключенням не проводяться, а вибір сонячних елементів для таких PV/T систем носить несистемний характер.

Вибір плівкових фотоелектричних перетворювачів за їх температурною стабільністю. Основною оптимізаційною задачею для розробки запропонованої системи є визначення рівня впливу робочою температури колектору на швидкість зниження ККД плівкових ФЕП.

Для визначення величини впливу температури на параметри плівкових фотоелектричних перетворювачів, було проведено дослідження промислових зразків сонячних елементів на основі системи CdS/CdTe (серія CT), на основі $CuInSe_2$ (серія CS) та аморфного кремнію (серія AC). Для всіх зразків при температурах від 0 °C до 60 °C були виміряні світлові ВАХ. В результаті подальшої аналітичної обробки експериментальних світлових ВАХ були визначені вихідні параметри і світлові характеристики ФЕП.

Досліджені плівкові ФЕП на основі системи CdS/CdTe серії CT мали базові значення ККД на рівні 7-8 %. (табл. 1). Аналіз показує, що з ростом температури для всіх досліджених зразків, аналогічно до кремнієвих зразків [4], спостерігається практично лінійне зниження ККД (рис. 1 *а*).

Таблиця 1 – Вихідні параметри і світлові діодні характеристики плівкових ФЕП серії CT при температурі 25 °C

Вихідні параметри і світлові діодні характеристики	Зразок серії CT		
	1	**2**	**3**
$J_{КЗ}$, мА/см^2	19,3	19,4	19,6
U_{XX}, мВ	733	756	762
FF, відн. од.	0,59	0,51	0,58
ККД, %	8,5	7,2	8,7
$J_Ф$, мА/см^2	19,6	19,9	19,8
$R_П$, Ом·см^2	5,8	8,2	8,7
$R_Ш$, Ом·см^2	2300	1520	1890
A_i, відн. од.	2,2	1,8	1,9
J_0, А/см^2	$1{,}1\cdot10^{-9}$	$5{,}9\cdot10^{-9}$	$2{,}3\cdot10^{-9}$

При цьому коефіцієнт зниження, який описує відносну зміну ККД при зміні температури на один градус, становить лише –0,14 відн. %/°C, що значно нижче за аналогічний параметр для кремнієвих зразків (–0,47 відн. %/°C) [4]. Для напруги холостого ходу і густини струму короткого замикання також спостерігається зниження їх величин при збільшенні робочої температури (рис. 1 *б* і *в*). Експериментально було встановлено, що фактор заповнення світлової ВАХ практично не змінюється з ростом температури (рис. 1 *г*).

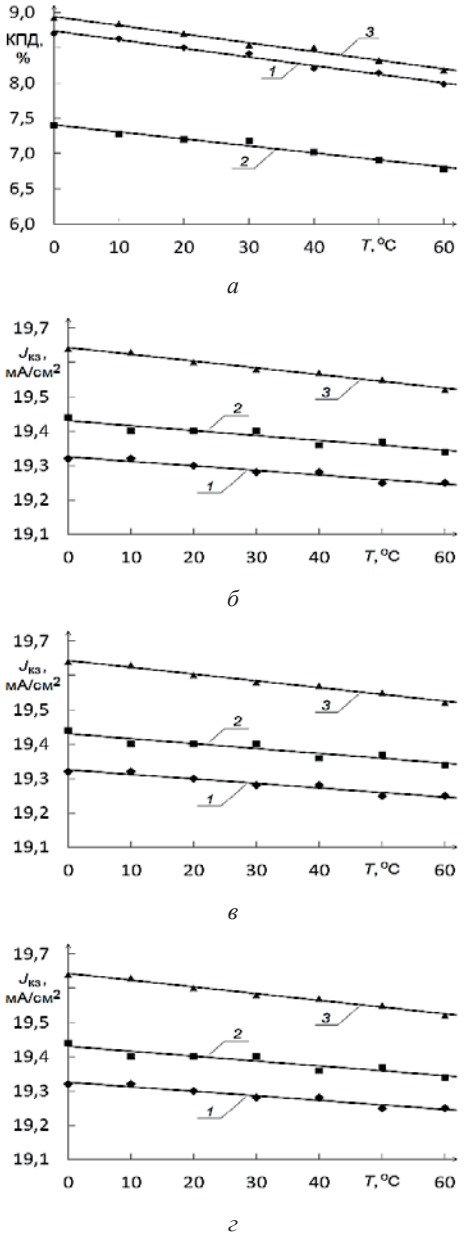


Рисунок 1 – Характер впливу робочої температури на коефіцієнт корисної дії (а), густину струму короткого замикання (б), напругу холостого ходу (в) і фактор заповнення світлової ВАХ (г) досліджених 1–3 плівкових ФЕП серії СТ

Аналіз світових діодних характеристик показує, що зафіксоване зниження ККД супроводжується збільшенням густини діодного струму насичення і зниженням шунтуючого опору. Було також зафіксовано зниження послідовного опору.

Поряд із зазначеними зразками, також було проведено аналогічне дослідження ФЕП на основі сполуки $CuInSe_2$. Плівкові ФЕП серії CS мали базові значення ККД на рівні 8–10 %. (табл. 2). Аналіз наведених параметрів показує, що для таких зразків також спостерігається лінійне зниження ККД з ростом температури (рис. 2 *а*).

Відповідний коефіцієнт зниження для розглянутих зразків становить –0,36 відн. %/°C, що значно також нижче за аналогічний параметр для кремнієвих зразків, однак вище за коефіцієнт для ФЕП серії СТ. Спостерігається зниження напруги холостого ходу і густини струму короткого замикання при збільшенні робочої температури (рис. 2 *б* і *в*).

Таблиця 2 – Вихідні параметри плівкових ФЕП серії CS при температурі 25 °C

Вихідні параметри	Зразок серії CS		
	1	**2**	**3**
$J_{КЗ}$, мА/см²	25,2	23,2	21,8
U_{XX}, мВ	720	684	701
FF, відн. од.	0,72	0,73	0,72
ККД, %	11,5	10,2	9,7

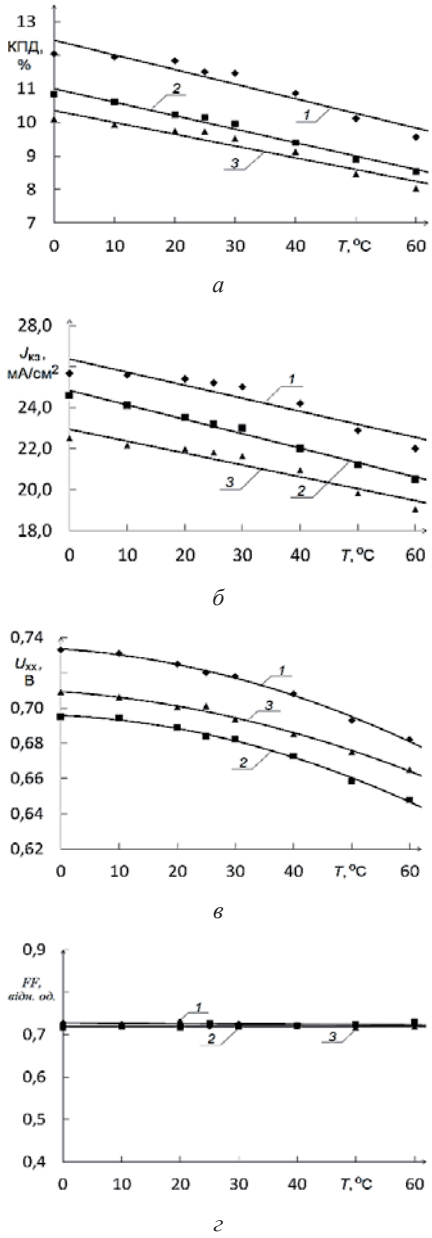


Рисунок 2 – Характер впливу робочої температури на коефіцієнт корисної дії (а), густину струму короткого замикання (б), напругу холостого ходу (в) і фактор заповнення світлової ВАХ (г) досліджених 1–3 плівкових ФЕП серії CS

Дослідження ФЕП на основі аморфного кремнію серії АС також показало зниження ККД ФЕП при зростанні робочої температури. Плівкові ФЕП серії АС мали базові значення ККД на рівні 8–10 %. (табл. 3). Для зразків серії АС також спостерігається лінійне зниження ККД з ростом температури (рис. 3 *а*).

Коефіцієнт зниження ККД для розглянутих зразків становить –0,21 відн. %/°С. Спостерігаються аналогічні для всіх плівкових ФЕП ефекти зниження напруги холостого ходу і густини струму короткого замикання при збільшенні робочої температури (рис. 3 *б* і *в*).

Таблиця 3 – Вихідні параметри плівкових ФЕП серії АС при температурі 25 °С

Вихідні параметри	Зразок серії АС		
	1	**2**	**3**
$J_{КЗ}$, мА/см^2	23,1	21,3	22,2
U_{XX}, мВ	680	654	653
FF, відн. од.	0,73	0,71	0,71
ККД, %	9,32	8,02	8,40

Отримані експериментально значення температурного коефіцієнту ККД досить добре співпадають із літературними джерелами [5, 6], а їх значення для розглянутих одноперехідних плівкових ФЕП досить точно корелюють із шириною забороненої зони відповідного поглинаючого напівпровідникового матеріалу (табл. 4). Температурний коефіцієнт ККД пропорційно знижується із зростанням ширини забороненої зони базового напівпровідникового матеріалу.

Серед плівкових ФЕП найбільш стабільними значеннями вихідних параметрів та ККД відзначаються ФЕП на основі сполук CdTe (–0,14 відн. %/°С) та GaAs (–0,16 відн. %/°С) [4]. Однак ФЕП на основі GaAs виробляються лише у кристалічному виконанні, та не можуть бути адаптовані для використання на поверхні пластини теплового колектора. Тому саме ФЕП на основі CdTe є оптимальним рішення для створення комбінованої фотоенергетичної системи на основі теплового колектора.

Таблиця 4 – Отримані експериментально коефіцієнти зниження ККД плівкових ФЕП та їх ширина забороненої зони

Серія	**Температурний коефіцієнт ККД, відн. %/°С**	**Ширина забороненої зони напівпровідника, еВ**
СТ (CdTe)	–0,14	1,44 [6]
GaAs	–0,16 [4]	1,43 [7]
АС (аморфн. Si)	–0,21	1,2–1,3 [5, 6]
CS ($CuInSe_2$)	–0,36	1,04–1,07 [6]

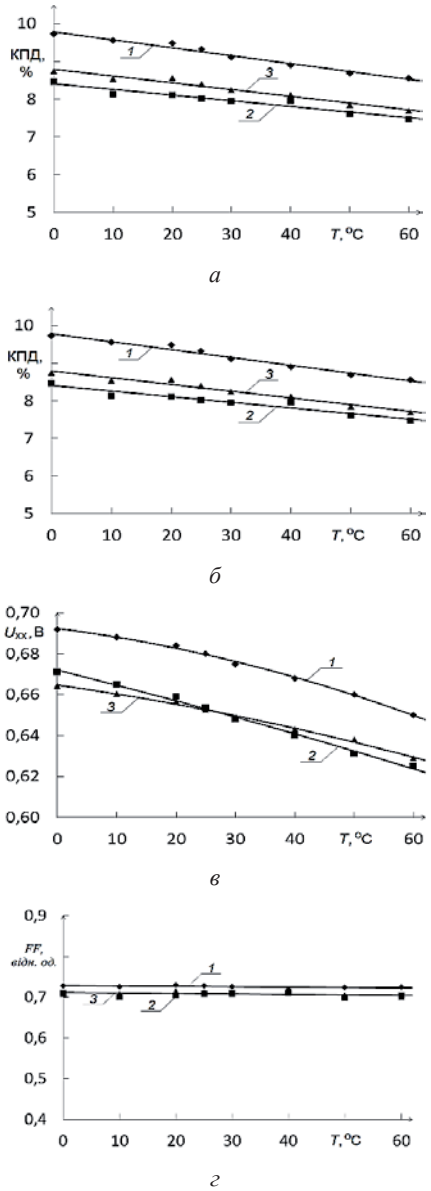


Рисунок 3 – Характер впливу робочої температури на коефіцієнт корисної дії (а), густину струму короткого замикання (б), напругу холостого ходу (в) і фактор заповнення світлової ВАХ (г) досліджених 1–3 плівкових ФЕП серії АС

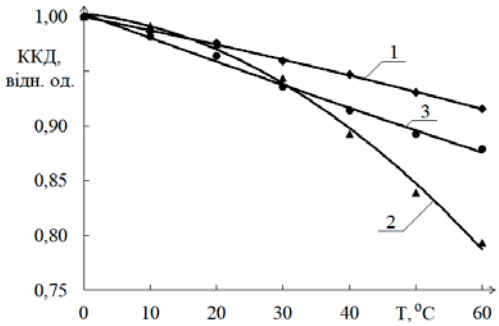


Рисунок 4 – Відносне зниження ККД плівкових ФЕП зі зростанням робочої температури:
1 – на основі CdTe (серія СТ); 2 – на основі CuInSe2 (серія CS); 3 – на основі аморфного кремнію (серія АС)

Концепція фотоенергетичної системи на основі плівкових ФЕП на базі гетеросистеми CdS/CdTe. Основна ідея полягає в розробці конструктивного рішення гнучких тонкоплівкових ФЕП на основі системи CdS/CdTe адаптованих для монтажу сонячної батареї з таких ФЕП безпосередньо на пластину теплового колектору у складі PV/T системи на основі стандартних сонячних теплових колекторів. Основною складовою частиною установки є фотоенергетичний модуль, що являє собою стандартний сонячний тепловий колектор на фотоприймальній поверхні якого розміщено гнучку сонячну батарею на основі системи CdS/CdTe.

Як зазначалося у [5], ФЕП на основі монокристалічного кремнію внаслідок властивостей матеріалу мають інтенсивне поглинання ближньої довгохвильової компоненти сонячного випромінювання із довжиною хвилі більше 1000 нм. Таке поглинання є фотоелектрично неефективним і призводить до паразитного нагріву ФЕП та зниженню ефективності роботи теплової частини такої гібридної установки. Це викликає необхідність в організації ефективного тепловідведення від ФЕП до теплообмінника крізь проміжні термоінтерфейси, що призводить до ускладнення конструкції установки та збільшення її вартості. Через це, а також дороговизну власне ФЕП на основі монокристалічного кремнію гібридні термофотоелектричні модулі мають ціну на рівні 1200 дол./модуль. В той же час максимум поглинання гнучких тонкоплівкових ФЕП на основі системи CdS/CdTe зосереджений у діапазоні 400–800 нм, а для ближньої інфрачервоної компоненти вони є практично прозорими. Тому використання таких ФЕП у складі гібридних фотоенергетичних установок забезпечить вільне надходження до теплообміннику установки довгохвильової компоненти сонячного випромінювання, та ефективну генерацію теплової енергії.

Плівкові ФЕП на основі гетеросистеми сульфіду і телуриду кадмію являють собою альтернативу широко поширеним кремнієвим кристалічним ФЕП в якості автономних джерел електричної енергії наземного і заатмосферного застосування. Сучасні високоефективні плівкові ФЕП на основі CdS/CdTe виготовляються в тильній конфігурації на скляній підкладці крізь яку сонячне випромінювання надходить у базовий шар, що має найбільший теоретичний ККД 29 % і найбільшу радіаційну стійкість [8, 9]. Так в умовах промислового виробництва компанія First Solar (США), яка випускає ФЕП на основі CdS/CdTe, досягла ККД 11 %. Необхідно відзначити, що традиційні ФЕП на основі CdS/CdTe істотно поступаються ФЕП на основі кристалічного кремнію за маспопотужністною характеристикою (величиною вироблюваної електричної потужності на одиницю ваги ФЕП). Це, в першу чергу, обумовлено тим, що ФЕП на основі гетеросистеми CdS/CdTe виготовляються на скляних підкладках, які складають 98 % ваги ФЕП [10]. Заміна скляної масивної підкладки на тонку прозору поліімідну плівку дозволяє в 50 разів зменшити вагу ФЕП на основі CdS/CdTe і сформувати гнучкі приладові структури. Гнучкі ФЕП, які можна монтувати на поверхні будь-яких форм, перспективні для інтегрування у автономні системи теплозабезпечення на основі теплових колекторів.

На теперішній час фірми Apical, Kapton, Kaptrex, Meldin, Vespel, Plavis та Upilex почали виробляти термостабільні прозорі поліімідні плівки. За поєднанням механічних характеристик, фізичних і оптичних властивостей вони можуть бути використані в якості підкладок гнучких ФЕП. Найбільш високу термостабільність до 450°C мають поліімідні плівки UPILEX-S. Середній коефіцієнт пропускання у видимій області, який досягає 80 %, робить ці плівки найбільш перспективними для створення високоефективних гнучких ФЕП на основі телуриду кадмію. Оскільки товщина плівок UPILEX-S складає 7 мкм, то заміна скляної підкладки на поліімідну плівку дозволяє створювати гнучкі ФЕП на основі сульфіду та телуриду кадмію з рекордною питомою потужністю на одиницю ваги – понад 2 кВт/кг, що забезпечує актуальність розв'язуваної науково-технічної задачі для розвитку промислового виробництва принципово нового виду ФЕП.

Враховуючи товщину технологічних шарів найбільший тепловий опір має плівка поліміду, котра має значення коефіцієнта теплопровідності κ = 0,14–0,20 Вт/(м·К). Зазначений коефіцієнт теплопровідності значно нижчий за аналогічний для плівки ПВХ, котра використовується при створенні модулів на основі кремнію, однак з урахування малої товщини поліімідної плівки, котра скаладає 7 мкм, це дозволить отримати перепад температури у тонкоплівковому ФЕП на рівні 0,6–0,9°C. Висока теплопровідність міді дозволяє забезпечити поперечний градієнт температури пластини колектора не більше 1,0–1,5°C і в результаті оптимізації теплового опору системи можна домогтися перевищення температури плівкового ФЕП над температурою теплоносія на рівні 2,5°C [11].

Однак, заміна скляної підкладки на гнучку поліімідного плівку з істотно відмінними теплофізичними і механічними властивостями, неминуче призводить до необхідності оптимізації фотоелектричного перетворення в гнучких ФЕП на основі CdS/CdTe. Отримувати такі структури можна при осадженні фоточутливих плівок телуриду кадмію такими високотехнологічними і добре адаптованими до промислового виробництва методами, як конденсація в квазізамкненому об'ємі і нереактивне магнетронне розпилення на постійному струмі [12]. Однак розробки гнучких ФЕП на основі сульфіду та телуриду кадмію цими методами, за рідкісним винятком, не проводяться й промислові технології одержання гнучких ФЕП на основі гетеросистеми CdS/CdTe відсутні. Економічно доцільно, щоб такі промислові установки могли бути інтегровані в існуючі промислові технологічні лінії, що випускають ФЕП на основі CdS/CdTe на скляних підкладках.

Розроблені на даний час гнучкі ФЕП на основі системи CdS/CdTe характеризуються рекордною

масопотужністною характеристикою 2,5 кВт/кг та ККД на рівні 10–11 %. Використання у електричній частині ФЕУ гнучких тонкоплівкових ФЕП на основі системи CdS/CdTe виготовлених на поліімідній підкладці дозволить монтувати такі ФЕП шляхом наклеювання безпосередньо на фотоприймальну поверхню стандартних сонячних теплових колекторів ціна яких не перевищує 130 дол./модуль. Типова PV/T система складається з 4–5 колекторів з площею фотоприймальної поверхні на рівні 2 м^2 кожен, забезпечує опалення приміщення площею до 200 м^2 та підігрів води на рівні 300 л/добу. Оснащення таких колекторів вказаних сонячною батареєю на основі гнучких тонкоплівкових ФЕП з вищевказаними вихідними параметрами забезпечить вироблення близько 200 Вт електричної потужності, що є цілком достатнім для забезпечення власних потреб ФЕУ.

Експериментальні зразки гнучких ФЕП на основі гетеросистеми CdS/CdTe. Для отримання експериментальних зразків гнучких ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au спочатку на поліімідні плівки фірми Upilex (товщиною 12,5 мкм) методом магнетронного розпилення на постійному струмі осаджувались шари ITO. При розпиленні використовувалась мішень, яка містить спресовану механічну суміш порошків In_2O_3 (90 ваг. %) и SnO_2 (10 ваг.%) напівпровідникової чистоти. Формування шарів ITO товщиною 0,3 мкм здійснювалось в атмосфері аргону при тиску 0,8 Па. Електричні параметри плазмового розряду становили: напруга на магнетроні 500 В, густина струму розряду 12,6 мА/см^2. Температура підкладки T_n = 300–350 °C. Ці режими магнетронного розпилення дозволяють отримувати шари ITO на поліімідних підкладках з оптимальними електричними та оптичними властивостями [13]. Далі на шари ITO осаджувались плівки CdS при тиску аргону 0,8 Па та T_n = 270–280 °C (електричні параметри плазмового розряду становили: напруга на магнетроні 550–600 В, густина струму плазмового розряду 2,8 мА/см^2). Досліджені ФЕП, в яких базові шари телуриду кадмію були отримані двома способами:

- шар CdTe відразу вирощувався на плівках CdS/ITO при T_n = 280–320 °C без проміжного охолодження підкладки та порушення вакууму;
- підкладка з шарами CdS/ITO охолоджувалась до кімнатної температури і виносилась на повітря. Після повернення до робочого об'єму вакуумної камери гетеросистеми CdS/ITO нагрівались до T_n = 280–320 °C, при яких формувався базовий шар CdTe.

Для отримання шарів телуриду кадмію методом магнетронного розпилення на постійному струмі використовувались наступні електричні параметри плазмового розряду: напруга на магнетроні 650-700 В, густина струму плазмового розряду 4,2 мА/см^2.

Отримані гетеросистеми ITO/CdS/CdTe (рис. 5) піддавались «хлоридній» обробці [14]. Для цього на шари CdTe без розігріву підкладки, термічним випарюванням при тиску $5{,}3\cdot10^{-3}$ Па наносились плівки $CdCl_2$.

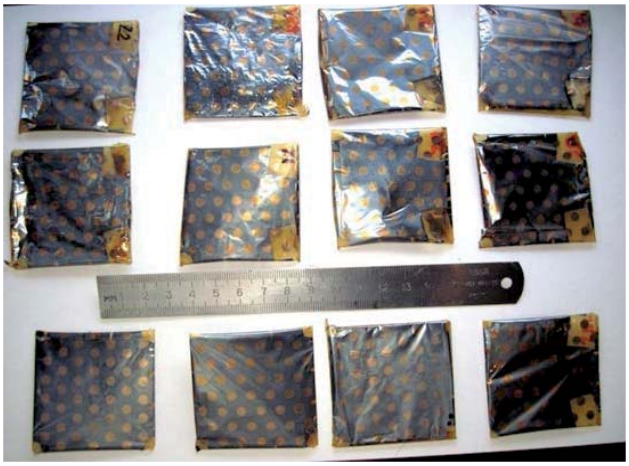


Рисунок 5 – Загальний вигляд тонкоплівкових зразків ФЕП на основі гетероструктури ITO/CdS/CdTe/Cu/Au

Отримані гетеросистеми ITO/CdS/CdTe/$CdCl_2$ відпалювались на повітрі в замкнутому об'ємі при температурі 430 °C протягом 25 хв. Після травлення відпалених гетеросистем у розчині бромметанолу на їх поверхні термічним випарюванням наносились двошарові електричні контакти Cu-Au. Потім проводився відпал сформованих ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au на повітрі при температурі 200 °C протягом 20 хв.

Для дослідження впливу «хлоридної» обробки на структурні та оптичні характеристики базових шарів ФЕП методом магнетронного розпилення на постійному струмі при наведених вище фізико-технологічних режимах конденсації, були отримані гетеросистеми ITO/CdTe на поліімідних підкладках без шару «широкозоного вікна» CdS.

Дослідження параметрів гнучких ФЕП на основі гетеросистеми CdS/CdTe. ***Оптимізація шару телуриду кадмію для плівкових ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au***. При розробці гнучких ФЕП на основі CdS/CdTe тильної конфігурації режими термічного вакуумного осадження шарів CdS і CdTe, схема проведення «хлоридної» обробки і фізико-технологічні умови формування металевих тильних електродів були аналогічними тим, які були використані раніше для формування ФЕП тильної конфігурації на скляних підкладках. Було встановлено, що заміна скляної підкладки на гнучку поліімідну плівку приводить до зниження ваги приладової структури в 56 разів.

Згідно представленим раніше [14] дослідженням, для тонкоплівкових ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au, оптимальна товщина базового шару складає 4 мкм. Тому при формуванні експериментальних зразків гнучких ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au на поліімідних підкладках товщина плівок телуриду кадмію також складала 4 мкм.

Для ідентифікації оптимальних технологічних параметрів при формуванні гнучких ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au варіювалась товщина плівок сульфіду кадмію і хлориду кадмію в діапазоні (0,3–0,7) мкм і (0,08–0,16) мкм, відповідно. При потужності світлового потоку 100 мВт/см^2 були

виміряні світлові ВАХ виготовлених гнучких ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au в конструкціях яких були використані сполучені шари різної товщини.

Шляхом аналітичної обробки експериментальних світлових ВАХ було визначено ефективність, вихідні параметри і світлові діодні характеристики виготовлених лабораторних зразків ФЕП. По характеру залежностей ефективності від світлових діодних характеристик можна виділити декілька характерних діапазонів товщин CdS. Ефективність, вихідні параметри і світлові діодні характеристики ФЕП, що відповідають цим діапазонам (зразки 1–3), приведені в таблиці 5. Варіювання товщини шарів сульфіду кадмію при виготовленні ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au на поліімідних плівках показало, що при незмінній товщині хлориду кадмію збільшення товщини шару сульфіду кадмію до 0,5 мкм приводить до збільшення ефективності ФЕП за рахунок збільшення напруги холостого ходу. При цьому фактор заповнення світлової ВАХ дещо зменшується, а густина струму короткого замикання практично не змінюється.

Таблиця 5 – Вихідні параметри і світлові діодні характеристики гнучких ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au

Зразок №	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
d_{CdCl2}, мкм	0,08	0,08	0,08	0,11	0,16
d_{CdS}, мкм	0,30	0,55	0,70	0,50	0,50
U_{XX}, мВ	440	712	711	733	756
$J_{КЗ}$, мА/см^2	16,9	17,1	15,7	19,3	19,4
FF, відн. од.	0,57	0,51	0,49	0,59	0,49
η, %	4,2	6,3	5,8	8,5	7,2
$R_П$, Ом·см^2	2,2	5,9	7,2	5,8	12,1
$R_Ш$, Ом·см^2	180	218	328	2300	429
J_0, А/см^2	$1{,}2\cdot10^{-5}$	$1{,}7\cdot10^{-6}$	$1{,}0\cdot10^{-6}$	$1{,}1\cdot10^{-7}$	$5{,}9\cdot10^{-9}$
A, відн. од.	3,5	2,9	2,7	2,2	1,8
$J_Ф$, мА/см^2	17,8	17,6	16,0	19,6	19,9

Проведене числове моделювання впливу зміни світлових діодних характеристик на зафіксовану експериментально зміну ККД ФЕП показало, що при збільшенні товщини CdS до 0,5 мкм визначальний вплив на зростання ефективності ФЕП здійснює зменшення густини діодного струму насичення. Спостережене експериментально зменшення фактора заповнення світлової ВАХ викликано ростом послідовного електроопору ФЕП. Зростання $R_П$ обумовлене збільшенням опору шару CdS при збільшенні його товщини. Збільшення товщини шару CdS понад 0,5 мкм приводить до зниження ефективності ФЕП за рахунок зменшення густини струму короткого замикання і зменшення фактора заповнення світлової ВАХ. При цьому U_{XX} практично не змінюється.

Також числове моделювання впливу зміни світлових діодних характеристик на зміну ККД ФЕП показало, що при збільшенні товщини CdS від 0,50 мкм до 0,70 мкм зниження ефективності ФЕП обумовлено зменшенням фотоструму. Як і для приладових структур, сформованих на склі, зниження густини фотоструму в гнучких ФЕП обумовлено відповідним зниженням густини потоку фотонів, які поступають в базовий шар, що викликано закономірним зниженням середнього коефіцієнта пропускання шару CdS у видимому діапазоні по мірі зростання його товщини. По характеру залежності ефективності гнучких ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au від товщини шару хлориду кадмію при проведенні «хлоридної» обробки можна виділити декілька характерних діапазонів. Ефективність, вихідні параметри і світлові діодні характеристики зразків, що відповідають цим діапазонам, приведені в таблиці 5 (зразки 2, 4, 5). Варіювання товщини шару хлориду кадмію при виготовленні ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au на поліімідних плівках показало, що при незмінній оптимальній товщині шару сульфіду кадмію d_{CdS} = 0,50 мкм збільшення товщини шару $CdCl_2$ до d_{CdCl2} = 0,11 мкм приводить до зростання ефективності за рахунок зростання: напруги холостого ходу, фактора заповнення світлової ВАХ і густини струму короткого замикання. Проведене числове моделювання впливу зміни світлових діодних характеристик на зміну ККД ФЕП показало, що при збільшенні товщини хлориду кадмію до d_{CdCl2} = 0.11 мкм ріст ефективності ФЕП в рівній мірі обумовлено зменшенням густини діодного струму насичення і ростом шунтуючого електроопору. Проведене числове моделювання впливу зміни світлових діодних характеристик на зміну ефективностіи ФЕП показало, що при збільшенні товщини хлориду кадмію від 0,11 мкм зниження ККД ФЕП в рівній мірі обумовлено зростанням $R_п$ і зниженням $R_ш$.

Співставляючи одержані результати з результатами дослідження впливу товщини шару хлориду і сульфіду кадмію на ефективність ФЕП тильної конфігурації на скляних підкладках, стає очевидним, що якісний вплив зміни світлових діодних характеристик при зміні товщини шару хлориду і сульфіду кадмію на зміну ефективності гнучких ФЕП і приладових структур, сформованих на скляних підкладках, однаковий. Тому і основні фізичні закономірності, які визначають спостережену зміну світлових діодних характеристик, також якісно співпадають. Тим не менш, виявляється ряд суттєвих відмінностей. Так, було показано, що оптимальна товщина шару CdS в конструкції ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au, сформованих на поліімідних підкладках більше (d_{CdS} = 0,50 мкм), ніж при використанні скляних підкладок (d_{CdS} = 0,40 мкм), а товщина шару $CdCl_2$ – менше (d_{CdCl2} 0,11мкм і 0,35 мкм, відповідно). При цьому ефективність гнучких ФЕП (η = 8,5 %) помітно поступається ККД ФЕП, сформованих на скляних підкладках (η = 10,3 %). Тим не менш, за рахунок суттєвого зниження ваги підкладки для гнучких ФЕП вдалось

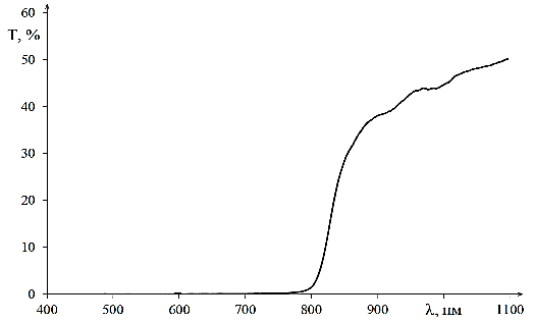
досягти високих значень питомої потужності – 2,0 кВт/кг. Співставлення досягнутих питомих потужностей ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au, сформованих на поліімідній плівці і скляній підкладці, свідчить, що питома потужність гнучких приладових структур ФЕП вища в 47 разів. Згідно результатам моделювання, більша ефективність приладових структур, сформованих на скляних підкладках, обумовлена нижчою густиною діодного струму насичення. При цьому необхідно зазначити, що гнучкі ФЕП характеризуються більшими значеннями шунтуючого електроопору, що, з нашої точки зору, пов'язано з тем, що скляні підкладки містять натрій, дифузія якого в базову гетеросистему приводить до зниження шунтуючого опору. Цей висновок підтверджується результатами дослідження впливу прошарку хлориду кадмію на ефективність ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au фронтальної конфігурації. Таким чином, проведені дослідження свідчать, що для досягнення більших значень ефективності гнучких ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au тильної конфігурації в першу чергу необхідно покращити якість сепаруючого бар'єру для зниження світлового діодного струму насичення.

Оптичні властивості плівкових ФЕП ITO/CdS/CdTe/Cu/Au. Вимірювання коефіцієнта пропускання та відбиття ФЕП у видимому діапазоні випромінювання проводилося за допомогою спектрофотометра СФ-2000, підключеного до персонального комп'ютера. В основу роботи спектрофотометра покладений принцип вимірювання відношення двох світлових променів: променю, що пройшов крізь досліджуваний зразок та променю, що пройшов крізь контрольний зразок. Спектрофотометр СФ-2000 працює у діапазоні хвиль від 190 нм до 1100 нм. У якості джерел світла використовується дейтерієва лампа Hamamatsu при вимірюванні від 190 до 345 нм та галогенова лампа Philips – від 345 до 1100 нм.

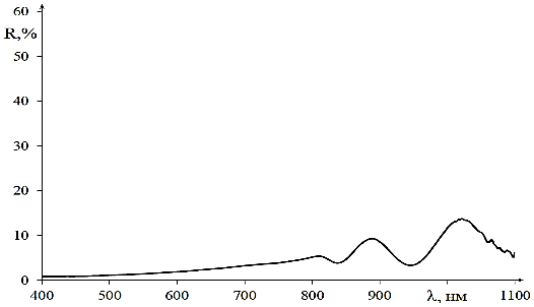
В роботі вимірювання коефіцієнта пропускання у видимому діапазоні проводилось з кроком у 3 нм в діапазоні від 400 нм до 1100 нм. Вимірювання коефіцієнта відбиття шарів сульфіду кадмію проводилося за допомогою приставки СФО-2000, тим же методом що й коефіцієнт пропускання і в тому ж діапазоні довжин хвиль. На рисунку 6 наведено залежності коефіцієнта пропускання T та відбиття R плівкового ФЕП на основі телуриду кадмію від довжини хвилі випромінювання.

Розрахунок дозволяє отримати коефіцієнт поглинання сонячної енергії гнучкого ФЕП на основі телуриду кадмію у видимому діапазоні, котрий знаходиться на рівні 94–96 %.

Поряд з дослідженням коефіцієнту пропускання в діапазоні абсолютного поглинання 400–800 нм, котрий характерний для поглинання світла та генерації електричної енергії, також було необхідно провести дослідження пропускання та відбиття в діапазоні інфрачервоного випромінювання 1000–15000 нм. Такі дослідження проводилися за допомогою інфрачервоного спектрофотометру ІКС-29, котрий працює у діапазоні довжин хвиль 2,5–25 мкм. Джерелом світла є силітовий стрижень (глобар), нагрітий до температури 1400 °С. Отримані за допомогою ІКС-29 та приставки для вимірювання коефіцієнту відбиття залежності наведено на рисунку 7, пунктиром зазначена екстраполяція.

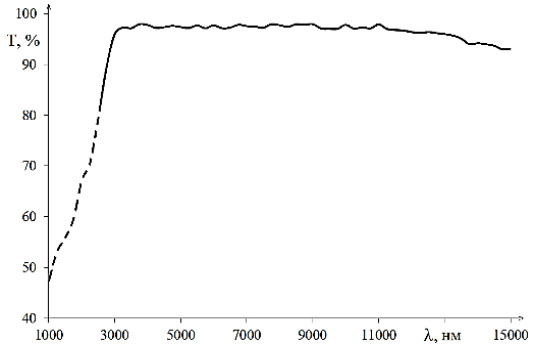


а

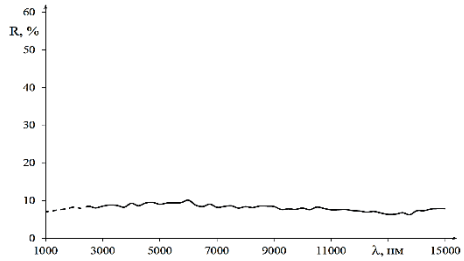


б

Рисунок 6 – Залежність коефіцієнту пропускання (*а*) та відбиття (*б*) від довжини хвилі для ФЕП на основі телуриду кадмію в діапазоні довжин хвиль 400–1100 нм



а



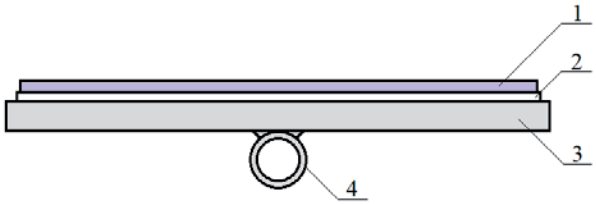
б

Рисунок 7 – Залежність коефіцієнту пропускання (*а*) та відбиття (*б*) від довжини хвилі для ФЕП на основі телуриду кадмію в діапазоні довжин хвиль 2,5–15 мкм

Для виготовлення мікромодулів була розроблена та виготовлена система масок, за допомогою якої були виготовлені пробні серії гнучких сонячних елементів з паралельним та послідовним з'єднанням ФЕП (рис. 8).

Рисунок 8 – Зовнішній вигляд гнучкого мікромодуля на основі гетероструктури CdTe/CdS (тильна сторона)

Виготовлення фотоенергетичного модуля на основі гнучких фотоелектричних перетворювачів. На підставі проведеного дослідження за описаною технологією може бути виготовлено тестові сонячні елементи на основі ФЕП з гетероструктурою ITO/CdS/CdTe/Cu/Au. Зазначені елементи можна за рахунок теплопровідного інтерфейсу змонтовати на пластину теплового колектору. В якості теплопровідного інтерфейсу використовується теплопровідний клей Stars 922, котрий має високу теплопровідність на рівні 1,2 Вт/(м·К) та достатню міцність на розрив близько 15 кг/см^2. Схематичне зображення такої пластини наведено на рисунку 9.



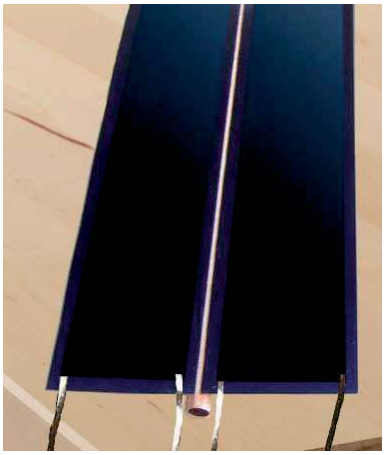


Рисунок 9 – ФЕП з гетероструктурою ITO/CdS/CdTe/Cu/Au;
2 – теплопровідний діелектричний клей;
3 – мідна пластина колектора;
4 – мідна трубка з теплоносієм

Висновки. Розроблено вимоги до ФЕП, призначених для роботи в якості інтегрованих джерел електроживлення систем сонячних колекторів:

- вони мають ефективно генерувати електричну енергію при температурі 55 °С;
- вони мають забезпечувати коефіцієнт поглинання сонячної енергії на рівні не менш 90 % та мати коефіцієнт відбиття в інфрачервоній частині спектру не більше 10 %;
- разом із системою охолодження теплового колектора конструкція ФЕП має забезпечувати різницю між температурою ФЕП та температурою теплоносія не більше 5 °С.

Співставлення дослідження температурної залежності ефективності для плівкових ФЕП на основі сполук CdTe і $CuInSe_2$, які виготовляються у лабораторних умовах, аморфного кремнію та кристалічного GaAs, які виготовляються промислово, показали, що найменше зниження ККД зі зростанням робочої температури мають приладові структури на основі базових шарів телуриду кадмію. При зміні температури на 50 °С ККД таких приладів знижується усього на 1 %, а відносна швидкість зниження складає –0,14 відн. %/С, що суттєво менше за аналогічний показник для інших типів ФЕП: GaAs –0,16 відн. %/С, аморфний кремній –0,21 відн. %/С, $CuInSe_2$ –0,36 відн. %/С.

Дослідження показали, що коефіцієнт поглинання сонячної енергії гнучкого ФЕП на основі телуриду кадмію у видимому діапазоні складає 94–96 %, а коефіцієнт відбиття в інфрачервоній області спектра не перевищує 7–8 %, що дозволяє в конструкції колектора відмовитися від використання абсорбера з селективним покриттям, оскільки його функцію буде виконувати плівковий фотоелектричний перетворювач.

Запропоновано конструктивно-технологічне рішення фотоенергетичної системи з гнучкими фотоелектричними перетворювачами на основі телуриду кадмію.

Список літератури

1. Garg H. P., Agarwal R. K. Some aspects of a PV/T collector/forced circulation flat plate solar water heater with solar cells. *Energy Conversion and Management*. 1995. Vol. 36, No. 2. P. 8–99.
2. Zondag H. A., de Vries D. W., van Helden W. G. J., van Zolingen R. J. C., van Steenhoven A. A. The yield of different combined PV-thermal collector designs. *Solar Energy*. 2003. Vol. 74, No. 3. P. 253–269.
3. Paudel N. R., Wieland K. A., Compaan A. D. Ultrathin CdS/CdTe solar cells by sputtering. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. 2012. Vol. 105. P. 109–112.
4. Zaitsev R. V., Kirichenko M. V., Khrypunov G. S., Radoguz S. A., Khrypunov M. G., Prokopenko D. S., Zaitseva L. V. Operating Temperature Effect on the Thin Film Solar Cell Efficiency. *Journal of nano- and electronic physics*. 2019. Vol. 11, No. 4. P. 04029-1–04029-6.
5. Virtuani A., Pavanello D., Friesen G. Overview of temperature coefficients of different thin film photovoltaic technologies. *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Spain, Valencia, 2010. P. 4248–4252.
6. Perraki V., Tsolkas G. Temperature dependence on the photovoltaic properties of selected thin-film modules. *International Journal of Renewable and Sustainable Energy*. 2013. Vol. 2, No. 4. P. 140–146.

7. Singh P., Ravindra N. M. Temperature dependence of solar cell performance – an analysis. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. 2012. Vol. 101. P. 36–45.
8. Hädrich M., Heisler C., Reislöhner U., Kraft C., Metzner H. Back contact formation in thin cadmium telluride solar cells. *Thin Solid Films*. 2011. Vol. 519, No. 21. P. 7156–7159.
9. Han J., Spanheimer C., Haindl G., Fu G., Krishnakumar V., Schaffner J., Fan C., Zhao K., Klein A., Jaegermann W. Optimized chemical bath deposited CdS layers for the improvement of CdTe solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2011. Vol. 95, No. 3. P. 816–820.
10. Krishnakumar V., Barati A., Schimper H.-J., Klein A., Jaegermann W. A possible way to reduce absorber layer thickness in thin film CdTe solar cells. *Thin Solid Films*. 2013. Vol. 535. P. 233–236.
11. Зайцев Р. В. Моделювання вдосконаленого теплообмінного блоку з мікроканалами для комбінованої фотоенергетичної установки. *Електротехніка і Електромеханіка*. 2017. № 3. С. 57–62. doi: 10.20998/2074-272X.2017.3.08
12. Salavei A., Rimmaudo I., Piccinelli F., Zabierowski P., Romeo A. Study of difluorochloromethane activation treatment on low substrate temperature deposited CdTe solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2013. Vol. 112. P. 190–195.
13. Sites J., Pan J. Strategies to increase CdTe solar-cell voltage. *Thin Solid Films*. 2007. Vol. 515, No. 15. P. 6099–6102.
14. Харченко Н. М., Хрипунов Г. С., Ли Т. А. Оптимизация технологии “хлоридной” обработки тонких пленок халькогенидов кадмия. Физическая инженерия поверхности. 2008. Т. 6, № 3-4. С. 128–133.

References (transliterated)

1. Garg H. P., Agarwal R. K. Some aspects of a PV/T collector/forced circulation flat plate solar water heater with solar cells. *Energy Conversion and Management*. 1995, vol. 36, no. 2, pp. 8–99.
2. Zondag H. A., de Vries D. W., van Helden W. G. J., van Zolingen R. J. C., van Steenhoven A. A. The yield of different combined PV-thermal collector designs. *Solar Energy*. 2003, vol. 74, no. 3, pp. 253–269.
3. Paudel N. R., Wieland K. A., Compaan A. D. Ultrathin CdS/CdTe solar cells by sputtering. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. 2012, vol. 105, pp. 109–112.
4. Zaitsev R. V., Kirichenko M. V., Khrypunov G. S., Radoguz S. A., Khrypunov M. G., Prokopenko D. S., Zaitseva L. V. Operating Temperature Effect on the Thin Film Solar Cell Efficiency. *Journal of nano- and electronic physics*. 2019, vol. 11, no. 4, pp. 04029-1–04029-6.
5. Virtuani A., Pavanello D., Friesen G. Overview of temperature coefficients of different thin film photovoltaic technologies. *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Spain, Valencia, 2010, pp. 4248–4252.
6. Perraki V., Tsolkas G. Temperature dependence on the photovoltaic properties of selected thin-film modules. *International Journal of Renewable and Sustainable Energy*. 2013, vol. 2, no. 4, pp. 140–146.
7. Singh P., Ravindra N. M. Temperature dependence of solar cell performance – an analysis. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. 2012, vol. 101, pp. 36–45.
8. Hädrich M., Heisler C., Reislöhner U., Kraft C., Metzner H. Back contact formation in thin cadmium telluride solar cells. *Thin Solid Films*. 2011, vol. 519, no. 21, pp. 7156–7159.
9. Han J., Spanheimer C., Haindl G., Fu G., Krishnakumar V., Schaffner J., Fan C., Zhao K., Klein A., Jaegermann W. Optimized chemical bath deposited CdS layers for the improvement of CdTe solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2011, vol. 95, no. 3, pp. 816–820.
10. Krishnakumar V., Barati A., Schimper H.-J., Klein A., Jaegermann W. A possible way to reduce absorber layer thickness in thin film CdTe solar cells. *Thin Solid Films*. 2013, vol. 535, pp. 233–236.
11. Zaitsev R. V. Modelyuvannya vdoskonalenoho teploobminnoho bloku z mikrokanalamy dlya kombinovanoyi fotoenerhetychnoyi ustanovky [Modeling of an advanced heat exchange unit with microchannels for a combined photoenergy system]. *Elektrotekhnika i Elektromekhanika* [Electrical engineering & electromechanics]. 2017, no. 3, pp. 57–62. doi: 10.20998/2074-272X.2017.3.08
12. Salavei A., Rimmaudo I., Piccinelli F., Zabierowski P., Romeo A. Study of difluorochloromethane activation treatment on low substrate temperature deposited CdTe solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2013, vol. 112, pp. 190–195.
13. Sites J., Pan J. Strategies to increase CdTe solar-cell voltage. *Thin Solid Films*. 2007, vol. 515, no. 15, pp. 6099–6102.
14. Kharchenko N.M., Khripunov G.S., Li T.A. Optimizatsiya tekhnologii “khloridnoy” obrabotki tonkikh plenok khal'kogenidov kadmiya [Technology optimization of the chloride treatment of cadmium chalcogenide thin films]. *Physical surface engineering*. 2008, vol. 6, no. 3-4, pp. 128–133.

Надійшла (received) 16.11.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Зайцев Роман Валентинович (Зайцев Роман Валентинович, Zaitsev Roman) – доктор технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», завідувач кафедри фізичного матеріалознавства для електроніки та геліоенергетики; м. Харків, Україна; e-mail: roman.zaitsev@khpi.edu.ua.

УДК 621.311.014 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.08**

С. М. ЛЕБЕДКА, М. В. ПЕТРОВСЬКИЙ, І. М. ДЯГОВЧЕНКО

РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ У ФАЗНИХ КООРДИНАТАХ

Розподільчі електричні мережі великої протяжності характеризуються високим порядком системи рівнянь електромагнітних перехідних процесів. Для підвищення ефективності моделювання таких мереж необхідна розробка формалізованих процедур, що забезпечують автоматизацію як розв'язання, так і формування систем рівнянь з використанням засобів сучасної обчислювальної техніки. Для спрощення розробки математичних моделей використовуються перетворення для переходу від реальної трифазної мережі до інших систем координат, але це досягається за рахунок додаткових обмежень. Для вирішення задач вибору і підвищення ефективності засобів обмеження струмів і перенапруг при перехідних процесах в електричних мережах, необхідно мати модель, що відображає цілий ряд особливостей, як самих мереж, так і перехідних процесів, які протікають в них. Це реалізовано в моделі, заснованій на поданні елементів мережі не однофазними еквівалентами, а рівняннями в фазних координатах. Ці рівняння містять параметри елементів мережі (активні опори, власні і взаємні індуктивності та ємності) і параметри її режиму (струми, напруги, потужності фаз), що відповідають реальним фізичним параметрам електричних систем. Розроблена математична модель електромагнітних перехідних процесів у електричній мережі у фазних координатах. Розрахунок перехідного процесу при використанні неявного методу і поданні трифазних елементів на кроці інтегрування дискретними моделями дозволяє звести розв'язання системи диференціальних рівнянь до багаторазового формування і розв'язання системи алгебраїчних рівнянь. Отримав розвиток діакоптичний метод дослідження складних систем, застосований для розробки математичної моделі електромагнітних перехідних процесів в трифазній електричній мережі. Запропонована форма представлення дискретних моделей трифазних багатополюсників дозволяє формалізувати як процедуру розв'язання, так і процедуру складання рівнянь перехідних процесів для трифазних схем електричних мереж довільної конфігурації. Перспективами подальших досліджень є проведення обчислювальних експериментів для дослідження електромагнітних перехідних процесів при замиканнях на землю в електричних мережах довільної конфігурації з різними режимами нейтралі і засобами обмеження струмів та перенапруг.

Ключові слова: електрична мережа, електромагнітний перехідний процес, математична модель, фазні координати, неявний метод Гіра, діакоптичний метод, дискретні моделі.

С. Н. ЛЕБЕДКА, М. В. ПЕТРОВСКИЙ, И. Н. ДЯГОВЧЕНКО

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В ФАЗНЫХ КООРДИНАТАХ

Распределительные электрические сети большой протяженности характеризуются высоким порядком системы уравнений электромагнитных переходных процессов. Для повышения эффективности моделирования таких сетей необходима разработка формализованных процедур, обеспечивающих автоматизацию как решения, так и формирования систем уравнений с использованием средств современной вычислительной техники. Для упрощения разработки математических моделей используются преобразования для перехода от реальной трехфазной сети к другим системам координат, но это достигается за счет дополнительных ограничений. Для решения задач выбора и повышения эффективности средств ограничения токов и перенапряжений при переходных процессах в электрических сетях, необходимо иметь модель, отражающую целый ряд особенностей, как самих сетей, так и переходных процессов, протекающих в них. Это реализовано в модели, основанной на представлении элементов сети не однофазными эквивалентами, а уравнениями в фазных координатах. Эти уравнения содержат параметры элементов сети (активные сопротивления, собственные и взаимные индуктивности и емкости) и параметры ее режима (токи, напряжения, мощности фаз), соответствующие реальным физическим параметрам электрических систем. Разработана математическая модель электромагнитных переходных процессов в электрической сети в фазных координатах. Расчет переходного процесса при использовании неявного метода и представлении трехфазных элементов на шаге интегрирования дискретными моделями позволяет свести решение системы дифференциальных уравнений к многократному формированию и решению системы алгебраических уравнений. Получил развитие диакоптический метод исследования сложных систем, примененный для разработки математической модели электромагнитных переходных процессов в трехфазной электрической сети. Предложенная форма представления дискретных моделей трехфазных многополюсников позволяет формализовать как процедуру решения, так и процедуру составления уравнений переходных процессов для трехфазных схем электрических сетей произвольной конфигурации. Перспективами дальнейших исследований является проведение вычислительных экспериментов для исследования электромагнитных переходных процессов при замыканиях на землю в электрических сетях произвольной конфигурации с различными режимами нейтрали и средствами ограничения токов и перенапряжений.

Ключевые слова: электрическая сеть, электромагнитный переходный процесс, математическая модель, фазные координаты, неявный метод Гира, диакоптический метод, дискретные модели.

S. M. LEBEDKA, M. V. PETROVSKYI, I. M. DIAHOVCHENKO

DEVELOPMENT OF A MATHEMATICAL MODEL OF TRANSITIONAL PROCESSES IN THE ELECTRICAL NETWORK IN PHASE COORDINATES

Distribution electrical networks of great length are characterized by a high order of the system of equations of electromagnetic transients. To improve the efficiency of modelling such networks, it is necessary to develop formalized procedures that provide automation of both the solution and the formation of systems of equations using modern computer technology. To simplify the development of mathematical models, transformations are used to move from a real three-phase network to other coordinate systems, but this is achieved at the expense of additional restrictions. To solve the problems of choosing and increasing the efficiency of means for limiting currents and overvoltages during transient processes in electrical networks, it is necessary to have a model reflecting a number of features, both of the networks themselves, and of the transient processes occurring in them. This is implemented in a model based on the representation of network elements not by single-phase equivalents, but by equations in phase coordinates. These equations contain the parameters of the network elements (active resistances, own and mutual inductances and capacitances) and the parameters of its mode

© С. М. Лебедка, М. В. Петровський, І. М. Дяговченко, 2020

(currents, voltages, phase powers), corresponding to the real physical parameters of electrical systems. A mathematical model of electromagnetic transient processes in an electrical network in phase coordinates has been developed. Calculation of the transient process when using the implicit method and representing the three-phase elements at the integration step by discrete models makes it possible to reduce the solution of a system of differential equations to multiple formation and solution of a system of equations. The diakoptic method for studying complex systems was developed, which was used to develop a mathematical model of electromagnetic transient processes in a three-phase electrical network. The proposed form of representation of discrete models of three-phase multipoles allows one to formalize both the solution procedure and the procedure for drawing up equations of transient processes for three-phase circuits of electrical networks of arbitrary configuration. Prospects for further research are computational experiments to study electromagnetic transient processes during ground faults in electrical networks of arbitrary configuration with various neutral modes and means of limiting currents and overvoltages.

Keywords: electrical network, electromagnetic transients, mathematical model, phase coordinates, implicit method Gere, diakoptic method, discrete models.

Постановка проблеми. Розподільчі електричні мережі різноманітні за складом обладнання, структурою, конфігурацією, тому при великій протяжності і розгалужених схемах системи рівнянь електромагнітних перехідних процесів в них мають високий порядок. Крім того, через наявність в схемах як індуктивних, так і ємнісних елементів рівняння, що описують перехідні процеси в таких мережах, є інтегро-диференціальними. Тому для підвищення ефективності моделювання таких мереж необхідна розробка формалізованих процедур, що забезпечують автоматизацію як розв'язання, так і формування систем рівнянь з використанням засобів сучасної обчислювальної техніки.

Аналіз публікацій. У ряді робіт для спрощення завдань розробки математичних моделей і їх програмної реалізації використовуються перетворення для переходу від реальної трифазної мережі до інших систем координат (розкладання на симетричні складові; координати d, q, 0; система a, b, 0). Однак спрощення досягається за рахунок додаткових обмежень (перелік вирішуваних задач; кількість чинників, що враховуються; точність моделювання).

Наприклад, в [1] для комп'ютерного розрахунку подвійних замикань на землю в електричних мережах з ізольованою нейтраллю складання рівнянь виконується вручну і засноване на методі симетричних складових. Але цей метод дозволяє визначати лише періодичні складові перехідних процесів, він орієнтований на розрахунок простої несиметрії.

Опубліковані роботи, що використовують математичне моделювання та обчислювальну техніку для дослідження електромагнітних перехідних процесів, наприклад [2–4], характеризуються наступним:

- при вивченні перехідних процесів за вихідні приймаються спрощені схеми заміщення мереж з граничним узагальненням їх параметрів, що спрощує їх опис, вивчення і аналіз, але призводить до значного зниження точності одержуваних результатів;
- орієнтуючись тільки на прості схеми, автори розроблених моделей передбачають автоматизацію тільки процесу розв'язання отриманих систем рівнянь, відсутність формалізованих процедур формування систем диференційних рівнянь обмежує можливості застосування наявних моделей для різноманітних розрахунків перехідних процесів, особливо в разі складних схем;
- застосування спрощених моделей приводить до суперечливих результатів, ускладнює отримання об'єктивної оцінки ефективності різних методів і засобів обмеження струмів і перенапруг.

Щоб підійти до вирішення задач вибору і підвищення ефективності засобів обмеження струмів і перенапруг при перехідних процесах в електричних мережах, необхідно мати модель, що відображає цілий ряд особливостей, як самих мереж, так перехідних процесів, які протікають в них, а саме:

- для дослідження величин струмів і перенапруг модель повинна відображати реальну конфігурацію мережі, склад обладнання, відтворювати електромагнітні перехідні процеси з урахуванням як індуктивних, так і ємнісних параметрів фаз, на відміну від спрощених моделей, що враховують або тільки індуктивні, або тільки ємнісні параметри в еквівалентних або типових схемах;
- для забезпечення оцінки і зіставлення характеристик мереж з різними режимами нейтралі, для визначення їх параметрів з необхідною точністю, для аналізу впливу режиму нейтралі мережі на рівні перенапруг і струмів модель повинна забезпечувати моделювання електромагнітних перехідних процесів в мережах з різними режимами нейтралі на єдиній алгоритмічній основі.

Реалізація такої задачі є можливою в моделі, заснованій на поданні елементів мережі не однофазними еквівалентами, а рівняннями в фазних координатах. Ці рівняння містять параметри елементів мережі (активні опори, власні і взаємні індуктивності та ємності) і параметри її режиму (струми, напруги, потужності фаз), що відповідають реальним фізичним параметрам електричних систем [5–8]. Метод фазних координат розробляється, наприклад, в роботах [9–12]. В роботі [13] наведені математичні моделі елементів електричної мережі, отримані із застосуванням формули другого порядку неявного методу Гіра чисельного інтегрування диференціальних рівнянь.

Метою статті є розробка математичної моделі електромагнітних перехідних процесів електричної мережі в фазних координатах. В якості моделей елементів мережі (ліній електропередачі, силових трансформаторів, вузлів навантаження) використовуються рівняння, отримані в [13].

Результати дослідження. Загальний принцип побудови математичних моделей технічних систем, що допускає формалізацію, сформульований Г. Кроном [14, 15] і полягає в тому, що:

1) виконується поділ складної системи на частини – в системі виділяються окремі елементи, математичний опис яких відомий;

2) при відомих моделях елементів і інформації про те, як поєднані елементи між собою в систему, формуються рівняння стану системи в цілому.

Такий підхід прийнятий в статті при розробці математичної моделі для дослідження електромагнітних перехідних процесів в електричній мережі. Як елементи системи розглядаються трифазні багатополюсники, що відповідають реальним елементам мережі: повітряним і кабельним лініям, силовим трансформаторам, джерелам і споживачам електричної енергії. Модель системи в цілому повинна бути отримана об'єднанням моделей елементів.

Дискретні рівняння елементів мережі в перехідних режимах отримані на основі формул неявного методу Гіра і представлені в уніфікованій формі, розв'язаній щодо струмів. Таке подання дозволяє уніфікувати процедуру об'єднання моделей елементів в модель системи на основі першого закону Кірхгофа (вузлового методу), застосуванням якого забезпечується простота формування матриці Якобі, низький (в порівнянні з іншими методами) порядок одержуваної системи рівнянь, можливість формалізації складання системи рівнянь.

Остання обставина особливо важлива, тому що, по-перше, обсяги і рівень складності мереж великі. Навіть при моделюванні на рівні багатополюсників порядок систем диференційних рівнянь для складних схем виявляється високим, процедура формування таких систем трудомістка і повинна бути формалізованою. По-друге, завдання формування і розв'язання систем рівнянь ускладняються тим, що схема електричної мережі містить як індуктивні, так і ємнісні елементи.

Метод вузлових потенціалів (вузловий метод) широко застосовується для аналізу перехідних процесів в схемах з двополюсними R-, L-, C-елементами. Як вектор базисних координат в цьому методі отримання моделей використовується вектор вузлових напруг. В статті для формування математичної моделі електричної мережі прийнятий вузловий метод, але з урахуванням того, що дискретні рівняння отримані неявним методом Гіра і для трифазних елементів.

Завдання моделювання перехідних процесів в схемі мережі зводиться до багаторазової процедури знаходження поточних параметрів її режиму для кожного інтервалу часу, на яких проводиться алгебраїзація інерційних компонентних співвідношень.

Повний процес розв'язання системи алгебраїчних рівнянь полягає в наступному:

1) вибір початкового значення U_{k+1}^{i};

2) лінеаризація нелінійних компонентів;

3) формування системи лінійних алгебраїчних рівнянь (СЛАР);

4) розв'язання СЛАР;

5) порівняння рішення і початкового значення;

6) отримання результату.

На основі усього вищевикладеного за основу методики побудови математичної моделі електричної мережі в перехідних режимах, розробленої в статті, прийняті наступні положення:

- рівень декомпозиції – трифазні багатополюсники;
- елементи мережі (трифазні багатополюсники) і електрична мережа в цілому представляються диференціальними рівняннями в фазних координатах;
- метод чисельного інтегрування – неявний метод Гіра другого порядку (формула Шихмана);
- диференціальні рівняння окремих елементів мережі апроксимуються різницевими рівняннями на основі неявних методів чисельного інтегрування і подаються у формі, розв'язаній щодо струмів;
- формування системи рівнянь на кроці чисельного інтегрування виконується вузловим методом стосовно до схем з багатополюсними елементами;
- розв'язання системи вузлових рівнянь на кроці виконується прямими методами з урахуванням блокової структури матриць коефіцієнтів вузлових рівнянь.

Для отримання рівнянь в фазних координатах складається трифазна схема електричної мережі, елементами якої є трифазні поздовжні і поперечні вітки. Поздовжні вітки містяться в схемах ділянок повітряних і кабельних ліній електропередачі, обмоток трансформаторів; поперечні – вузлів навантаження, поперечних провідностей ліній електропередачі, віток намагнічування трансформаторів.

Математичні моделі елементів мережі у векторно-матричній формі мають вигляд:

- поздовжній пасивний трифазний багатополюсник:

$$[\Delta U]_{ij} = [L]_{ij}\frac{d}{dt}[i]_{ij} + [R]_{ij}[i]_{ij}; \qquad (1)$$

- поздовжній трифазний багатополюсник, приєднаний до джерела живлення (ЕРС):

$$[U]_i - [\bar{E}]_G = [L]_G\frac{d}{dt}[i]_G + [R]_G[i]_G; \qquad (2)$$

- поперечний трифазний багатополюсник ємнісного характеру:

$$[i]_C = [G]\cdot[U_C] + [C]\frac{d}{dt}[U_C]; \qquad (3)$$

- поперечний трифазний багатополюсник індуктивного характеру у вузлі і:

$$[U]_i = [L]\frac{d}{dt}[i_L] + [R][i_L]. \qquad (4)$$

Застосуємо до (1)–(4) формулу чисельного інтегрування другого порядку неявного методу Гіра:

$$[i_L]^{(k+1)} = \frac{4}{3}[i_L]^{(k)} - \frac{1}{3}[i_L]^{(k-1)} + \frac{2}{3}h\frac{d}{dt}[i_L]^{(k+1)},$$

$$[U_C]^{(k+1)} = \frac{4}{3}[U_C]^{(k)} - \frac{1}{3}[U_C]^{(k-1)} + \frac{2}{3}h\frac{d}{dt}[U_C]^{(k+1)}.$$

Отримаємо:

$$[i]^{(k+1)} = [Y_{LW}][\Delta U]^{(k+1)} + [A_{LW}][i]^{(k)} + \\ +\left[A_{_LW}\right][i]^{(k-1)};$$

$$[i]_{\Gamma}^{(k+1)} = [Y_{LW}]\left([U]_i^{(k+1)} - [E]_{\Gamma}^{(k+1)}\right) + \\ +[A_{LW}][i]_{\Gamma}^{(k)} + \left[A_{_LW}\right][i]_{\Gamma}^{(k-1)};$$

$$[i]_{\mathrm{C}}^{(k+1)} = [Y_{Cu}][U]_C^{(k+1)} + \left[Y_{C_u}\right][Y_C]^{(k+1)} + \\ +\left[Y_{_Cu}\right][U_C]^{(k-1)};$$

$$[i_H]^{(k+1)} = [Y_{Lu}][U]_i^{(k+1)} + \left[A_{L_u}\right][i_H]^{(k)} + \\ +\left[A_{_Lu}\right][i_H]^{(k-1)};$$

де $[Y_{LW}] = \left([R] + \frac{2}{3h}[R]\right)^{-1}$, $[A_{LW}] = \frac{2}{h}[Y_{LW}][L]$, $\left[A_{_LW}\right] = -\frac{1}{2h}[Y_{LW}][L]$, $[Y_{Cu}] = \frac{3}{2h}[C] + [G]$, $\left[Y_{C_u}\right] = -\frac{2}{h}[C]$, $\left[Y_{_Cu}\right] = \frac{1}{2h}[C]$, $[Y_{Lu}] = [Y_{LW}]$, $[A_{Lu}] = [A_{LW}]$, $\left[A_{_Lu}\right] = \left[A_{_LW}\right]$ – матриці дискретних параметрів відповідних елементів;

h – крок інтегрування.

Трифазній електричній мережі ставиться у відповідність дискретна схема на кроці чисельного інтегрування системи диференціальних рівнянь. Дискретна схема містить трифазні багатополюсники, що відповідають поздовжнім і поперечним трифазним віткам. Поздовжні вітки, що відповідають ділянкам повітряних або кабельних ліній, характеризуються дискретними параметрами Y_{Lwij}, A_{Lwij}, $A_{_Lwij}$, поперечні ємнісні – Y_{Cui}, Y_{C_ui}, $Y_{_Cui}$, індуктивні – Y_{Lui}, A_{Lui}, $A_{_Lui}$.

При заданому законі зміни напруги в часі в одному з вузлів схеми невідомими є напруги в решті вузлів (незалежні вузли). Склавши рівняння балансу струмів для всіх незалежних трифазних вузлів мережі, отримаємо в результаті систему рівнянь:

$$[y_{11}][u_1]^{k+1} + \cdots + [y_{1i}][u_i]^{k+1} + \cdots + \\ +[y_{1n}][u_n]^{k+1} = [j_1]^k$$

$$[y_{21}][u_1]^{k+1} + \cdots + [y_{2i}][u_i]^{k+1} + \cdots + \\ +[y_{2n}][u_n]^{k+1} = [j_2]^k$$

$$\cdots$$

$$[y_{i1}][u_1]^{k+1} + \cdots + [y_{ii}][u_i]^{k+1} + \cdots + \\ +[y_{in}][u_n]^{k+1} = [j_i]^k$$

$$\cdots$$

$$[y_{n1}][u_1]^{k+1} + \cdots + [y_{ni}][u_i]^{k+1} + \cdots + \\ +[y_{nn}][u_n]^{k+1} = [j_n]^k \qquad (5)$$

Елементи вектора-стовпця $[j_i]^k$ в правій частині отриманої системи рівнянь залежать від струмів індуктивних і напруг ємнісних елементів на попередніх інтервалах часу і змінюються від кроку до кроку. Елементи блоків матриці $[y_{in}]$ визначаються параметрами R, L, G, C елементів системи і при постійному кроці інтегрування залишаються незмінними.

Розв'язання системи рівнянь (5) дозволяє за параметрами режиму схеми на попередніх кроках чисельного інтегрування визначити параметри режиму на черговому інтервалі часу. Розрахунок при постійному кроці інтегрування (h = const) і лінійній схемі зводиться до коректування елементів стовпця $[j]^k$ з урахуванням обчислених на кроці параметрів режиму і визначення нових значень з розв'язання системи рівнянь (5).

Для дослідження перехідних процесів в електричних мережах розроблена математична модель реалізована у вигляді програмних засобів, що забезпечують: введення вихідних даних про схему мережі, визначення початкових умов (з розрахунку нормального режиму), розрахунок перехідного процесу за рівняннями в фазних координатах неявним методом чисельного інтегрування, надання результатів розрахунків у формі, зручній для аналізу.

Висновки. Можливості сучасних комп'ютерів і їх програмного забезпечення дозволяє перейти до вирішення задачі розрахунку електромагнітних перехідних процесів в електричних мережах на основі математичних моделей у фазних координатах. Розробку математичної моделі перехідних процесів в електричній мережі доцільно виконувати у фазних координатах, оскільки вони більш гнучкі й універсальні ніж метод симетричних складових, що традиційно застосовують для розрахунків. Рівняння у фазних координатах можуть бути застосовані для аналізу режимів роботи мереж з різними способами заземлення нейтралі, як з простою, так і з складною несиметрією, як в стаціонарних, так і в перехідних режимах.

У статті отримав розвиток діакоптичний метод дослідження складних систем, застосований для розробки математичної моделі електромагнітних перехідних процесів в трифазній електричній мережі. Запропонована форма представлення дискретних моделей трифазних багатополюсників дозволяє формалізувати як процедуру розв'язання, так і процедуру складання рівнянь перехідних процесів для трифазних схем електричних мереж довільної конфігурації.

Перспективами подальших досліджень є тестування програмних засобів, в яких реалізована розроблена математична модель, та проведення обчислювальних експериментів для дослідження електромагнітних перехідних процесів при замиканнях на землю в електричних мережах довільної конфігурації з різними режимами нейтралі і засобами обмеження струмів та перенапруг.

Список літератури

1. Овчаренко Н. И. Компьютерные методы расчета коротких замыканий и двойных замыканий на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью. *Электричество*. 2006. № 11. С. 11–16.
2. Романюк Ф. А., Новаш В. И., Бобко Н. Н., Новаш И. В., Румянцев В. Ю., Тишечкин А. А., Глинский Е. В. Расчеты переходных процессов при однофазных замыканиях на землю в

компенсированных сетях. *Энергетика… (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ)*. 2002. № 4. С. 3–10.
3. Новаш И. В. Решение жестких дифференциальных уравнений методом Рунге-Кутта 4-го порядка в электротехнических задачах. *Энергетика (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ).* 2002. № 6. С. 42–47.
4. Сивокобыленко В. Ф., Лебедев В. К., Махинда Сильва. Математическая модель для исследования переходных процессов при замыкании фазы на землю в сетях 6–10 кВ. *Сб. научн. трудов ДонГТУ. Серия: электротехника и энергетика.* 1999. № 4. С. 221–226.
5. Чуа Л. О., Пен-Мин Лин. *Машинный анализ электронных схем.* Москва: Энергия, 1980. 640 с.
6. Берман А. П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат. *Электричество.* 1985. № 12. С. 6–12.
7 Сегеда М. С., Равлик О. М., Гроностальська О. І. Обмеження струмів однофазних замикань на землю в електричних мережах 6–35 кВ. *Технічна електродинаміка.* 2002. № 6. С. 59–61.
8. Толмачов С. Т., Барановська М. Л. Моделювання процесів дугових замикань на землю в мережах з ізольованою нейтраллю. *Вісник Вінницького політехнічного інституту.* 1997. № 4. С. 36–40.
9. Веприк Ю. Н., Лебедка С. Н. Эффективность средств компенсации емкостных токов в электрических сетях 6–10 кВ. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»*. 2011. № 57. С. 57–64.
10. Веприк Ю. Н., Лебедка С. Н. Математическое моделирование режимов работы электросетей с ОПН. *Східно-Європейський журнал передових технологій.* 2012. Т. 3, № 8 (57). С. 25–29.
11. Svenda G. S., Nahman J. M. Transformer Phase Coordinate Models Extended for Grounding System Analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2002. Vol. 17, no. 4. P. 1023–1029.
12. Gajbhiye R. K., Kulkarni P., Soman S. A. Analysis of faulted power systems in three phase coordinates – a generic approach. *2005 International Power Engineering Conference.* 2005. Vol. 2. P. 1052–1057.
13. Lebedka S. M., Petrovskyi M. V., Veprik Y. N. Discrete models of the electric grid elements, obtained with using the second-order formula of implicit gear method. *2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON),* Kyiv, 2017. P. 584–588. doi: 10.1109/UKRCON.2017.8100309.
14. Крон Г. *Исследование сложных систем по частям – диакоптика.* Москва, Наука, 1972. 544 с.
15. Крон Г. *Тензорный анализ сетей.* Москва: Сов. радио, 1978. 720 с.

References (transliterated)

1. Ovcharenko N. Y. Kompyuternye metody rascheta korotkykh zamykanyy y dvoynykh zamykanyy na zemlyu v elektrycheskykh setyakh s yzolyrovannoy neytral'yu [Computer methods for calculating short circuits and double earth faults in electrical networks with isolated neutral]. *Elektrychestvo*. 2006, no. 11, pp. 11–16.
2. Romanyuk F. A., Novash V. Y., Bobko N. N., Novash Y. V., Rumyantsev V. Yu., Tyshechkyn A. A., Hlynskyy E. V. Raschety perekhodnykh protsessov pry odnofaznykh zamykanyyakh na zemlyu v kompensyrovannykh setyakh [Transient calculations for single-phase earth faults in compensated networks]. *Enerhetyka (Yzv. vyssh. ucheb. zavedenyy y enerh. obedynenyy SNH).* 2002, no. 4, pp. 3–10.
3. Novash Y. V. Reshenye zhestkykh dyfferentsyal'nykh uravnenyy metodom Runhe-Kutta 4-ho poryadka v elektrotekhnycheskykh zadachakh [Solving stiff differential equations by the Runge-Kutta method of the 4th order in electrical problems]. *Enerhetyka (Yzv. vyssh. ucheb. zavedenyy y enerh. obedynenyy SNH).* 2002, no. 6, pp. 42–47.
4. Syvokobylenko V. F., Lebedev V. K., Makhynda Syl'va. Matematycheskaya model' dlya yssledovanyya perekhodnykh protsessov pry zamykanyy fazy na zemlyu v setyakh 6-10 kV [Mathematical model for the study of transient processes during a phase-to-earth fault in 6-10 kV networks]. *Sb. nauchn. trudov DonHTU. Seryya: elektrotekhnyka y enerhetyka.* 1999, no. 4, pp. 221–226.
5. Chua L. O., Pen-Myn Lyn. *Mashynnyy analyz elektronnykh skhem* [Machine analysis of electronic circuits]. Moscow, Enerhiia Publ., 1980. 640 p.
6. Berman A. P. Raschet nesymmetrychnekh rezhymov elektrycheskykh system s yspol'zovanyem faznekh koordynat [Calculation of asymmetric modes of electrical systems using phase coordinates]. *Elektrychestvo*. 1985, no. 12, pp. 6–12.
7 Seheda M. S., Ravlyk O. M., Hronostal's'ka O. I. Obmezhennya strumiv odnofaznykh zamykan' na zemlyu v elektrychnykh merezhakh 6–35 kV [Limitation of currents of single-phase earth faults in 6–35 kV electrical networks]. *Tekhnichna elektrodynamika.* 2002, no. 6, pp. 59–61.
8. Tolmachov S. T., Baranovs'ka M. L. Modelyuvannya protsesiv duhovykh zamykan' na zemlyu v merezhakh z izol'ovanoyu neytrallyu [Modeling of processes of arc short circuits to earth in networks with isolated neutral]. *Visnyk Vinnyts'koho politekhnichnoho instytutu.* 1997, no. 4, pp. 36–40.
9. Vepryk Yu. N., Lebedka S. N. Effektyvnost' sredstv kompensatsyy emkostnykh tokov v elektrycheskykh setyakh 6–10 kV [Efficiency of means of compensation of capacitive currents in electrical networks 6–10 kV]. *Visnyk Natsional'noho tekhnichnoho universytetu "Kharkivs'kyy politekhnichnyy instytut"*. 2011, no. 57, pp. 57–64.
10. Vepryk Yu. N., Lebedka S. N. Matematycheskoe modelyrovanye rezhymov raboty elektrosetey s OPN [Mathematical modeling of operating modes of power grids with non-linear surge arrester]. *Skhidno-Yevropeys'kyy zhurnal peredovykh tekhnolohiy*. 2012, vol. 3, no. 8 (57), pp. 25–29.
11. Svenda G. S., Nahman J. M. Transformer Phase Coordinate Models Extended for Grounding System Analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2002, vol. 17, no. 4, pp. 1023–1029.
12. Gajbhiye R. K., Kulkarni P., Soman S. A. Analysis of faulted power systems in three phase coordinates – a generic approach. *2005 International Power Engineering Conference*. 2005, vol. 2, pp. 1052–1057.
13. Lebedka S. M., Petrovskyi M. V., Veprik Yu. N. Discrete models of the electric grid elements, obtained with using the second-order formula of implicit gear method. *2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON),* Kyiv, 2017. pp. 584–588. doi: 10.1109/UKRCON.2017.8100309.
14. Kron H. *Yssledovanye slozhnykh system po chastyam – dyakoptyka* [Study of complex systems piece by piece – diakoptics]. Moscow, Nauka Publ., 1972. 544 p.
15. Kron H. *Tenzornyy analyz setey* [Tensor network analysis]. Moscow, Sov. radio Publ., 1978. 720 p.

Надійшла (received) 21.12.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Лебедка Сергій Миколайович (Лебедка Сергей Николаевич, Lebedka Serhii Mykolaiovych) – кандидат технічних наук, Сумський державний університет, старший викладач кафедри електроенергетики, Суми, Україна; e-mail: s.lebedka@etech.sumdu.edu.ua.

Петровський Михайло Васильович (Петровский Михаил Васильевич, Petrovskyi Mykhailo Vasylovych) – кандидат фізико-математичних наук, доцент, Сумський державний університет, доцент кафедри електроенергетики, Суми, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-0387-3136; e-mail: m.petrovskyi@etech.sumdu.edu.ua.

Дяговченко Ілля Миколайович (Дяговченко Илья Николаевич, Diahovchenko Illia Mykolaiovych) – кандидат технічних наук, Сумський державний університет, старший викладач кафедри електроенергетики, Суми, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0001-8575-8280; e-mail: i.diahovchenko@etech.sumdu.edu

УДК 621.315.615.2 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.09**

О. Є. ПІРОТТІ, О. І. БАЛЕНКО, В. О. БРЕЧКО, М. Ю. ГУЗІН, Ю. Г. ГОНТАР

АНАЛІЗ ПРИНЦИПІВ ПОБУДОВИ ТА ФУНКЦІОНАЛЬНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ СТАНУ ВИСОКОВОЛЬТНИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

У статті наведено результати аналізу принципів побудови та функціональних можливостей систем, що використовуються для моніторингу стану високовольтних силових трансформаторів. Проаналізовано основні функції сучасних систем моніторингу, що використовуються для діагностики стану обладнання електричних мереж як в Україні, так і за її межами. На підставі аналізу встановлено, що найбільш характерними функціями систем моніторингу є виявлення дефектів, що швидко розвиваються, і безперервний контроль параметрів, необхідних для прогнозування та оцінки стану обладнання. Показано, що ефективність систем моніторингу буде визначатися як точністю засобів вимірювання, так і адекватністю використовуваних в процесі обробки результатів вимірювань моделей прогнозу і діагностики. Розглянуто вимоги до обладнання, дотримання яких дозволяє забезпечувати ефективне та економічно обґрунтоване використання систем моніторингу. Проаналізовано типову архітектуру сучасних систем моніторингу, розглянуто основні елементи таких систем. Також розглянуто основні рівні обробки інформаційних потоків, що реалізуються в рамках систем моніторингу стану силових трансформаторів. Наведено докладний опис і дано обґрунтування використання діагностичних параметрів для моніторингу стану основних вузлів силових трансформаторів, таких як аналіз розчинених в маслі газів, часткові розряди, струм, напруга і потужність трансформаторів, температура масла в різних місцях трансформатора, комутаційні та атмосферні перенапруги, струми короткого замикання, деформація обмоток та інших. Наведено вихідні параметри, які повертають системи моніторингу. Впровадження сучасних систем і технічних засобів моніторингу стану високовольтних силових трансформаторів дозволить знизити ризики виникнення аварійних ситуацій і, як наслідок, зменшити економічні втрати, пов'язані із заміною пошкоджених трансформаторів і недовідпуском електричної енергії.

Ключові слова: інтелектуальні енергетичні системи, системи моніторингу, силові трансформатори, оперативна діагностика, прогнозування залишкового ресурсу, архітектура систем моніторингу, рівні інформації, діагностичні ознаки.

А. Е. ПИРОТТИ, А. И. БАЛЕНКО, В. А. БРЕЧКО, М. Ю. ГУЗИН, Ю. Г. ГОНТАРЬ

АНАЛИЗ ПРИНЦИПОВ ПОСТРОЕНИЯ И ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В статье приведены результаты анализа принципов построения и функциональных возможностей систем, используемых для мониторинга состояния высоковольтных силовых трансформаторов. Проанализированы основные функции современных систем мониторинга, используемых для диагностики состояния оборудования электрических сетей как в Украине, так и за ее пределами. На основании анализа установлено, что наиболее характерными функциями систем мониторинга являются обнаружение быстроразвивающихся дефектов и непрерывный контроль параметров, необходимых для прогнозирования и оценки состояния оборудования. Показано, что эффективность систем мониторинга будет определяться как точностью средств измерения, так и адекватностью используемых в процессе обработки результатов измерений моделей прогноза и диагностики. Рассмотрены требования к оборудованию, соблюдение которых позволяет обеспечивать эффективное и экономически обоснованное использование систем мониторинга. Проанализирована типичная архитектура современных систем мониторинга, рассмотрены основные элементы таких систем. Также рассмотрены основные уровни обработки информационных потоков, реализуемых в рамках систем мониторинга состояния силовых трансформаторов. Приведено подробное описание и дано обоснование использования диагностических параметров для мониторинга состояния основных узлов силовых трансформаторов, таких как анализ растворенных в масле газов, частичные разряды, ток, напряжение и мощность трансформаторов, температура масла в различных местах трансформатора, коммутационные и атмосферные перенапряжения, токи короткого замыкания, деформация обмоток и других. Приведены выходные параметры, которые возвращают системы мониторинга. Внедрение современных систем и технических средств мониторинга состояния высоковольтных силовых трансформаторов позволит снизить риски возникновения аварийных ситуаций и, как следствие, уменьшить экономические потери, связанные с заменой поврежденных трансформаторов и недоотпуском электрической энергии.

Ключевые слова: интеллектуальные энергетические системы, системы мониторинга, силовые трансформаторы, оперативная диагностика, прогнозирование остаточного ресурса, архитектура систем мониторинга, уровни информации, диагностические признаки.

O. YE. PIROTTI, O. I. BALENKO, V. O. BRECHKO, M. YU. GUZIN, YU. H. GONTAR

ANALYSIS OF CONSTRUCTION PRINCIPLES AND FUNCTIONALITY OF HIGH-VOLTAGE POWER TRANSFORMER CONDITION MONITORING SYSTEMS

The article presents the results of analysis of construction principles and functionality of systems used to monitor the condition of high-voltage power transformers. The main functions of modern monitoring systems used to diagnose the condition of electrical network equipment both in Ukraine and abroad were analysed. Based on the analysis it was found that the most characteristic functions of monitoring systems are the detection of rapidly developing defects and continuous control of parameters necessary to predict and assess the state of equipment. It is shown that efficiency of monitoring systems will be determined by both accuracy of measuring instruments and adequacy of prediction and diagnostic models used in the process of measurement results processing. Requirements to the equipment which observance allows providing effective and economically reasonable use of monitoring systems are considered. The typical architecture of modern monitoring systems is analysed, the basic elements of such systems are considered. Basic levels of information flow processing within the systems for monitoring the condition of power transformers have been considered. A detailed description and justification for using diagnostic parameters for monitoring the main components of power transformers such as dissolved gases analysis, partial discharges, current, voltage and power of transformers, oil temperature in different transformer locations, switching and atmospheric overvoltages, short-circuit currents, deformation of windings and others are presented. The output parameters returned by monitoring systems are given. The introduction of modern systems and technical means of monitoring the condition of high-voltage power transformers will reduce the risks of emergencies and, consequently, reduce the economic losses associated with the replacement of damaged transformers and under-release of electrical energy.

© О. Є. Піротті, О. І. Баленко, В. О. Бречко, М. Ю. Гузін, Ю. Г. Гонтар, 2020

Keywords: Intelligent energy systems, monitoring systems, power transformers, online diagnostics, residual life prediction, monitoring system architecture, information levels, diagnostic attributes.

Вступ. В даний час як в Україні, так і за її межами спостерігається стійка тенденція до розробки інтелектуальних електроенергетичних систем (Smart Grid) [1]. Основними завданнями таких систем є не тільки створення платформи для ринкових і технологічних інновацій та оптимальне управління режимами роботи електричних мереж, а й забезпечення оптимального управління експлуатацією обладнання електричних мереж і підвищення його експлуатаційної надійності. Останнє завдання є вкрай актуальним в умовах старіння парку обладнання, яке характерне як для електроенергетичної галузі України, так і більшості зарубіжних країн. Збільшення електроспоживання, зниження коефіцієнтів запасу міцності обладнання, зважаючи на конкуренцію на ринку виробників, а також підвищення вимог до надійності постачання споживачів призводять до постановки нових завдань з підвищення експлуатаційної надійності обладнання електричних мереж. При цьому одним із основних завдань як у виробників обладнання, так і у енергетичних компаній є запобігання аваріям і зниження експлуатаційних витрат, пов'язаних з цим обладнанням. Важливими питаннями, також, стають оцінка можливості продовження експлуатації обладнання після закінчення нормованого терміну його служби і створення необслуговуваних підстанцій.

Впровадження системи оптимального управління експлуатацією обладнання електричних мереж також можливе тільки при наявності достовірної інформації про поточний технічний стан кожної одиниці обладнання. Найбільш коректно технічний стан можна оперативно визначати за допомогою систем моніторингу, що володіють вбудованими функціями оперативної діагностики дефектів за допомогою експертних систем. У порівнянні з традиційними (offline) методами контролю технічного стану сучасна online діагностика за допомогою систем моніторингу має ряд переваг. До таких переваг відносяться:

- безперервність процесу вимірювання, діагностики та оцінки технічного стану обладнання;
- можливість відстеження стрибків параметрів стану, зазвичай пов'язаних зі «швидким» виникненням дефектних станів;
- виявлення та аналіз трендів зміни параметрів обладнання, за допомогою цієї функції ефективно оцінюються повільні зміни технічного стану;
- комплексний підхід до оцінки стану обладнання. Підсумковий висновок про технічний стан формується на підставі використання декількох діагностичних методів, враховує попередні етапи експлуатації, спирається на прогноз ймовірного розвитку дефектних ознак.

Очевидно, що практична реалізація всіх цих переваг можлива лише при використанні найбільш оптимальних методів моніторингу. Для вирішення даного завдання виникла необхідність аналізу існуючих систем моніторингу.

Аналіз публікацій. У відкритих літературних джерелах [2–9] описані функціональні можливості систем моніторингу від таких провідних світових виробників як General Electric (Hydran, FARADAY tMEDIC і Intellix), ABB (ABB T-Monitor), Siemens (Siemens Legacy Transformer Monitoring and Diagnostic System – TMDS 2000 L), AREVA (MS 3000), Serveron (TM3, TM8 та ін.), Doble Engineering (INSITE) та ін. Дані системи розроблені і успішно використовуються різними енергетичними компаніями. Компанія NationalGrid (Великобританія) для діагностики терміну служби трансформаторів використовує систему FLEXNET (технології гнучких мереж) [10]. В [11] виконано ретроспективний аналіз стану досліджень в області моніторингу стану та діагностики енергетичного обладнання, в тому числі трансформаторів, розподільних пристроїв з газовою ізоляцією, кабелів, зовнішньої ізоляції, генераторів і силових конденсаторів. В [12] наведено огляд різних методів моніторингу стану силових трансформаторів. Слід зазначити, що активні дослідження виконуються не тільки в області створення систем моніторингу, а й в напрямку розробки програмного забезпечення [13].

Розробкою систем моніторингу стану обладнання електричних мереж займаються і українські дослідники. Так компанія ТОВ «Енергоавтоматизація» [14] на даний момент розробила і успішно впровадила системи безперервного контролю і діагностики під робочою напругою основних типів обладнання (системи SAFE-T). Дані системи дозволяють виконувати оперативну діагностику не тільки силових трансформаторів, автотрансформаторів, високовольтних вводів і пристроїв регулювання під навантаженням (РПН), але і нелінійних обмежувачів перенапруг.

У країнах СНД широкого поширення набули системи моніторингу TIM-3, TIM-9, TDM та ін. виробництва компанії ТОВ «Dimrus» [15].

Всі існуючі системи моніторингу відрізняються принципами побудови, методами обробки даних і різними функціональними можливостями. У зв'язку з цим доцільно виконати порівняльний аналіз можливостей різних систем моніторингу, які в даний час використовуються для діагностики стану високовольтних силових трансформаторів.

Мета статті. В статті наведено результати аналізу сучасних систем, що використовуються для діагностики та моніторингу стану високовольтних силових трансформаторів, як найбільш відповідального та високовартісного обладнання електричних мереж.

Основний матеріал. Моніторинг передбачає безперервний або дискретно безперервний контроль технічного стану обладнання електричних мереж.

Метою створення систем моніторингу є запобігання можливості виникнення аварійних режимів в енергетичному обладнанні. За допомогою систем діагностичного моніторингу вирішується

завдання ефективного управління експлуатацією і ремонтом обладнання. У зарубіжній літературі для них навіть існує спеціальний термін «Life Management» – управління життям обладнання.

У [16, 17] зазначається, що впровадження систем моніторингу дозволяє забезпечити оперативний персонал підстанцій інформацією:

- про поточний стан обладнання, причини і дефекти, що викликали погіршення стану обладнання – тобто вирішується завдання оперативної діагностики;
- про залишковий ресурс обладнання підстанції і про можливий час безаварійної експлуатації даного обладнання при виявлених дефектах та, що розвиваються– тобто вирішується завдання прогнозування;
- про ефективність і терміни проведення ремонтних робіт, які повинні бути застосовані до даного обладнання з метою забезпечення його безаварійної експлуатації – тобто вирішується завдання оптимізації процесу експлуатації обладнання електричних мереж за рахунок переходу на обслуговування за поточним станом, а не за календарним планом.

На думку авторів, оперативна діагностика найбільш ефективна стосовно дефектів, що швидко розвиваються, пропуск яких може привести до аварійного пошкодження обладнання. Наприклад, дефекти силових трансформаторів, що призводять до внутрішніх коротких замикань, або перекриття по внутрішній поверхні нижньої порцелянової покришки високовольтних вводів, викликані відкладенням осаду. У той же час, для процесів і дефектів, які не супроводжуються тяжкими наслідками і розвиваються на тривалих проміжках експлуатації (протягом року або десятків років), наприклад окислення трансформаторних масел, більш ефективними є періодичні методи контролю в сукупності з більш сучасними алгоритмами розпізнавання [18]. Крім того, достовірність діагностики стану обладнання електричних мереж визначається не тільки точністю вимірювальних приладів або періодичністю вимірювань (апаратна складова), а й достовірністю використовуваних методів інтерпретації отриманих результатів вимірювань (методична складова). Як приклад можна привести процедуру розпізнавання типу дефекту за результатами аналізу розчинених в маслі газів (АРГ). Як показано в [19], використання різних методів розпізнавання стосовно до одних і тих же результатів АРГ може привести до постановки різних діагнозів. Більш того, описані в [20] випадки пошкодження трансформаторів на гідроелектростанції «Nelson River» в Північній Канаді наочно показують, що наявність системи моніторингу при використанні недостатньо ефективної методики розпізнавання не завжди дозволяє запобігти аварійним відмовам обладнання електричних мереж.

Достовірність оцінки залишкового ресурсу обладнання електричних мереж також в чималому ступені буде визначатися методичною складовою, а саме адекватністю моделі прогнозу, урахуванням фізичних особливостей процесів старіння, урахуванням факторів, що визначають інтенсивність процесів і т.д. При цьому прогнозування може здійснюватися і за результатами періодичних випробувань [21]. Але в деяких випадках, наприклад, при оцінці залишкового ресурсу ізоляції обмоток трансформаторів за критерієм ступеня полімеризації целюлози [22–24], необхідний безперервний контроль температури масла в різних точках трансформатора. Слід зазначити, що на думку авторів, достовірність такого прогнозу буде вище, якщо прогностичні моделі будуть враховувати не тільки рівень впливу зовнішнього фактора (в даному випадку температура), але і поточне значення контрольованого параметра, тобто ступеня полімеризації целюлози в найбільш нагрітій точці трансформатора.

Час і обсяг виконання ремонтних робіт визначається як поточним станом обладнання, так і на основі результатів прогнозу.

На підставі вищевикладеного можна констатувати, що найбільш характерними функціями систем моніторингу є виявлення дефектів, що швидко розвиваються, і безперервний контроль параметрів, необхідних для прогнозування та оцінки стану обладнання. При цьому ефективність таких систем буде визначатися як точністю засобів вимірювання, так і адекватністю моделей прогнозу і діагностики. У той же час, цілий ряд завдань функціональної діагностики, прогнозування та оптимізації процесу експлуатації можуть бути вирішені в рамках функціонуючих експертних систем [25].

Як показано в [26], вартість систем моніторингу є досить високою і може досягати 25 % від вартості обладнання підстанції. У зв'язку з цим високовольтне обладнання електричних мереж, на якому передбачається установка систем діагностичного моніторингу, повинне відповідати наступним основним вимогам:

- обладнання повинне мати порівняно високу вартість. Це передбачає, що заміна обладнання, що вийшло з ладу, вимагатиме від персоналу енергетичного підприємства великих матеріальних і часових витрат;
- втрати від недопоставки електричної енергії, що виникли при виході з ладу такого обладнання, повинні бути значними;
- діагностичне обстеження такого обладнання в процесі роботи (в режимі online) не може бути оперативно і надійно виконане переносними засобами діагностики або вимагає дуже дорогого діагностичного обладнання.

Аналіз принципів побудови систем моніторингу. Типова архітектура систем моніторингу стану силових трансформаторів [16] показана на рис. 1. До основних елементів відносяться датчики і сенсори, що охоплюють основні вузли трансформатора, кабелі зв'язку датчиків з вузлом збору і передачі інформації, лінія зв'язку з обладнанням на щиті управління, де безпосередньо розміщена приймально-перетворююча апаратура з центральним сервером.

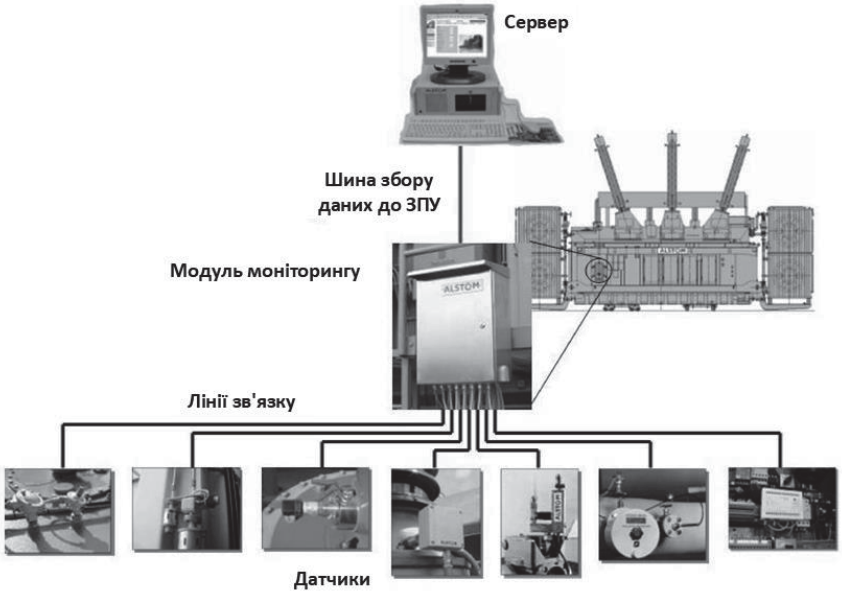


Рисунок 1 – Типова архітектура систем моніторингу

До складу системи діагностичного моніторингу з оптимальними параметрами [15] має входити кілька рівнів роботи з інформацією (рис. 2):

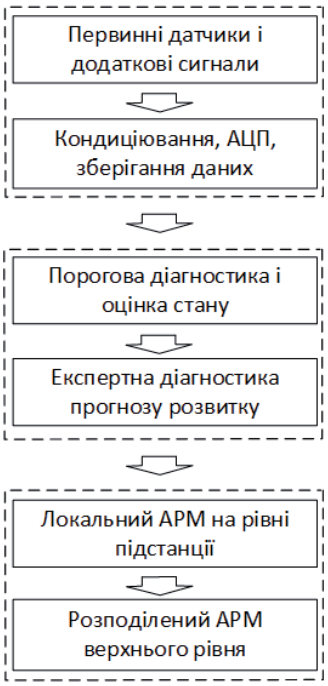


Рисунок 2 – Рівні роботи з інформацією в рамках системи моніторингу

1. Рівень первинних датчиків. Для досягнення високої економічної ефективності системи набір і кількість цих датчиків повинні бути мінімальними, але достатніми для проведення достовірної оцінки технічного стану обладнання.

2. Засоби кондиціонування, нормування, реєстрації, обробки та збереження сигналів від первинних датчиків.

3. Рівень основної параметричної (порогової) діагностики дефектних ознак і оцінки технічного стану обладнання.

4. Рівень експертних алгоритмів і математичних моделей для формування загальних висновків про стан обладнання.

5. Технічні та програмні засоби візуалізації результатів роботи системи моніторингу на локальному рівні автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУТП).

6. Системні засоби для АСУТП більш високого рівня, перегляд інформації, формування рекомендацій для оптимального управління експлуатацією обладнання.

Аналіз діагностичних ознак, контрольованих системами моніторингу. Слід зазначити, що незважаючи на різноманіття існуючих систем моніторингу стану силових трансформаторів перелік діагностичних параметрів, контрольованих даними системами, практично збігається. Згідно [16], до діагностичних параметрів, контрольованих системами моніторингу згідно з вимогами стандарту IEEE C57.143-2012 – IEEE Guide for Application of Monitoring to Liquid-Immersed Transformers and Components, відносяться:

- **Розчинені в маслі гази і вологовміст масла.** АРГ є одним з найбільш поширених методів неруйнівної діагностики, здатним розпізнавати до 80 % дефектів, що розвиваються у високовольтному маслонаповненому обладнанні [27]. Даний метод дозволяє розпізнавати як електричні розряди з різним ступенем інтенсивності (часткові розряди, іскрові та повзучі розряди, дугові розряди), так і локальні перегріви окремих ділянок ізоляційних конструкцій (перегріви з температурою менше 300°C, від 300 до 700°C та понад 700°C), а також комбіновані дефекти, тобто перегріви, які супроводжуються розрядами. При проведенні аналізу визначаються концентрації наступних газів H_2 – водень, CH_4 – метан, C_2H_6 – етан,

C_2H_4 – етилен, C_2H_2 – ацетилен, CO – оксид вуглецю, CO_2 – діоксид вуглецю, O_2 – кисень та N_2 – азот. Виявлення дефекту виконується за значеннями концентрацій і швидкостей наростання газів. А для розпізнавання типу дефекту, як правило, використовуються значення відношень характерних газів, або їх відсотковий вміст, або відношення газів до газу з максимальною концентрацією.

На відміну від періодичного відбору проб масла при безперервному контролі вмісту газів, в залежності від застосовуваного датчика, можна контролювати як композиційну величину чотирьох видів газів, які можуть викликати несправність трансформатора, і вологовміст масла (наприклад, HYDRAN), так і роздільно величини восьми видів газу і вологовміст масла (наприклад, TRANSFIX). У табл. 1 наведені характеристики аналізаторів газів, що використовуються світовими виробниками систем моніторингу [16]. Очевидно, що на відміну від періодичних випробувань безперервний контроль вмісту газів дозволяє розпізнавати дефекти, що розвиваються за більш короткий проміжок часу. Однак, як показує досвід використання систем моніторингу [28–30], основною проблемою при використанні аналізаторів газів є як кількісні, так і якісні відмінності в результатах вимірювань, отриманих за допомогою аналізаторів газів, від результатів, отриманих в лабораторних умовах.

Для вирішення даної проблеми пропонується вводити поправочні коефіцієнти з урахуванням типу аналізаторів газів. Однією з можливих альтернатив використання поправочних коефіцієнтів є виявлення дефектів, що розвиваються, на основі аналізу динаміки зміни значень концентрацій газів у часі [31, 32]. Такий підхід дозволяє виявляти дефекти, що розвиваються, на ранній стадії, коли значення концентрацій газів не перевищують гранично допустимих значень. Однак розпізнати тип дефекту можна лише за результатами лабораторного аналізу.

Наявність в ізоляції вологи має великий вплив на електричну міцність ізоляції і термін її служби. Потрапляючи з навколишнього повітря в масло, волога потім дифундує в тверду ізоляцію. При зміні температури обмоток і масла відбувається процес обміну вологи між маслом і паперовою ізоляцією. При зволоженні, крім безпосереднього зниження електричної міцності твердої ізоляції, існує небезпека виділення вологи в масло з утворенням бульбашок під час перехідних теплових процесів. Це може також стати причиною зниження електричної міцності конструкції ізоляції в цілому. Вільно циркулюючі краплі вологи, особливо при їх поглинанні папером, в критичних зонах становлять загрозу для безпеки ізоляції трансформаторів, оскільки можуть привести до пробою. Забруднення масла, як і його зволоження, небезпечне тим, що призводить до зниження електричної міцності всієї конструкції і проявляється у вигляді присутності в маслі сторонніх частинок і домішок. У зв'язку з цим контроль вмісту вологи дозволяє запобігти пошкодженням силових трансформаторів.

Таблиця 1 – Аналізатори розчинених в маслі газів від різних виробників

Компанія	**Модель**	**Визначені гази**	**Тип детектора**	**Обмеження**
Morgan-Schaffer	Callisto	H_2, H_2O	TCD	–
GE Energy	Hydran	H_2, CO, C_2H_2	FC	Комбінований сигнал
Unisensor	E 200	H_2, C_2H_2	IR+FC	Невеликий досвід застосування
Morgan-Schaffer	Shake test	Всі	GC	Не постійний
GE Energy	TNU	Всі	FTIR+ FC	Ціна
Serveron	True Gas	Всі	GC	Невеликий досвід застосування
Kelman Ltd.	TransFix	Всі	FAS	–

Примітка: TCD – термічна провідність;
FC – паливна комірка;
IR – інфрачервоний метод;
GC – газовий хроматограф;
FTIR – інфрачервоне перетворення Фур'є;
FAS – фотоакустична спектроскопія.

- **Часткові розряди.** Часткові розряди виникають в повітряних або газових включеннях основної ізоляції трансформаторів або високовольтних вводів. Зростаючий рівень розрядної активності вказує на поступове зниження характеристик твердої ізоляції, що могло б привести до пробою з подальшим коротким замиканням (КЗ).

Оперативна діагностика стану ізоляції вводів і обмоток трансформатора за рівнем і розподілом часткових розрядів є порівняно новим методом. В даний час метод достатньо апробований і можна говорити про його практичну ефективність і, особливо, про високу чутливість до дефектів на найбільш ранніх стадіях їх розвитку. Цей метод слід завжди включати до складу систем діагностичного моніторингу трансформаторного обладнання.

Можливі електричний, акустичний і ультрависокочастотний методи вимірювання часткових розрядів. Використовуване діагностичне обладнання має бути максимально захищеним від впливу високочастотних перешкод, рівень яких в енергосистемах дуже великий. Від ефективності роботи системи відбудови від перешкод буде багато в чому залежати достовірність одержуваних результатів.

- **Струм, напруга, потужність** – робочі параметри трансформатора, що свідчать про його навантаження і слугують в якості вхідних величин для моделі теплового балансу і моделі балансу потужностей силових трансформаторів.

Як показано в [26], підвищення робочої напруги через некомпенсовану ємність повітряних ліній надвисокої напруги і ультрависокої напруги

призводять до перезбудження трансформаторів. Підвищення напруги веде до тривалого перезбудження магнітопроводу. Ще один несприятливий фактор в нинішніх мережах 330–750 кВ – поширена практика невикористання пристроїв РПН або використання їх тільки для сезонних перемикань. У таких випадках до можливого перезбудження від некомпенсованих ліній може додатися ще до 5 % напруги і воно стане ще більш небезпечним. Перезбудження магнітної системи викликає підвищений нагрів як самого сердечника, так і конструкційних сталевих деталей, що небезпечно для ізоляції, яка контактує з ними. Безперервний контроль робочої напруги дозволяє усунути ризики пошкодження ізоляції, викликані перезбудженням магнітної системи.

- **Температура масла в різних точках трансформатора.** На процеси старіння ізоляції трансформатора, а, отже, і на його термін служби значно впливає температура ізоляції. Максимально допустиму температуру найбільш нагрітих точок визначають два обмежуючі фактори – старіння целюлозно-паперової ізоляції під впливом тривалого нагріву і виникнення газових бульбашок на поверхні паперової ізоляції при швидкому підвищенні температури. Наприклад, за рекомендаціями Науково дослідного інституту електроенергетики США (Electric Power Research Institute, EPRI) короткочасно допускається температура 180 °C, вище якої можливе утворення бульбашок газу; тривало допускається температура 140 °C, вище якої існує небезпека швидкого старіння паперової ізоляції. Більшість зарубіжних фахівців із загальних міркувань надійності трансформатора вважають за можливе допускати температуру не вище 140 °C. Значна увага приділяється дослідженню умов виникнення бульбашок газу при нагріванні ізоляції. Адже, в порівнянні зі старінням целюлозної ізоляції під впливом підвищених температур, процес утворення бульбашок (який може призвести до електричного пробою вздовж їх ланцюжка в маслі або на поверхні розділу «масло–тверда ізоляція») залежить від набагато більшого числа факторів, до того ж менш визначених, ніж впливи при тепловому старінні [26].

Вимірювання температури масла служить для контролю ефективності системи охолодження трансформатора, а також в якості вхідних величин для моделей розрахунку найбільш нагрітої точки обмотки і теплового балансу трансформатора.

- **Комутаційні та атмосферні перенапруги.** Грозові і комутаційні перенапруги викликають пошкодження головної і виткової ізоляції силових трансформаторів при недостатніх запасах їх електричної міцності. Результати досліджень, наведені в [33, 34], показують, що вплив атмосферних перенапруг призводить до зростання концентрацій газів (зокрема ацетилену), що може призвести до помилкового відбракування обладнання.

Записи процесів перенапруг дають уявлення про навантаження системи ізоляції і в разі несправності можуть підтвердити або спростувати першопричину виникнення дефекту.

- **Струми короткого замикання.** Серйозним фактором впливу на трансформатор з боку мережі є вплив струмів КЗ, що викликають деформацію обмоток при їх динамічній нестійкості [26]. В даний час такі пошкодження трансформаторів є найбільш поширеними. За розрахунками приблизно 1,7 % автотрансформаторів 220–500 кВ один раз на рік може піддаватися впливам струму КЗ, особливо небезпечних для автотрансформаторів зі зниженою електродинамічною стійкістю.

Крім струмів КЗ на ізоляцію трансформаторів при ввімкненні негативно впливають струми намагнічування, що викликають пошкодження обмоток через електричні та механічні перехідні процеси. Ввімкнення трансформатора в мережу саме по собі є причиною кидка струму при намагнічуванні сердечника. Так, внаслідок кидка струму при ввімкненні з боку високої напруги трансформатора блоку атомної електростанції потужністю 1000 МВА на кілька секунд для генераторів створюється режим форсування збудження [26]. Кидок струму ввімкнення залежить, перш за все, від залишкової індукції в сердечнику трансформатора, яка, в свою чергу, визначається конструкцією сердечника. В даний час рядом організацій розробляються способи ліквідації і зниження кидків струму.

Крім того, як показано в [31, 33], вплив струмів КЗ може призвести до короткочасного зростання концентрацій розчинених в маслі газів, що може бути помилково інтерпретовано як наявність дефекту.

Записи процесів струмів КЗ надають інформацію, перш за все, про динамічне навантаження обмотки трансформатора, а також дозволяють розпізнати причину зростання концентрацій газів.

- **Контроль зміни форми обмоток трансформатора після протікання наскрізних струмів КЗ.** Якщо через контрольований силовий трансформатор досить часто протікають струми наскрізних КЗ або ж якщо амплітуда цих наскрізних струмів КЗ має небезпечне значення (з точки зору електродинамічної стійкості обмотки), то в систему діагностичного моніторингу повинна входити підсистема оперативного контролю зміни форми обмоток після протікання струмів КЗ.

Найбільш просто визначення зміни форми обмоток може бути виконано на підставі порівняння суми фазних струмів і струму нульової послідовності в нейтралі трансформатора. Інших практично прийнятних для використання в системах діагностичного моніторингу способів контролю цього важливого параметра трансформатора, без виведення його з роботи, на практиці немає.

- **Моніторинг технічного стану та ізоляції високовольтних вводів трансформатора.** Пошкоджуваність високовольтних вводів, щодо інших елементів трансформатора, завжди є досить високою і, за деякими даними, досягає 20–30 % від загальної кількості аварій трансформаторів. З цієї причини до складу всіх систем діагностичного моніторингу трансформаторного обладнання обов’язково повинні

входити первинні датчики і необхідне обладнання для вимірювання тангенса кута втрат і ємності С1 вводів в режимі online. При цьому, як показано в [35], розпізнати погіршення властивостей основної ізоляції вводів можливо на основі аналізу динаміки зміни даних показників у часі.

Даний висновок, про необхідність використання систем моніторингу, справедливий як для маслонаповнених вводів, так і сучасних вводів з RIP ізоляцією. Вводи з такою ізоляцією також пошкоджуються, правда збиток від аварій трансформаторів через вихід з ладу вводів, зазвичай істотно менший.

- **РПН.** Надійність роботи системи РПН понижувальних трансформаторів багато в чому визначає якість електропостачання споживачів. В сучасних економічних умовах важливість цього параметра істотно зростає, що обумовлено посиленням вимог до якості електропостачання промислових і побутових споживачів. З цієї причини зростає кількість трансформаторів, в яких ведеться моніторинг стану РПН.

Особливо важливо використання системи діагностичного моніторингу РПН для тих трансформаторів, які працюють в режимі автоматичної підтримки напруги на стороні підключення зовнішнього споживача електричної енергії. Якщо всі комутації РПН виконуються персоналом, причому в найбільш мінімальному обсязі (обмеженому посадовою інструкцією), то система моніторингу РПН не є обов'язковою.

До контрольованих параметрів РПН відносяться:

- позиція РПН;
- кількість операцій перемикання РПН;
- час перемикання;
- споживання потужності електроприводом РПН;
- температура масла РПН і диференціал;
- сума переключених струмів РПН.

Записи активної потужності приводу РПН і його положення дають інформацію про механічний стан перемикача.

- **Параметри стану (дискретні).** Надають інформацію про роботу трансформатора, активних елементів системи охолодження і про аварійні процеси.

Зазвичай всі технологічні параметри роботи трансформатора інтегруються в системі АСУТП. В системі діагностичного моніторингу понижувальних трансформаторів необхідно контролювати (дублювати) тільки ті параметри, які впливають на точність діагностичних висновків.

Цю ж технологічну інформацію, з метою здешевлення впроваджуваної системи моніторингу, можна отримувати наявними каналами зв'язку від систем диспетчерського управління верхнього рівня і релейного захисту та автоматики.

До вихідних параметрів систем моніторингу відносяться [16]:

- безпосередньо вимірювані та похідні величини;
- величини, що характеризують моментальний стан;
- часові ряди вимірюваних і похідних величин;
- модель для розрахунку найбільш нагрітої точки обмотки – hot spot;
- модель теплового балансу з контролем потоку енергії;
- аварійна сигналізація при перевищенні граничних величин;
- самодіагностика системи моніторингу.

Додатково до зазначених основних параметрів виробники систем моніторингу пропонують наступні можливості вимірювання/аналізу [16]:

- пряме вимірювання температури обмотки за допомогою оптоволокна;
- температура сервера;
- додаткова цифрова інформація;
- вологість масла в РПН;
- кількість і швидкість зміни газів в газовому реле;
- тиск масла в вводі, різниця тисків у вводах;
- вібраційні характеристики трансформатора, РПН;
- рівень масла;
- вологість повітря в розширювачі.

Висновки. Виконаний аналіз принципів побудови і функціональних можливостей систем моніторингу стану силових трансформаторів показав, що:

1) найбільш характерними функціями систем моніторингу є виявлення дефектів, що швидко розвиваються, і безперервний контроль параметрів, необхідних для прогнозування та оцінки стану обладнання;

2) ефективність систем моніторингу визначатиметься як точністю засобів вимірювання, так і адекватністю моделей прогнозу та діагностики;

3) максимальне значення достовірності діагностики може бути досягнуто при комбінованому використанні безперервних і періодичних випробувань.

Впровадження сучасних систем і технічних засобів моніторингу стану високовольтних силових трансформаторів дозволить знизити ризики виникнення аварійних ситуацій і, як наслідок, зменшити економічні втрати, пов'язані із заміною пошкоджених трансформаторів і недовідпуском електричної енергії.

Список літератури

1. Кириленко А. В. *Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы*. Киев: Институт электродинамики НАН Украины, 2014. 408 с.
2. Allan D., Blackburn T., Cotton M., Finlay B. Recent advances in automated insulation monitoring systems, diagnostic techniques and sensor technology in Australia. *CIGRE Paper No. 15–101*. 1998.
3. Kaegi-Kolisnychenko E., Germond A. J. On-line Power Transformer Monitoring Combining Physical and Learning Methods. *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*. Changwon, Korea. 2006.
4. Stirl T., Skrzypek R., Tenbohlen S., Vilaithong R. On-line Condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers their Bushings, Tap Changer and Insulation System. *International Conference on*

Condition Monitoring and Diagnosis (CMD). Changwon, Korea. 2006.
5. Schwabe R. J., Whitcomb B., Zelingher S., Sopata J., Ford G. L., Fujimoto N., Gupta B. K. On-line Diagnostics of Oil Paper Insulated Instrument Transformers. *CIGRE Paper No. 12/33-03*. 2000.
6. Stenestam B. O., Bengtsson C. T., Ydersten P. N. Electronic Transformer Control with Monitoring and Diagnostics. *CIGRE Paper No. A2–110*. 2006.
7. Gockenbach E., Borsi H. Condition monitoring and diagnosis of power transformers. *2008 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM 2008)*. 2008. P. 16–19. doi: 10.1109/ISEIM.2008.4664432
8. Nedelcut D., Sacerdotianu D., Tanasescu G., Nicolae S., Voinescu L. On-line and off-line monitoring-diagnosis system (MDS) for power transformers. *2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. Beijing, 2008. P. 949–955. doi: 10.1109/CMD.2008.4580440
9. Kumar A. S., Gupta R. P., Udayakumar K., Venkatasami A. *Online partial discharge detection and location techniques for condition monitoring of power transformers: A review*. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis. Beijing, 2008. P. 927–931. doi: 10.1109/CMD.2008.4580435
10. *Оцінка стану та реалізації концепцій розвитку «інтелектуальних» електромереж у світовій практиці*. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Smart-Grid.pdf (дата звернення: 17.09.2020).
11. Li S., Li J. Condition monitoring and diagnosis of power equipment: review and prospective. *High Voltage*. 2017. Vol. 2, no. 2. P. 82–91. doi: 10.1049/hve.2017.0026
12. Mariprasath T., Kirubakaran V. A real time study on condition monitoring of distribution transformer using thermal imager. *Infrared Physics & Technology*. 2018. Vol. 90. P. 78–86. doi: 10.1016/j.infrared.2018.02.009
13. Bowen Z., Feng W., Shuai H., Jiangang B., Chunyu Y. Research on the electrical equipment condition monitoring system architecture based on big data. *2017 2nd International Conference on Control and Robotics Engineering (ICCRE)*. Bangkok. 2017. P. 155–159. doi: 10.1109/iccre.2017.7935061
14. Сахно А. А., Конограй С. П. Диагностирование высоковольтного оборудования распределительных установок 110–750 кВ в непрерывном режиме. *Электрические сети и системы*. 2012, № 4. С. 61–65.
15. «DIMRUS». *Организация диагностического мониторинга высоковольтного оборудования. Перевод оборудования на обслуживание по техническому состоянию*. URL: https://dimrus.ru/manuals/all_monitoring.pdf (дата звернення: 27.09.2020).
16. Живодерников С. В., Овсянников А. Г., Русов В. А. Зарубежный опыт мониторинга состояния маслонаполненного оборудования. *Материалы четвертого научно-практического семинара Общественного Совета специалистов Сибири и Востока по проблемам мониторинга трансформаторного оборудования и диагностики электрических установок, Белокуриха, 20–24 апреля 2009*. Новосибирск: ГЦРО, 2009. С. 7–22.
17. Бедерак Я. С., Богатырев Ю. Л. *Принципы построения систем мониторинга силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше и мощностью 25000 кВА и выше*. URL: http://masters.donntu.org/2011/fknt/lutsyk/library/principe_system_mon.pdf (дата звернення: 27.09.2020).
18. Бондаренко В. Е., Шутенко О. В. Оптимизация системы информационных показателей качества трансформаторного масла для технического эксплуатационного контроля маслонаполненного энергетического оборудования. *Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті*. 2003. № 2. С. 46–50.
19. Shutenko O., Kulyk O. Comparative Analysis of the Defect Type Recognition Reliability in High-Voltage Power Transformers Using Different Methods of DGA Results Interpretation. *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*. Kremenchuk, Ukraine. 2020. P. 1–6. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240911
20. Аксенов Ю. П. *Мониторинг технического состояния высоковольтной изоляции электрооборудования энергетического назначения в эксплуатации и при ремонтах*. Москва: Наутехлитиздат, 2002. 338 с.
21. Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. Прогнозирование значений показателей трансформаторных масел с учетом особенностей старения на длительных интервалах эксплуатации. *Energy. Series: "Modern problems of power engineering and ways of solving them"*. 2020. № 4 (96). С. 68–73.
22. Li S., Ge Z., Abu-Siada A., Yang L., Li S., Wakimoto K. A New Technique to Estimate the Degree of Polymerization of Insulation Paper Using Multiple Aging Parameters of Transformer Oil. *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. P. 157471–157479. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2949580
23. Ren G., Cheng J., Zhou Q., Li C., Wu W. The Method for Aging Condition Prediction of Transformer Oil-immersed Cellulose Insulation Based upon the Aging Kinetic Equation. *Proceedings of the 2nd International Conference on Electrical and Electronic Engineering (EEE 2019)*. 2019. P. 147–151 doi: 10.2991/eee-19.2019.25
24. Liu J., Lv J., Zhang M., Jia H., Zhuang W., Chen X. Research on Life Prediction of Oil-Paper Insulation Based on Dielectric Response. *Electric Power Components and Systems*. 2020. Vol. 48, no. 3. P. 281–290. doi: 10.1080/15325008.2020.1758839
25. Шутенко О. В., Баклай, Д. Н. Анализ функциональных возможностей экспертных систем, используемых для диагностики состояния. *Вестник Нац. техн. ун-та "ХПИ": сб. науч. тр. Темат. вып.: Энергетика: надёжность и энергоэффективность*. Харьков: НТУ «ХПИ». 2011. № 3. С. 179–193.
26. Алексеев Б. А. *Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов*. Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 216 с.
27. *IEC 60599:2015. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2015. 78 p.
28. Leivo S., Briosso E. A case study, Online DGA during varying transformer conditions. *2020 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*. Knoxville, TN, USA. 2020. P. 348–351. doi: 10.1109/EIC47619.2020.9158665
29. Wang Z., Yi X., Wang X., Li S., Hinshaw J. V., Noakhes J. Comparison between Online and Laboratory Measurements of Fault Gases for Mineral Oil and Natural Ester. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 2013. Vol. 5, no. 2. P. 173–181. doi: 10.15676/ijeei.2013.5.2.5
30. Dennison J. C., Trout J. M. Transformer oil DGA monitoring technology study 2015. *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*. Dallas, TX. 2016. P. 1–5. doi: 10.1109/TDC.2016.7519918
31. Shutenko O. Method for Detection of Developing Defects in High-Voltage Power Transformers by Results of the Analysis of Dissolved Oil Gases. *Acta Electrotechnica et Informatica*. 2018. Vol. 18, no. 11. P. 11–18. doi: 10.15546/aeei-2018-0002
32. Шутенко О. В. Особенности динамики изменения критериев используемых для интерпретации результатов ХАРГ в силовых трансформаторах с разными типами дефектов. *Новое в Российской электроэнергетике*. 2017. № 9. С. 30–49.
33. Шутенко О. В., Баклай Д. Н., Острикова Т. А., Мельник Н. Ю. Анализ причин газовыделения в силовых трансформаторах, на основе исследования корреляционных связей между растворенными в масле газами. *Світлотехніка та електроенергетика*. 2012. № 3 (31). С. 72–81.
34. Shutenko O. Analysis of gas composition in oil-filled faulty equipment with acetylene as the key gas. *Energetika*. 2019. Vol 65, no. 1. P. 21–38. doi: 10.6001/energetika.v65i1.3973
35. Шутенко О. В., Загайнова А. А. Диагностика состояния высоковольтных маслонаполненных вводов на основе анализа динамики изменения показателей изоляции во времени. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Сер.: Техніка та електрофізика високих напруг: зб. наук. пр*. Харків: НТУ «ХПІ». 2019. № 18 (1343). С. 62–76.

References (transliterated)

1. Kirilenko A. V. *Intellektual'nye elektroenergeticheskie sistemy: elementy i rezhimy* [Intelligent Electricity Systems: Elements and Modes]. Kyiv, NASU Institute of Electrodynamics Publ., 2014. 408 p.

2. Allan D., Blackburn T., Cotton M., Finlay B. Recent advances in automated insulation monitoring systems, diagnostic techniques and sensor technology in Australia. *CIGRE Paper No. 15–101*. 1998.
3. Kaegi-Kolisnychenko E., Germond A. J. On-line Power Transformer Monitoring Combining Physical and Learning Methods. *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*. Changwon, Korea, 2006.
4. Stirl T., Skrzypek R., Tenbohlen S., Vilaithong R. On-line Condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers their Bushings, Tap Changer and Insulation System. *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*. Changwon, Korea, 2006.
5. Schwabe R. J., Whitcomb B., Zelingher S., Sopata J., Ford G. L., Fujimoto N., Gupta B. K. On-line Diagnostics of Oil Paper Insulated Instrument Transformers. *CIGRE Paper No. 12/33-03*. 2000.
6. Stenestam B. O., Bengtsson C. T., Ydersten P. N. Electronic Transformer Control with Monitoring and Diagnostics. *CIGRE Paper No. A2–110*. 2006.
7. Gockenbach E., Borsi H. Condition monitoring and diagnosis of power transformers. *2008 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM 2008)*. 2008, pp. 16–19. doi: 10.1109/ISEIM.2008.4664432
8. Nedelcut D., Sacerdotianu D., Tanasescu G., Nicolae S., Voinescu L. On-line and off-line monitoring-diagnosis system (MDS) for power transformers. *2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. Beijing, 2008, pp. 949–955. doi: 10.1109/CMD.2008.4580440
9. Kumar A. S., Gupta R. P., Udayakumar K., Venkatasami A. *Online partial discharge detection and location techniques for condition monitoring of power transformers: A review*. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis. Beijing, 2008, pp. 927–931. doi: 10.1109/CMD.2008.4580435
10. *Otsinka stanu ta realizatsiyi kontseptsiy rozvytku «intelektual'nykh» elektromerezh u svitoviy praktytsi* [Assessment of the status and implementation of smart grid development concepts in global practice]. Available at: https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Smart-Grid.pdf (accessed 17.09.2020).
11. Li S., Li J. Condition monitoring and diagnosis of power equipment: review and prospective. *High Voltage*. 2017, vol. 2, no. 2, pp. 82–91. doi: 10.1049/hve.2017.0026
12. Mariprasath T., Kirubakaran V. A real time study on condition monitoring of distribution transformer using thermal imager. *Infrared Physics & Technology*. 2018, vol. 90, pp. 78–86. doi: 10.1016/j.infrared.2018.02.009
13. Bowen Z., Feng W., Shuai H., Jiangang B., Chunyu Y. Research on the electrical equipment condition monitoring system architecture based on big data. *2017 2nd International Conference on Control and Robotics Engineering (ICCRE)*. Bangkok, 2017, pp. 155–159. doi: 10.1109/iccre.2017.7935061
14. Sakhno A. A., Konogray S. P. Diagnostirovanie vysokovol'tnogo oborudovaniya raspredelitel'nykh ustanovok 110–750 kV v nepreryvnom rezhime [Diagnostics of 110-750 kV high voltage switchgear equipment in continuous operation]. *Elektricheskie seti i sistemy* [Electrical networks and systems]. 2012, no. 4, pp. 61–65.
15. «DIMRUS». *Organizatsiya diagnosticheskogo monitoringa vysokovol'tnogo oborudovaniya. Perevod oborudovaniya na obsluzhivanie po tekhnicheskomu sostoyaniyu* [Organisation of diagnostic monitoring of high voltage equipment. Transfer of equipment to maintenance on technical condition]. Available at: https://dimrus.ru/manuals/all_monitoring.pdf (accessed 27.09.2020).
16. Zhivodernikov S. V., Ovsyannikov A. G., Rusov V. A. Zarubezhnyy opyt monitoringa sostoyaniya maslonapolnennogo oborudovaniya [Foreign experience of oil-filled equipment condition monitoring]. *Materialy chetvertogo nauchno prakticheskogo seminara Obshchestvennogo Soveta spetsialistov Sibiri i Vostoka po problemam monitoringa transformatornogo oborudovaniya i diagnostiki elektricheskikh ustanovok, Belokurikha, 20–24 aprelya 2009* [Materials of the fourth scientific-practical seminar of the Public Council of Siberian and Eastern specialists on problems of transformer equipment monitoring and diagnostics of electrical installations, Belokurikha, 20–24 April 2009]. Novosibirsk, GTsRO Publ., 2009. pp. 7–22.
17. Bederak Ya. S., Bogatyrev Yu. L. *Printsipy postroeniya sistem monitoringa silovykh transformatorov napryazheniem 35 kV i vyshe i moshchnost'yu 25000 kVA i vyshe* [Principles of designing monitoring systems for power transformers of 35 kV and above and capacities of 25000 kVA and above]. Available at: http://masters.donntu.org/2011/fknt/lutsyk/library/principe_system_mon.pdf (accessed 27.09.2020).
18. Bondarenko V. E., Shutenko O. V. Optimizatsiya sistemy informatsionnykh pokazateley kachestva transformatornogo masla dlya tekhnicheskogo ekspluatatsionnogo kontrolya maslonapolnennogo energeticheskogo oborudovaniya [Optimisation of a system of transformer oil quality information indicators for technical in-service inspection of oil-filled power equipment]. *Informacijno-kerujuchi systemy na zaliznychnomu transporti* [Information and management systems in rail transport]. 2003, no. 2, pp. 46–50.
19. Shutenko O., Kulyk O. Comparative Analysis of the Defect Type Recognition Reliability in High-Voltage Power Transformers Using Different Methods of DGA Results Interpretation. *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*. Kremenchuk, Ukraine, 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240911
20. Aksenov Yu. P. *Monitoring tekhnicheskogo sostoyaniya vysokovol'tnoy izolyatsii elektrooborudovaniya energeticheskogo naznacheniya v ekspluatatsii i pri remontakh* [Monitoring the technical condition of high-voltage insulation of electrical equipment for energy applications in operation and during repairs]. Moscow, Nautekhlitizdat Publ., 2002. 338p.
21. Shutenko O. V., Ponomarenko S. G. Prognozirovanie znacheniy pokazateley transformatornykh masel s uchetom osobennostey stareniya na dlitel'nykh intervalakh ekspluatatsii [Prediction of transformer oils' values, taking into account the peculiarities of ageing at long operating intervals]. *Energy. Series: "Modern problems of power engineering and ways of solving them"*. 2020, no. 4 (96), pp. 68–73.
22. Li S., Ge Z., Abu-Siada A., Yang L., Li S., Wakimoto K. A New Technique to Estimate the Degree of Polymerization of Insulation Paper Using Multiple Aging Parameters of Transformer Oil. *IEEE Access*. 2019, vol. 7, pp. 157471–157479. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2949580
23. Ren G., Cheng J., Zhou Q., Li C., Wu W. The Method for Aging Condition Prediction of Transformer Oil-immersed Cellulose Insulation Based upon the Aging Kinetic Equation. Proceedings of the 2nd International Conference on Electrical and Electronic Engineering (EEE 2019). 2019, pp. 147–151 doi: 10.2991/eee-19.2019.25
24. Liu J., Lv J., Zhang M., Jia H., Zhuang W., Chen X. Research on Life Prediction of Oil-Paper Insulation Based on Dielectric Response. *Electric Power Components and Systems*. 2020, vol. 48, no. 3, pp. 281–290. doi: 10.1080/15325008.2020.1758839
25. Shutenko O. V., Baklay, D. N. Analiz funktsional'nykh vozmozhnostey ekspertnykh sistem, ispol'zuemykh dlya diagnostiki sostoyaniya [Analysis of the functionality of expert systems used to diagnose the condition]. *Vestnik Nats. tekhn. un-ta "KhPI": sb. nauch. tr. Temat. vyp.: Energetika: nadezhnost' i energoeffektivnost'* [Bulletin of the National Technical University "KhPI": a collection of scientific papers. Thematic issue: Energetics: reliability and energy efficiency]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2011, no. 3, pp. 179–193.
26. Alekseev B. A. *Kontrol' sostoyaniya (diagnostika) krupnykh silovykh transformatorov* [Condition monitoring (diagnostics) of large power transformers]. Moscow, NTs ENAS Publ., 2002. 261 p.
27. *IEC 60599:2015. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis.* Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2015. 78 p.
28. Leivo S., Briosso E. A case study, Online DGA during varying transformer conditions. *2020 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*. Knoxville, TN, USA, 2020, pp. 348–351. doi: 10.1109/EIC47619.2020.9158665
29. Wang Z., Yi X., Wang X., Li S., Hinshaw J. V., Noakhes J. Comparison between Online and Laboratory Measurements of Fault Gases for Mineral Oil and Natural Ester. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 2013, Vol. 5, no. 2, pp. 173–181. doi: 10.15676/ijeei.2013.5.2.5
30. Dennison J. C., Trout J. M. Transformer oil DGA monitoring technology study 2015. *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*. Dallas, TX, 2016, pp. 1–5. doi: 10.1109/TDC.2016.7519918
31. Shutenko O. Method for Detection of Developing Defects in High-Voltage Power Transformers by Results of the Analysis of Dissolved

Oil Gases. *Acta Electrotechnica et Informatica*. 2018, vol. 18, no. 11, pp. 11–18. doi: 10.15546/aeei-2018-0002

32. Shutenko O. V. Osobennosti dinamiki izmeneniya kriteriev ispol'zuemykh dlya interpretatsii rezul'tatov KhARG v silovykh transformatorakh s raznymi tipami defektov [Peculiarities of the dynamics of the criteria used to interpret the DGA results in power transformers with different types of defects]. *New in the Russian Electrical Power-Engineering*. 2017, no. 9, pp. 30–49.
33. Shutenko O. V., Baklay D. N., Ostrikova T. A., Melnik N. Y. Analiz prichin gazovydeleniya v silovykh transformatorakh, na osnove issledovaniya korrelyatsionnykh svyazey mezhdu rastvorennymi v masle gazami [Analysis of the causes of gassing in the power transformer, based on a study of correlations between dissolved in oil gases]. Lighting Engineering & Power Engineering. 2012, no 3 (31), pp. 72–81.
34. Shutenko O. Analysis of gas composition in oil-filled faulty equipment with acetylene as the key gas. *Energetika*. 2019, vol. 65, no. 1, pp. 21–38. doi: 10.6001/energetika.v65i1.3973
35. Shutenko O. V., Zagaynova A. A. Diagnostika sostoyaniya vysokovol'tnykh maslonapolnennykh vvodov na osnove analiza dinamiki izmeneniya pokazateley izolyatsii vo vremeni [Diagnostics of the state of high-voltage bushings based on the changes dynamics analysis in the indicators of insulation in time]. *Visnyk Natsional'noho tekhnichnoho universytetu "KhPI". Ser.: Tekhnika ta elektrofizyka vysokykh napruh: zb. nauk. pr.* [Bulletin of the National Technical University "KhPI". Ser.: Technique and Electrophysics of High Voltage: a collection of scientific papers]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2019, no. 18 (1343), pp. 62–76.

Надійшла (received) 18.11.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Піротті Олексій Євгенович (Пиротти Алексей Евгеньевич, Pirotti Oleksiy Yevgenovych) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри передачі електричної енергії, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-4357-996X; e-mail: alpir@ukr.net.

Баленко Олексій Іванович (Баленко Алексей Иванович, Balenko Oleksiy Ivanovych) – кандидат технічних наук, доцент Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри обчислювальної техніки та програмування, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2314-0984; e-mail: oleksii.balenko@khpi.edu.ua.

Бречко Вероніка Олександрівна (Бречко Вероника Александровна, Brechko Veronika Oleksandrivna) – кандидат технічних наук, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», старший викладач кафедри обчислювальної техніки та програмування, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/ 0000-0001-9578-2102; e-mail: veronika.brechko@khpi.edu.ua.

Гузін Михайло Юрійович (Гузин Михаил Юрьевич, Huzin Mykhailo Yuriiovych) – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; e-mail: mike.huzin@gmail.com.

Гонтар Юлія Григорівна (Гонтарь Юлия Григорьевна, Gontar Julia Grigorivna) – майстер виробничого навчання кафедри електроізоляційної та кабельної техніки, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-4433-7305; e-mail: gontar.yuliya@gmail.com.

УДК 628.81 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.10**

М. А. РОМАНЧЕНКО, М. П. КУНДЕНКО, В. М. РОМАНЧЕНКО, Ю. К. САНІН, М. Ю. САНІН

МІКРОКЛІМАТ ВИРОБНИЧИХ ПРИМІЩЕНЬ З ОБІГРІВНИМИ ПІДЛОГАМИ

Розроблена система формування мікроклімату виробничих приміщень і споруд. Це дає можливість забезпечити якісний рівень дотримування стандартів теплового режиму у виробничих спорудах завдяки застосування енергозберігаючих багатофункціональних систем багаторівневої системи обігріву. Запропоновані конструктивні рішення, які дозволяють враховувати особливості температури навколишнього середовища, а також формувати тепловий режим вмиканням системи теплових нагрівників, що забезпечують рівномірний нагрів поверхні підлоги в зоні знаходження біооб'єктів. Урахування ланки запізнення в структурній схемі автоматичної системи керування електрообігрівним пристроєм і застосування пропорційного регулятора призводить до того, що перехідний процес нагріву підлоги має коливальний характер з перерегулюванням 9–11 %. Для забезпечення надійної роботи системи регулювання запропоновано використати пропорційно-диференціальний регулятор. Запропоновано застосування багатофункціональних енергозберігаючих автоматизованих систем забезпечення мікроклімату виробничих приміщень з використанням електрообігрівних теплоакумулювальних установок резисторного типу при живленні їх від поновлювальних джерел, що дозволяє скорочувати питомі енерговитрати в виробничих процесах. При цьому обігрівні прилади резисторного типу розташовані нижче рівня підлоги, при живленні їх нагрівачів від традиційних і нетрадиційних поновлювальних джерел енергії. При підключенні електричних нагрівальних елементів до електромережі, пусковий струм навантаження перевищує у декілька разів його номінальне значення, що викликає додаткові навантаження на силову мережу і трансформаторну підстанцію, збільшуючи експлуатаційні та капітальні витрати. Для запобігання цього в САР доцільно встановити систему обмеження пускових струмів електричних нагрівальних елементів.

Ключові слова: мікроклімат, системи автоматизованого регулювання, ЕТСО, обігрівні підлоги, передаточна функція, пропорційно-диференціальний закон регулювання.

Н. А. РОМАНЧЕНКО, Н. П. КУНДЕНКО, В. Н. РОМАНЧЕНКО, Ю. К. САНИН, М. Ю. САНИН

МИКРОКЛИМАТ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЙ С ОБОГРЕВАЕМЫМИ ПОЛАМИ

Разработана система формирования микроклимата производственных помещений. Это дает возможность обеспечить качественный уровень соблюдения стандартов теплового режима в производственных сооружениях благодаря применению энергосберегающих многофункциональных систем многоуровневой системы обогрева. Предложенные конструктивные решения, которые позволяют учитывать особенности температуры окружающей среды, а также формировать тепловой режим включением системы тепловых нагревателей, обеспечивающих равномерный нагрев поверхности пола в зоне нахождения биообъектов. Учет звена опоздания в структурной схеме автоматической системы управления электрообогреваемым устройством и применение пропорционального регулятора приводит к тому, что переходный процесс нагрева пола имеет колебательный характер с перерегулированием 9–11 %. Для обеспечения надежной работы системы регулирования предложено использовать пропорционально-дифференциальный регулятор. Предложено применение многофункциональных энергосберегающих автоматизированных систем обеспечения микроклимата производственных помещений с использованием электрообогреваимых теплоаккумулирующие установок резисторного типа при питании их от возобновляемых источников, позволяет сокращать удельные энергозатраты в производственных процессах. При этом обогреваемой приборы резисторного типа расположены ниже уровня пола, при питании их нагревателей от традиционных и нетрадиционных возобновляемых источников энергии. При подключении электрических нагревательных элементов к электросети, пусковой ток нагрузки превышает в несколько раз его номинальное значение, вызывает дополнительные нагрузки на силовую сеть и трансформаторную подстанцию, увеличивая эксплуатационные и капитальные затраты. Для предотвращения этого в САР целесообразно установить систему ограничения пусковых токов электрических нагревательных элементов.

Ключевые слова: микроклимат, система автоматизированного регулирования, ЕТСО, обогреваемые полы, передаточная функция, пропорционально-дифференциальный закон регулирования.

N. A. ROMANCHENKO, N. P. KYNDENKO, V. N. ROMANCHENKO, YU. K. SANIN, M. YU. SANIN

THE MICROCLIMATE OF PRODUCTION ROOMS WITH UNDERFLOOR HEATING

A system for the formation of a microclimate in industrial premises has been developed. The system of forming a microclimate of viral attachments and sporud has been broken up. There is also the possibility of securing the correct level of standardization in the thermal regime in the sporums of the sporiums for the storage of energy-saving and functional systems of the bagatory system and heating. Proposed constructive solutions, as they allow the temperature of the middling area to be very specific, as well as the formulation of the thermal regime in the heating systems and heat exchangers, so that the equal heating of the surface of the heating zones is not guaranteed. Taking into account the delay in the block diagram of the automatic control system of the electric heating device and the use of a proportional regulator leads to the fact that the transient process of floor heating is oscillating with an over-regulation of 9–11 %. To ensure reliable operation of the control system, it is proposed to use a proportional-differential controller. The use of multifunctional energy-saving automated systems for providing the microclimate of industrial premises with the use of electrically heated heat-storage installations of the resistor type when powered from renewable sources is proposed, which makes it possible to reduce specific energy consumption in production processes. At the same time, heated resistor-type devices are located below floor level, when their heaters are powered from traditional and non-traditional renewable energy sources. When connecting electric heating elements to the mains, the starting load current exceeds several times its nominal value, which causes additional loads on the power network and transformer substation, increasing operating and capital costs. To prevent this, it is advisable to install a system for limiting the starting currents of electric heating elements in the ATS.

Key words: microclimate, automated control system, ETSO, electric heating floors, transfer function, proportional-differential regulation law.

© М. А. Романченко, М. П. Кунденко, В. М. Романченко, Ю. К. Санін, М. Ю. Санін, 2020

Постановка проблеми. Ефективність технології виробництва будь-якого виду продукції в значній мірі характеризується питомими витратами енергоносіїв в тому числі для формування і підтримування теплового режиму мікроклімату в виробничих спорудах [1]. Технічні засоби існуючих систем які застосовуються для забезпечення формування мікроклімату спрямовуючи і розподіляючи теплові потоки за схемою «зверху-вниз», не зважаючи на те, що більш критичним до вимог по забезпеченню температурного режиму є поверхні на рівні підлоги, або на висоті 0,7–0,6 м для споруд по вирощуванню продукції тваринництва.

Тому наукові дослідження, спрямовані на пошук і розробку технічних рішень щодо підвищення ефективності роботи систем по формуванню і підтримуванню теплового режиму в технологічноактивних зонах є актуальними і такими, що мають велике народногосподарське значення.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Публікації робіт авторів [2–5], присвячені даній проблемі віддають переваги конструктивним засобам, які дозволяють формувати на поверхні підлоги ділянки з рівномірним і змінним кроком температури по довжині робочої зони в якій розташовуються біологічні об’єкти, застосовуючи електронагрівачів спеціального типу, які дозволяють формувати теплові режими з врахуванням умов зовнішнього середовища.

За даними [6] маса поросят у приміщенні з відносною вологістю 80–85 % на 36,3 % менше, ніж у приміщенні з 65–70 % вологості при одній і тій же температурі повітря 12–14 °С.

Якісне забезпечення стандартів теплового режиму технологічно активних зон тваринницьких приміщень вирішується за рахунок впровадження багаторівневої електротеплоакумулювальної системи опалення – БЕТСО.

Аналіз отриманих результатів дав можливість узагальнити оцінку фахівців щодо переваг, які вони надають існуючим автоматизованим системам забезпечення мікроклімату, до складу яких входять електрообігрівні підлоги [7]. У якості проміжного висновку можна зазначити, що моделювання гріючих підлог певний час залишалося на рівні фізичного якісного аналізу досить спрощених систем обігріву.

Мета статті. Розробка системи автоматизованого регулювання (САР) електротеплоакумулювальної установки для визначення зміни температурного режиму в системі ЕТСО (електротеплоакумулювальна система опалення).

Основні матеріали досліджень. Електрообігрівна підлога, як об'єкт автоматичного управління характерний, тим що вона характеризується відносно великими величинами запізнювання (τ) і постійної часу нагріву ($T_п$), обумовлених низькою теплопровідністю матеріалів підлоги і їх значною масою.

При підключенні електричних нагрівальних елементів СЕТ до електромережі пусковий струм навантаження перевищує у декілька разів його номінальне значення, що викликає додаткові навантаження на силову мережу і трансформаторну підстанцію, збільшуючи експлуатаційні та капітальні витрати [8–10].

Для запобігання цього в САР доцільно встановити систему обмеження пускових струмів електричних нагрівальних елементів. Запропонована схема представлена на рис. 1. Маючи це за мету, проведемо аналіз динамічних властивостей ЕТСО.

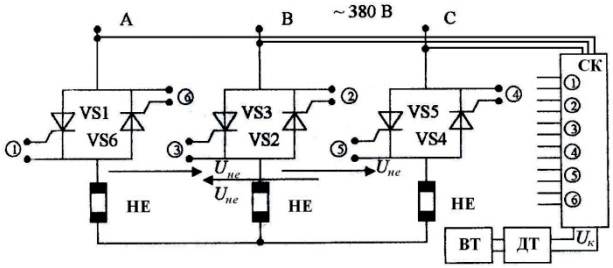


Рисунок 1 – Функціональна схема регулювання температури поверхні підлоги

Зміна струму $I_{не}$ нагріваючих елементів здійснюється зміною величини середнього значення вихідної напруги $U_{не}$ регулятора.

Ці зміни здійснюються за допомогою тиристорного регулятора напруги (ТР). Цей регулятор являє собою сукупність 6-ти тиристорів VS1, VS2, …, VS6 (рис. 1), включених попарно зустрічно паралельно в кожну фазу нагрівальних елементів (НЕ) і в систему керування тиристорами (СК). Для вимірювання температури підлоги встановлений датчик температури (ДТ) з вимірником температури (ВТ).

Система керування (СК) тиристорами VS1, …, VS6 забезпечує генерування імпульсів струму керування тиристорами, а також плавну зміну кута затримки відкриття вентилів на кут α, що забезпечує зміну середнього значення напруги $U_{не}$, що подаються на вхід нагрівальних елементів НЕ.

При куті затримки $\alpha = 0$ запізнювання у відкритті тиристорів немає, тобто тиристори відкриваються з початком росту синусоїди напруги живлення $U = 380$ В. У цьому випадку вихідна напруга $U_{не}$ на виході регулятора максимальна й дорівнює амплітудному значенню вхідної напруги мережі живилення ($U = 380$ В).

Напруга подається в систему керування, забезпечуючи необхідну зміну струму нагрівальних елементів. САР ЕТСО з метою отримання більш високої точності стабілізації температури має бути виконана по замкнутій схемі керування з негативним зворотним зв'язком. У коло зворотного зв'язку включається датчик температури. Його передаточна функція може бути прийнята як підсилююча регулювальна ланка [11, 12].

Для врахування дії впливу температури усередині приміщення на температуру підлоги в структурну схему САР включений елемент, що враховує дане збурення. При включенні цього елементу на вихід САР його передаточна функція має наступний вигляд:

$$W_7(p) = \frac{x_{\text{вих}}(p)}{x_{\text{вх}}(p)} = \frac{k_c \cdot e^{-\tau p}}{T_{\text{п}} p + 1}, \qquad (1)$$

де k_c – коефіцієнт передачі елемента з врахуванням зовнішнього збурення.

Пусковий струм нагрівальних елементів трубчастих нагрівачів, виконаних із стального оцинкованого дроту, перевищує їх розрахунковий номінальний струм в 2–3 рази, що впливає на роботу силової мережі, трансформаторної підстанції та скорочує термін служби нагрівальних елементів.

Пристрій для обмеження пускових струмів нагрівальних елементів, використаний в схемі САР, усуває дані недоліки.

З урахуванням сказаного розроблена структурна схема САР, яка представлена на рис. 2.

Використовуючи структурну схему, визначаємо передаточну функцію замкненої САР по дії керування.

Припустимо, що запізнювання $\tau_n = 0$. Тоді передатна функція замкненої САР підлоги матиме вид:

$$W_{\text{зп}}(p) = \frac{x_{\text{вих}}(p)}{x_{\text{вх}}(p)} = \frac{K_{\text{рсп}}}{T_{\text{п}}p + (1 + K_{\text{рсп}} \cdot K_{\text{зсп}})} = \\ = \frac{K_{\text{рсп}}}{T_{\text{п}}p + K_{\text{зсп}}} = \frac{b_0}{a_1 p + a_0}, \quad (2)$$

де $b_0 = K_{\text{рсп}} = 2$, $a_1 = T_{\text{п}} = 6{,}3$ год, $a_0 = K_{\text{зсп}} = 2{,}7$.

Характеристичне рівняння замкненої САР підлоги для тварин:

$$a_1 p + a_0 = 0. \quad (3)$$

Корінь характеристичного рівняння:

$$p_1 = -a_0 / a_1 = -2{,}7 / 6{,}3 = -0{,}43.$$

Визначивши корені рівняння (2) САР і сталі інтегрування для нульових умов $t_0 = 0$; $\theta_{\text{поч}} = 0$; $\theta_{\text{уп}} = 30$ °С запишемо рівняння перехідного процесу САР у вигляді:

$$\theta_{\text{вих}}(t) = \theta_{\text{уп}}(1 - e^{p_1 t}) + \theta_{\text{поч}} e^{p_1 t} = \\ = \theta_{\text{уп}}(1 - e^{p_1 t}). \quad (4)$$

Підставимо в (4) значення часу t від $t_0 = 0$ до $t_{\text{кінц}} = 12$ год з дискретністю $\Delta t = 2$ год знайдемо:

$t_0 = 0; \theta_0 = 0$ °С;

$t_1 = 2$ год; $\theta_1 = 17{,}3$ °С;

$t_2 = 4$ год; $\theta_2 = 24{,}6$°С;

$t_3 = 6$ год; $\theta_3 = 27{,}7$°С;

$t_4 = 8$ год; $\theta_4 = 29$ °С;

$t_5 = 10$ год; $\theta_5 = 29{,}6$ °С;

$t_6 = 12$ год; $\theta_6 = 29{,}8$ °С.

Графік зміни $\theta(t)$ наведений на рис. 3

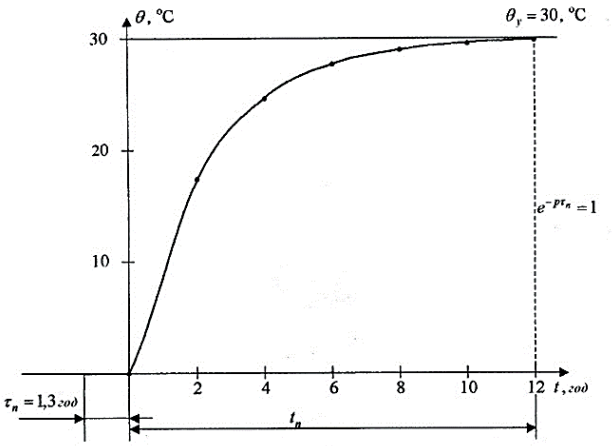


Рисунок 3 – Динамічна характеристика САР електрообігрівної підлоги при її включенні в мережу 380 В

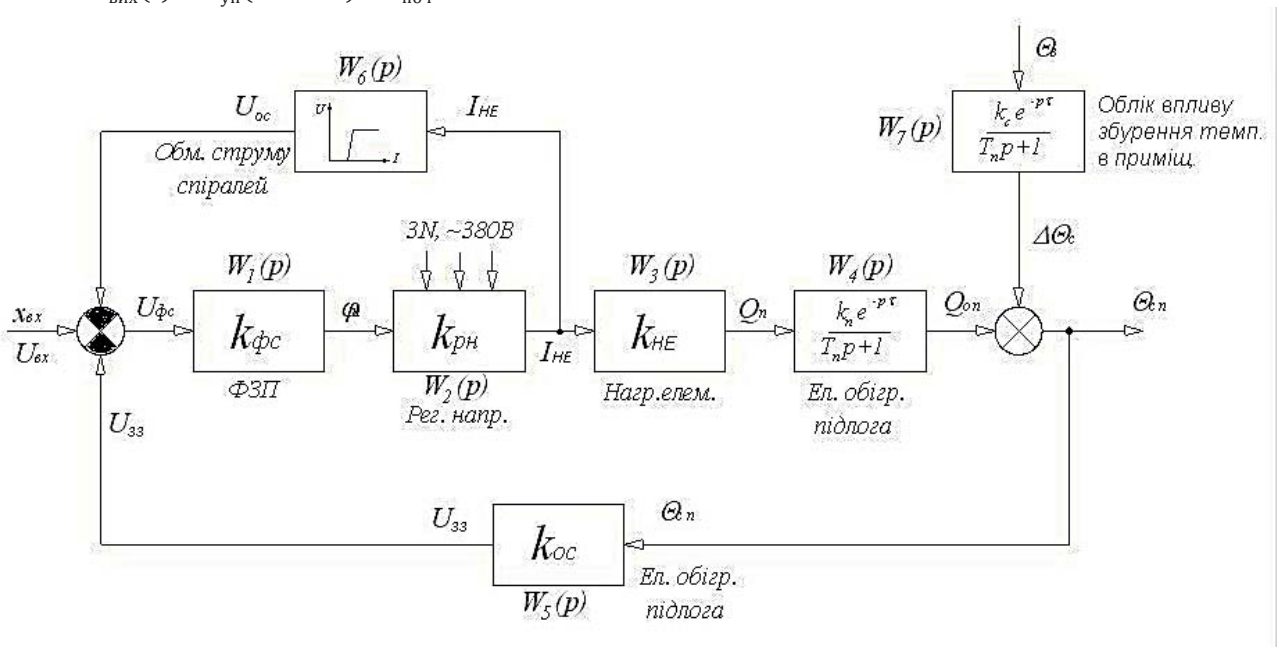


Рисунок 2 – Структурна схема системи автоматичного регулювання електрообігріву підлоги

На даному графіку:

- $t_n = 12$ год – час перехідного процесу без урахування запізнювання;
- $\tau_n = 1{,}3$ год – час запізнювання при нагріванні;
- $t = \tau_n + t_n = 1{,}3 + 12 = 13{,}3$ год – час перехідного процесу з урахуванням запізнювання;
- $e^{-p\tau_n} = 1$; тобто $\tau_n = 0$ – умова розрахунків динамічної характеристики.

Аналіз отриманих результатів показує, що введення похідної в закон регулювання САР дозволяє перейти від коливального до аперіодичного режиму роботи САР.

Висновки.

1. Застосування багатофункціональних енергозберігаючих автоматизованих систем забезпечення мікроклімату виробничих приміщень з використанням електрообігрівних теплоакумулювальних установок резисторного типу при живленні їх від поновлювальних джерел дозволяє скорочувати питомі енерговитрати.

2. Для поліпшення якості роботи САР у перехідних процесах доцільно змінити закон регулювання і застосовувати пропорційно-диференціальний регулятор. Такий регулятор легко реалізується за допомогою застосування операційного підсилювача з негативним зворотним зв'язком. Підбираючи значення постійної диференціювання в системі автоматичного регулятора можна не тільки зменшити ефект перерегулювання, але і перевести перехідний процес в аперіодичний режим. При проектуванні САР запізнювання найзручніше враховувати шляхом введення в коло зворотного зв'язку ланки, яка описується функцією $e^{-p\tau}$ і розкладання її в ряд Паде. Перетворення Паде першого порядку не впливає на статичну точність роботи САР і на тривалість перехідного процесу.

3. Аналіз роботи системи САР з урахуванням запізнювання перетвореннями Паде першого порядку дещо змінює форму динамічної кривої $\theta(t)$. Але всі криві сходяться в одній точці наприкінці перехідного процесу.

Список літератури

1. Романченко М. А., Бріндза Я., Дабровська П. Застосування ресурсоощадних електротехнологій в виробництві продукції тваринництва. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2015. №165. С. 101–104.
2. Romanchenko M., Slesarenko A., Kundenko N. Effect of thermal field distribution in the layered structure of a heating floor on the temperature of its surface. *Eastern European journal of enterprise technologies*. 2018. Vol. 1, No. 8 (91). P. 57–63. doi: 10.15587/1729-4061.2018.121827
3. Romanchenko N., Romanchenko V., Kundenko N., Sanin Yu. Creating a microclimatic thermal mode by the multilevel system for heating industrial structures. *Eastern European journal of enterprise technologies*. 2020. Vol. 1, No. 8 (103). P. 57–63. doi: 10.15587/1729-4061.2020.196763
4. Баланин В.И. *Микроклимат животноводческих зданий*. Санкт-Петербург: ПРОФИКС, 2003. 136 с.
5. Романченко М. А. Аналітичні дослідження розподілу температурного поля у багатошаровій структурі електрообігрівної підлоги. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2017. №187. С. 84–88.
6. Прыгунов Ю. М., Новак В. А., Серый Г. П. *Микроклимат животноводческих и птицеводческих зданий*. Київ: Будівельник, 2006. 80 с.
7. Романченко М. А., Бритта Ш. С., Кунденко М. П. Методологія комп'ютерного моделювання процесів теплопередачі в багаторівневій структурі електрообігрівної підлоги. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2016. №176. С. 74–77.
8. Власов К. П. *Теория автоматического управления*. Харьков: Изд-во "Гуманитарный центр", 2007. 526 с.
9. Мирошник И. В. *Теория автоматического управления. Линейные системы*. Санкт-Петербург: Питер, 2005. 333с
10. Усик В. В., Корольова Я. Ю. Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Системи автоматичного керування відео-, аудіо- та кінотехніки» для студентів і викладачів за напрямом підготовки 6.050803 – «Акустотехніка». Харків: НТУ «ХПІ», 2015. 116 с.
11. Туманов М. П. *Теория управления. Теория линейных систем автоматического управления: учебное пособие*. Москва: Изд. МГИЭМ, 2005. 82 с.
12. Дядик В. Ф., Байдали С. А., Криницын Н. С. *Теория автоматического управления: учебное пособие*. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. 196 с.

References (transliterated)

1. Romanchenko M. A., Brindza Ya., Dabrovs'ka P. Zastosuvannya resursooshchadnykh elektrotekhnolohiy v vyrobnytstvi produktsiyi tvarynnytstva [Applying resource electrotechnology in livestock production]. *Visnyk Kharkivs'koho natsional'noho tekhnichnoho universytetu sil's'koho hospodarstva imeni Petra Vasylenka*. 2015, No. 165, pp. 101–104.
2. Romanchenko M., Slesarenko A., Kundenko N. Effect of thermal field distribution in the layered structure of a heating floor on the temperature of its surface. *Eastern European journal of enterprise technologies*. 2018, Vol. 1, No. 8 (91), pp. 57–63. doi: 10.15587/1729-4061.2018.121827
3. Romanchenko N., Romanchenko V., Kundenko N., Sanin Yu. Creating a microclimatic thermal mode by the multilevel system for heating industrial structures. *Eastern European journal of enterprise technologies*. 2020, Vol. 1, No. 8 (103), pp. 57–63. doi: 10.15587/1729-4061.2020.196763
4. Balanin V.I. *Mikroklimat zhivotnovodcheskikh zdaniy* [Microclimate in livestock and poultry buildings]. Sankt-Peterburg, PROFIKS Publ., 2003. 136 p.
5. Romanchenko M. A. Analitychni doslidzhennya rozpodilu temperaturnoho polya u bahatosharoviy strukturi elektroobihrivnoyi pidlohy [Analytical investigations of the distribution of the temperature field in the multilayer structure of electric-heating floor]. *Visnyk Kharkivs'koho natsional'noho tekhnichnoho universytetu sil's'koho hospodarstva imeni Petra Vasylenka*. 2017, No. 187, pp. 84–88.
6. Prygunov Yu. M., Novak V. A., Seryy G. P. *Mikroklimat zhivotnovodcheskikh i ptitsevodcheskikh zdaniy* [Microclimate in livestock and poultry buildings]. Kyiv, Budivel'nyk Publ., 80 p.
7. Romanchenko M. A., Britta Sh. S., Kundenko M. P. Metodolohiya komp"yuternoho modelyuvannya protsesiv teploperedachi v bahatorivneviy strukturi elektroobihrivnoyi pidlohy [Methodology the simulation of heat transfer in a layered structure of floor]. *Visnyk Kharkivs'koho natsional'noho tekhnichnoho universytetu sil's'koho hospodarstva imeni Petra Vasylenka*. 2016, No. 176, pp. 74–77.
8. Vlasov K. P. *Teoriya avtomaticheskogo upravleniya* [Automatic control theory]. Kharkiv, Gumanitarnyy tsentr Publ., 2007. 526 p.
9. Miroshnik I. V. *Teoriya avtomaticheskogo upravleniya. Lineynye sistemy* [Automatic control theory. Linear systems]. Sankt-Peterburg, Piter Publ., 2005. 333p.
10. Usyk V. V., Korol'ova Ya. Yu. *Metodychni vkazivky do praktychnykh zanyat' z dystsypliny «Systemy avtomatychnoho keruvannya video-, audio- ta kinotekhniky» dlya studentiv i vykladachiv za napryamom pidhotovky 6.050803 – «Akustotekhnika»* [Methodical instructions for practical exercises in the discipline "Systems of automatic control of video, audio and cinema engineering" for students and lecturers in the training course 6.050803 - "Acoustotechnology"]. Kharkiv, NTU «KhPI» Publ., 2015. 116 p.

11. Tumanov M. P. *Teoriya upravleniya. Teoriya lineynykh sistem avtomaticheskogo upravleniya: uchebnoe posobie* [Control theory. Theory of linear automatic control systems: textbook.]. Moscow, MGIEM Publ., 2005. 82 p.
12. Dyadik V. F., Baydali S. A., Krinitsyn N. S. Teoriya avtomaticheskogo upravleniya: uchebnoe posobie [Automatic control theory: textbook.]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 2011. 196 p.

Надійшла (received) 18.12.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Романченко Микола Анастасійович (Романченко Николай Анастасьевич, Romanchenko Nikolai Anastasievich) – кандидат технічних наук, доцент, Харківський національний технічний університет сільського господарства імені Петра Василенка, професор кафедри «Інтегровані електротехнології та процеси», Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0003-4104-0976; e-mail: betso@ukr.net.

Кунденко Микола Петрович (Кунденко Николай Петрович, Kundenko Nikolai Petrovich) – доктор технічних наук, професор, Харківський національний технічний університет сільського господарства імені Петра Василенка, завідувач кафедри «Інтегровані електротехнології та процеси», Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-5841-4367; e-mail: betso@ukr.net.

Романченко Володимир Миколайович (Романченко Владимир Николаевич, Romanchenko Vladimir Nikolayevich) – кандидат технічних наук, доцент, Харківський національний технічний університет сільського господарства імені Петра Василенка, заступник директора навчально-наукового інституту технічного сервісу, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-0445-3125; e-mail: betso@ukr.net.

Санін Юрій Костянтинович (Санин Юрий Константинович, Sanin Yuri Konstantinovich) – Харківський національний технічний університет сільського господарства імені Петра Василенка, аспірант кафедри «Інтегровані електротехнології та процеси», Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-4061-0810; e-mail: betso@ukr.net.

Санін Михайло Юрійович (Санин Михаил Юрьевич, Sanin Mikhail Yurievich) – Харківський національний технічний університет сільського господарства імені Петра Василенка, аспірант кафедри «Інтегровані електротехнології та процеси», Харків, Україна; e-mail: betso@ukr.net.

УДК 620.91:004.032.26 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.11**

О. О. РУБАНЕНКО, Д. О. ДАНИЛЬЧЕНКО, В. В. ТЕПТЯ

ВИЗНАЧЕННЯ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ З ВИКОРИСТАННЯМ ШТУЧНИХ НЕЙРОННИХ МЕРЕЖ

В статті досліджено перспективи та потенціал використання відновлюваних джерел енергії для вирішення проблеми глобального потепління. Проаналізовано світову тенденцію збільшення обсягів генерування електроенергії фотоелектричними станціями за даними Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики та тенденцію збільшення встановленої потужності фотоелектричних станцій в Україні, які реалізовують генеровану потужність за «зеленим» тарифом за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг України. Досліджено можливості та умови використання штучних нейронних мереж для визначення генерування електроенергії фотоелектричних станцій на прикладі електричної станції «Цекинівська-2» 4–5 черга. Для формування бази даних для створення і навчання штучних нейронних мереж було використано платформу розроблену European Commission – Photovoltaic Geographical Information System. Встановлено закономірності зміни метеорологічних супутникових даних та їх вплив на генерування електроенергії фотоелектричних станцій. Для цього використано програмний комплекс MATLAB, а саме модуль для створення штучних нейронних мереж – Neural Networks Toolbox. Висота сонця умовно вважається сталою і її значення повторюється з року в рік або має незначне відхилення, тому може використовуватись як індикатор години і умовно можна вважати відомим наперед, тобто визначеним за емпіричними формулами і таким що змінюється тільки під впливом певних астрофізичних закономірностей. Щодо температури на висоті 2 м та вітру на висоті 10 м, то ці метеорологічні дані є відомими, так як вони потрібні не лише для прогнозування роботи відновлюваних джерел енергії, а й також в сільському господарстві. Тому найбільш проблемними вважаються дані пов'язані з сонячним випромінюванням, так як цю величину найважче визначити. Супутникові дані можуть мати похибку, встановлення метеопостів, а саме якісних піранометрів є вартісною процедурою, але допоможе забезпечити навчальною вибіркою якісних даних. Для прогнозування з задовільною точністю потрібно накопичити дані хоча б за рік роботи метеопосту, щоб отримати і проаналізувати певну вибірку даних. Для прогнозування генерування використано модулі nntool та Anfis MATLAB. Але отримані результати можна використовувати для оцінки ефективності роботи фотоелектричних станцій, але вони є незадовільними для оперативного балансування системи.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, фотоелектричні станції, штучні нейронні мережі; генерування електроенергії; прогнозування; метеорологічні фактори.

Е. А. РУБАНЕНКО, Д. А. ДАНИЛЬЧЕНКО, В. В. ТЕПТЯ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕНЕРИРОВАНИЯ ВИЭ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИССКУСТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

В статье исследованы перспективы и потенциал использования возобновляемых источников энергии для решения проблемы глобального потепления. Проанализированы мировая тенденция увеличения объемов генерации электроэнергии фотоэлектрическими станциями по данным Международного агентства по возобновляемой энергетике и тенденция увеличения установленной мощности фотоэлектрических станций в Украине, которые продают генерируемую электроэнергию по «зеленому» тарифу по данным Национальной комиссии, осуществляющей государственное регулирование в сферах энергетики и коммунальных услуг Украины. Исследованы возможности и условия использования искусственных нейронных сетей для определения генерирования электроэнергии фотоэлектрических станций на примере электрической станции «Цекинивськая-2» 4–5 очередь. Для формирования базы данных для создания и обучения искусственных нейронных сетей было использовано платформу, разработанную European Commission – Photovoltaic Geographical Information System. Установлены закономерности изменения метеорологических спутниковых данных и их влияние на генерирование электроэнергии фотоэлектрических станций. Для этого использован программный комплекс MATLAB, а именно модуль для создания искусственных нейронных сетей – Neural Networks Toolbox. Высота солнца условно считается постоянной и ее значение повторяется из года в год или имеет незначительное отклонение, поэтому может использоваться как индикатор часа и условно можно считать известным заранее, то есть определенным по эмпирическим формулам и таким изменяющейся только под влиянием определенных астрофизических закономерностей. По температуре на высоте 2 м и ветра на высоте 10 м, то эти метеорологические данные известны, так как они нужны не только для прогнозирования работы возобновляемых источников энергии, но также в сельском хозяйстве. Поэтому наиболее проблемными считаются данные связаны с солнечным излучением, так как эту величину самое определить. Спутниковые данные могут иметь погрешность, использование метеопостов, а именно качественных пиранометров, не смотря на их цену, поможет обеспечить учебную выборку качественных данных. Для прогнозирования с удовлетворительной точностью нужно накопить данные хотя бы за год работы метеопоста, чтобы получить и проанализировать определенную выборку данных. Для прогнозирования генерирования использовано модули nntool и Anfis MATLAB. Полученные результаты можно использовать для оценки эффективности работы фотоэлектрических станций.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии; фотоэлектрические станции; искусственные нейронные сети; генерирования электроэнергии; прогнозирование; метеорологические факторы.

O. O. RUBANENKO, D. O. DANYLCHENKO, V. V. TEPTYA

DETERMINATION OF RESS GENERATION USING ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS

Paper considers the perspectives and potential of using renewable energy sources to decide the global warming problem. The World trend of increasing electricity generation by photovoltaic power stations according to the International Renewable Energy Agency and the trend of increasing the installed capacity of photovoltaic power stations in Ukraine, which supply the generated capacity at a "green" tariff according to the National Commission for State Regulation of Energy utilities of Ukraine. Opportunities and conditions of using artificial neural networks to defined the power generation of photovoltaic power stations on the example of the power plant "Tsekinivska-2" 4–5 turns are investigated. A platform developed by the European Commission – Photovoltaic Geographical Information System – was used to create a database for the creation and training of artificial neural networks. Regularities of change of meteorological satellite data and their influence on electricity generation of photovoltaic power stations are established. For this purpose, the software complex MATLAB was used, namely the module for the creation of artificial neural networks – Neural Networks Toolbox.

© О. О. Рубаненко, Д. О. Данильченко, В. В. Тептя, 2020

The height of the sun is conditionally considered constant and its value is repeated from year to year or has a slight deviation, so it can be used as an indicator of the hour and can be considered known in advance, so determined by empirical formulas and changes only under certain astrophysical laws. Regarding the temperature at 2 m and the wind at 10 m, these meteorological data are known, as they are needed not only for forecasting the operation of renewable energy sources but also in agriculture. Therefore, data related to solar radiation are considered to be the most problematic, as this value is the most difficult to determine. Satellite data may have an error, the installation of weather stations, namely quality pyranometers is a costly procedure, but will help provide a training sample of quality data. To forecast with satisfactory accuracy, it is necessary to collect data for 1 year of operation of the weather station. The nntool and Anfis MATLAB modules were used to predict generation. But the obtained results can be used to assess the effectiveness of the photovoltaic power stations, but they are unsatisfactory for the operational balancing of the system.

Keywords: renewable energy sources, photovoltaic stations, artificial neural networks; electricity generation; forecasting; meteorological factors.

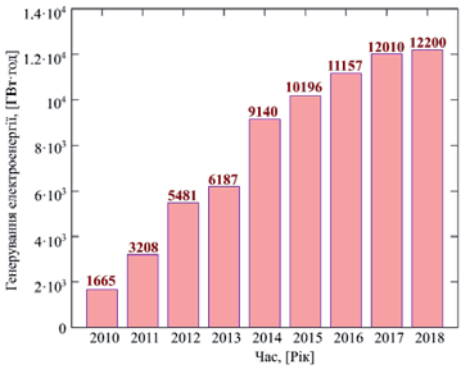
Вступ. Використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) дозволить частково вирішити проблему глобального потепління. У роботі [1] зазначається, що Європейська Комісія затвердила стратегію дій щодо створення Енергетичного Союзу. Цей Енергетичний Союз допомагатиме забезпечувати стійкість електроенергетичних систем з ВДЕ, енергетичну безпеку та економічну конкурентоспроможність. Головною метою створення Енергетичного союзу є співпраця між державами-членами для об'єднання та диверсифікації енергетичних ресурсів, а також ідея «зробити Європейський Союз (ЄС) першим у світі у галузі відновлюваних джерел енергії та очолити боротьбу з глобальним потеплінням» [2]. Стати першим у світі кліматично нейтральним континентом до 2050 року є метою Європейської енергетичної стратегії зеленого курсу – найамбітнішого пакету заходів, який повинен дозволити європейським громадянам та бізнесу отримати вигідні умови для реалізації стратегії сталого розвитку.

Використання відновлюваної енергії має багато потенційних переваг, включаючи зменшення викидів парникових газів, диверсифікацію енергопостачання та зменшення залежності від вартості викопного палива (зокрема, нафти та газу). Швидкі темпи будівництва нових об'єктів ВДЕ можуть також стимулювати зайнятість населення в ЄС шляхом створення робочих місць у нових «зелених» технологіях. У [3] подано останні статистичні дані щодо частки енергії з відновлюваних джерел загалом та у трьох секторах споживання (електроспоживання, опалення та охолодження і транспорт) у ЄС [3].

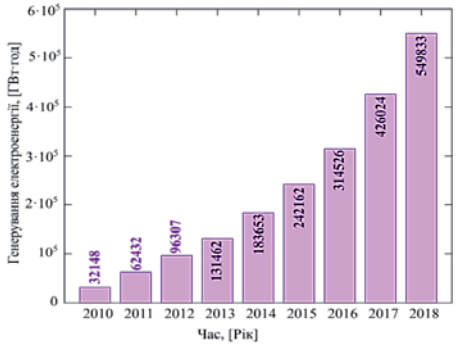
За даними National Renewable Energy Laboratory, за одну годину на Землю надходить більше енергії сонця, ніж використовується населенням Землі за один рік. Сьогодні енергія сонця використовується по-різному – для обігріву будинків і підприємств, для нагрівання води або генерування електроенергії [4]. За оцінками Міжнародного енергетичного агентства попит на ВДЕ зростає, незважаючи на негативний вплив ситуації, викликаної Covid-19 [5].

Світова тенденція збільшення генерування електроенергії фотоелектричними станціями за даними International Renewable Energy Agency (IRENA) представлена на рис. 1 [6]. В Україні теж є позитивна динаміка зміни генерування ВДЕ та їх встановленої потужності (рис. 2).

В Україні, як і в світі, спостерігається десятирічна тенденція стрімкого зростання потужностей відновлюваної енергетики, наприклад, у 2018 році з доповнення у 171 гігаватт (ГВт) (див. рис. 1 – рис. 2) [7]. Щорічне світове збільшення на 7,9 % встановленої потужності було в основному забезпечено введенням в експлуатацію сонячних та вітрових електричних станцій, частка яких склала 84 % від усіх типів ВДЕ. Загальна потужність виробництва відновлювальної енергії в світі досягла 2 551 ГВт на кінець 2018 року.



а



б

Рисунок 1 – Світова тенденція збільшення генерування електроенергії фотоелектричними станціями за даними IRENA: *а* – сонячні термальні станції; *б* – сонячні фотоелектричні станції

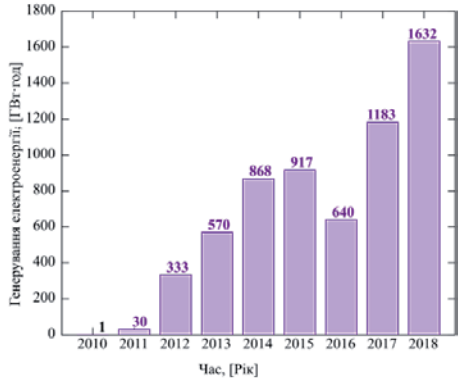
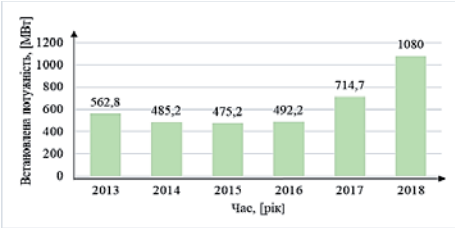


Рисунок 2 – Тенденція збільшення генерування електроенергії фотоелектричними станціями в Україні за даними IRENA

Спостерігається стабільна тенденція до стрімкого зростання темпів приросту приєднання до електричних мереж об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України об'єктів відновлюваної енергетики. Загальна встановлена потужність об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії та яким встановлено «зелений» тариф, в порівнянні з 2017 роком збільшилась на 742,5 МВт (з яких вітрових електричних станцій (ВЕС) – 67,7 МВт, фотоелектричних станцій (ФЕС) – 646,4 МВт, біомаса/біогаз – 24,4 МВт, мікро-, міні- та малі гідроелектростанції – 4 МВт) та становить 2 117,2 МВт.

Загальна встановлена потужність генеруючих установок приватних домогосподарств зросла у 3 рази: з 51 МВт станом на кінець 2017 року до 157 МВт наприкінці 2018 року. Виробництво електричної енергії за 2018 рік об'єктами електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, порівняно з 2017 роком збільшилось на 691 млн кВт·год або на 33 % та становить 2 777,3 млн кВт·год (що складає 1,9 % від обсягів виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до ОЕС України) [7].

Тенденція збільшення встановленої потужності ВДЕ в Україні, які реалізовують генеровану потужність за «зеленим» тарифом, за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) показана на рис. 3.



а

б

Рисунок 3 – Тенденція збільшення встановленої потужності: фотоелектричних станцій (ФЕС) в Україні, які реалізовують генеровану потужність за «зеленим» тарифом за даними НКРЕКП (*а*); ВДЕ в Україні, які реалізовують генеровану потужність за «зеленим» тарифом за даними НКРЕКП (*б*)

В Україні спостерігаються проблеми балансування в електроенергетичних системах. Цей дисбаланс потужності, спричинений збільшенням кількості ВЕС і ФЕС. Також проблеми балансування потужності, спричинені недостатнім обсягом маневрової потужності для балансування. Така ситуація в електричних мережах на тлі тенденцій щорічного збільшення встановленої потужності та генерування електроенергії ВДЕ ставить нові виклики та задачі [8–11]. Тому актуальною є задача визначення обсягів генерування електроенергії ВДЕ.

Мета роботи. Дослідження можливості та умов використання штучних нейронних мереж для визначення генерування електроенергії фотоелектричними станціями.

Виклад основного матеріалу. Оскільки ВДЕ стають все більш популярними у розвитку світової енергетики, підвищення точності прогнозування генерування ВДЕ є критичним для планування, керування параметрами режимів та експлуатації енергосистем [12]. Однак це є складним завданням через непостійний і хаотичний характер даних, що характеризують роботу ВДЕ. На сьогодні розроблено різні методи, включаючи фізичні моделі, статистичні методи, методи штучного інтелекту та їхні гібриди для підвищення точності прогнозування ВДЕ. Зокрема, в [13] авторами досліджено актуальність використання Deep Learning, як перспективного машинного навчання, що здатне виявляти властиві нелінійні особливості та інваріантність структури даних [13].

Використання штучних нейронних мереж (ШНМ) для визначення сонячного випромінювання детально описано в роботі [14]. У цій роботі представлена модель для прогнозування погодинних даних про сонячне випромінювання з використанням середньодобового значення сонячної радіації. Запропонована модель являє собою узагальнену регресійну ШНМ, яка має три входи, а саме середнє щоденне сонячне випромінювання, годинний кут та годинний кут заходу сонця. Вихідний шар має один вузол, який є середньою годинною сонячною радіацією. Навчання та розробка запропонованої моделі виконуються за допомогою MATLAB та вибірки 43 800 наборів даних погодинної глобальної сонячної радіації. Результати показують, що запропонована модель має кращу точність прогнозування порівняно з деякими емпіричними та статистичними моделями. У цьому дослідженні для оцінки якості запропонованої моделі використовуються такі статистичні характеристики: середнє абсолютне значення похибки (Mean Absolute Percentage Error, MAPE) та середньоквадратична похибка. Ці значення для запропонованої моделі становлять 11,8 % та −3,1 % відповідно. До недоліків даної моделі можна віднести потребу у формуванні великої вибірки достовірних даних, які отримані шляхом накопичення протягом 5 років, та, звісно, наявності метеопосту на досліджуваній станції.

Використання і порівняння результатів прогнозування генерування ВДЕ з використанням трьох найпопулярніших технік представлено в багатьох літературних джерелах, зокрема мова йде про Artificial Neural Network – штучні нейронні мережі (ШНМ), Genetic algorithm fused with artificial neural network – генетичний алгоритм зі штучною нейронною мережею і Adaptive Neuro-fuzzy inference system – Адаптивна нейро-нечітка система виведення [15–17]. Автори статей використовують їх для прогнозування

генерування ВЕС [15–17] та ФЕС [18, 19] в залежності від зміни метеорологічних параметрів [20], споживання зарядними станціями для електромобілів, що живляться від ФЕС [21]. Це свідчить про актуальність використання даного напрямку прогнозування. Якщо немає метеопоста на локації і потрібно визначити генерування ВДЕ можна скористатись онлайн-сервісами для визначення ретроспективних погодинних метеорологічних параметрів. Для формування бази даних при створенні і навчанні ШНМ можна використати розроблену European Commission платформу – Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [22]. Для того щоб використати цей сервіс потрібно знати координати (Latitude/Longitude), тип панелей, потужність, що фотоелектричний модуль може генерувати за стандартних умов, встановлену потужність станції, втрати системи станції у відсотках (рис. 4). Реальна встановлена потужність зараз для ФЕС «Цекинівська-2» 4–5 черга складає 1 045,44 кВт.

Якщо невідома встановлена потужність станції, можна скористатись формулою:

$$P_{\text{ст}} = S_{\text{м}} \cdot E/100 \qquad (1)$$

де E – ефективність сонячних модулів (15,9 %);
$S_{\text{м}}$ – сумарна площа встановлених панелей

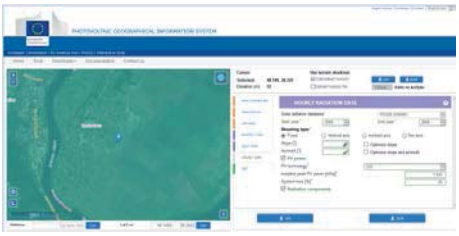
$$S_{\text{м}} = n \cdot S_{\text{м}0}, \qquad (2)$$

де n – кількість встановлених панелей (наприклад, для ФЕС «Цекинівська-2» 4–5 черга n = 4356);

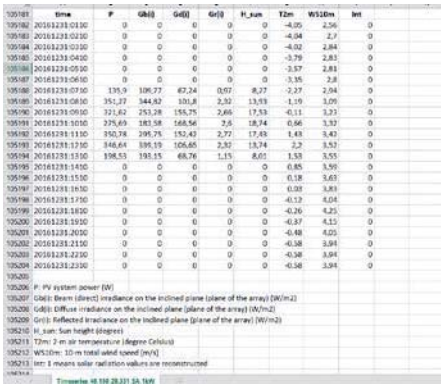
$S_{\text{м}0}$ – площа однієї фотоелектричної панелі (для ФЕС «Цекинівська-2» 4–5 черга $S_{\text{м}0}$ = 1,6635).

Дані на представленому сервісі доступні для конкретної локації з 2005 до 2016 року. Фрагмент отриманої інформації з PVGIS наведений в табл. 1 для 13 липня 2014 та 2015 років. Аналіз ненормованих супутникових даних, які враховані при визначені генерування, фрагмент яких наведений в табл. 1, дав можливість встановити закономірності їх зміни. Наприклад, параметр *H_sun* (висота сонця) умовно вважається сталим і його значення повторюється з року в рік або має незначне відхилення, тому може використовуватись як індикатор години і його можна умовно вважати відомим наперед, тобто визначеним за емпіричними формулами і таким, що змінюється тільки під впливом певних астрофізичних закономірностей.

Щодо температури на висоті 2 м та вітру на висоті 10 м, то ці метеорологічні дані є відомими, оскільки вони потрібні не лише для прогнозування роботи ВДЕ, а й також в сільському господарстві та авіаперевезеннях. Тому найбільш проблемними вважаються дані, пов’язані з сонячним випромінюванням, оскільки цю величину найважче визначити. Супутникові дані можуть мати похибку, встановлення метеопостів, а саме якісних пірометрів, є вартісною процедурою. Відомі зараз програмні засоби (MeteoNorm, SolarGis) зможуть надавати прогнозні дані за певні кошти і також не гарантують якість прогнозу.



а



б

Рисунок 4 – Віконна заставка сервісу для отримання погодинних метеорологічних даних PVGIS (*а*) та приклад отриманих даних (*б*)

Таблиця 1 – Фрагмент отриманої інформації з PVGIS

13.07.2014								13.07.2015							
Час	**Обсяг ген-ня**	**$G_{b(i)}$**	**$G_{d(i)}$**	**$G_{r(i)}$**	**H_sun**	**T_{2m}**	**WS_{10m}**	**Час**	**Обсяг ген-ня**	**$G_{b(i)}$**	**$G_{d(i)}$**	**$G_{r(i)}$**	**H_sun**	**T_{2m}**	**WS_{10m}**
4:10	5,81	0	17,88	0,22	15,7	15,4	3,14	4:10	5,85	0	17,88	0,22	15,7	14,27	1,66
5:10	143,68	26,46	176,53	2,59	25,37	15,92	3,62	5:10	153,31	37,69	180,11	2,8	25,37	16,78	1,9
6:10	139,39	3,85	192,12	2,43	35,18	16,44	4,1	6:10	39,89	0	68,7	0,85	35,18	19,28	2,15
7:10	214,86	16,72	276,79	3,62	44,73	17,69	4,03	7:10	112,7	0	164,69	2,05	44,73	19,72	3,03
8:10	196,43	3,28	268,42	3,37	53,37	18,93	3,97	8:10	140,28	0	200,45	2,49	53,37	20,16	3,92
9:10	197	1,12	272,99	3,41	59,97	20,18	3,9	9:10	217,95	4,46	296,75	3,73	59,97	20,6	4,8
10:10	424,2	149,54	429,26	6,72	62,78	20,88	3,83	10:10	94,84	0	141,16	1,76	62,78	19,46	3,91
11:10	591,97	472,97	345,93	8,85	60,6	21,58	3,75	11:10	217,66	4,47	294,87	3,71	60,6	18,31	3,02
12:10	454,89	247,74	376,91	7,08	54,39	22,28	3,67	12:10	91,95	0	136,46	1,7	54,39	17,17	2,12
13:10	340,4	132,69	335,42	5,52	45,93	22,41	3,17	13:10	102,91	0	150,57	1,87	45,93	16,95	1,76
14:10	295,71	149,25	260,16	4,94	36,45	22,53	2,68	14:10	30,09	0	54,58	0,68	36,45	16,72	1,39
15:10	234,76	234	107,41	4,66	26,65	22,66	2,18	15:10	43,89	0	73,41	0,91	26,65	16,5	1,02
16:10	78,22	69,82	75,41	2,68	16,95	22,11	1,89	16:10	49,17	0,51	79,92	1,01	16,95	15,9	1,12
17:10	21,65	0	43,42	0,56	7,69	21,55	1,61	17:10	17,99	0	37,09	0,48	7,69	15,31	1,22

Для якісного прогнозування із задовільною точністю потрібно накопичити дані хоча б за рік роботи метеопосту, щоб отримати і проаналізувати певну вибірку даних. Тому з метою визначення генерування ВДЕ в заданий момент часу потрібно спрогнозувати сонячне випромінювання. Побудовано ШНМ, де вхідними даними є температура, висота сонця, швидкість вітру. Для покращення якості прогнозування, можна збільшувати кількість вхідних даних, кількість нейронів, кількість шарів (глибину) ШНМ, підібрати оптимальну модель ШНМ. На якість навчання мережі значною мірою впливає якість вхідних даних. Супутникові дані, які є в наявності на безкоштовних сервісах, наприклад PVGIS, дають погодинні значення сонячного випромінювання.

Визначення генерування ВДЕ з використанням модуля Neural Networks програмного комплексу MATLAB. Для прогнозування генерування використано модулі nntool та Anfis MATLAB. Але отримані результати можна використовувати для орієнтовної оцінки ефективності роботи ФЕС, проте вони є незадовільними для оперативного балансування системи.

Тому в роботі досліджено способи покращення якості навчання мережі (зменшення похибки навчання RMSE), зокрема, як було рекомендовано в [23], збільшено кількість епох навчання мережі, кількість вхідних даних, змінено функції приналежності та методи формування функцій приналежності.

Проаналізувавши дані за 2013–2015 роки для місце розташування ФЕС «Цекинівська-2» 4–5 черга, сформовано навчальну вибірку для створення ШНМ. Для цього використано програмний комплекс MATLAB, а саме модуль для створення штучних нейронних мереж – Neural Networks Toolbox. До складу пакету входить більше 160 різних функцій, що дають можливість створювати, навчати і досліджувати нейронні мережі [24, 25].

При формуванні вибірки навчальних даних брались до уваги тільки ті погодинні дані, коли станція генерує електроенергію – вихід: погодинне значення генерування електроенергії ВДЕ кВт·год; вхід:

- G_b (i): сонячне (пряме) опромінення на похилій площині (Вт/м^2);
- $G_{d\ (i)}$: дифузне опромінення на похилій площині (Вт/м^2);
- $G_{r\ (i)}$: відбите опромінення на похилій площині (Вт/м^2);
- H_sun: висота сонця (градуси);
- T_{2m}: температура повітря на висоті 2 м (градуси Цельсія);
- WS_{10m}: загальна швидкість вітру на висоті 10 м (м/с).

На рис. 5 і 6 показано налаштування завантаження даних, налаштування мережі, вибір методу навчання та оцінки якості навчання, результати навчання відповідно. Результати навчання побудованої штучної нейронної мережі для ненормалізованої вибірки даних показано на рис. 7.

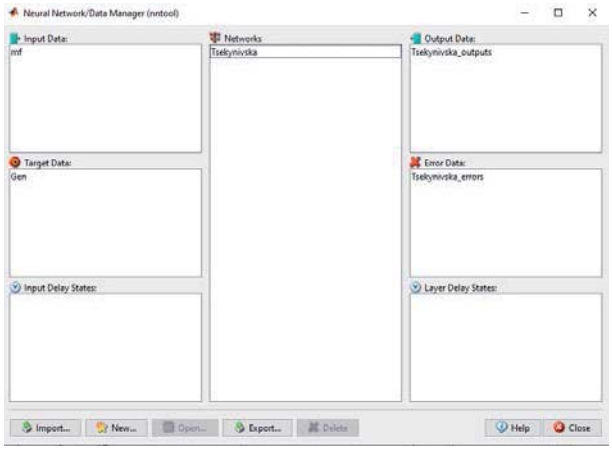
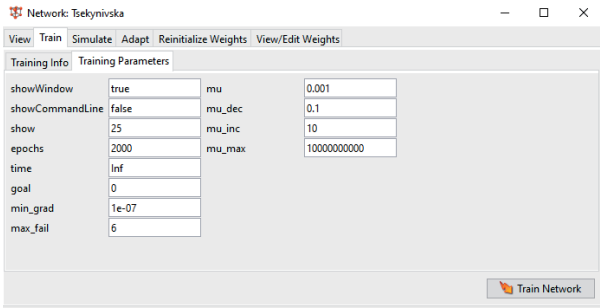


Рисунок 5 – Віконна заставка Neural Networks Toolbox для керування мережею і даними

а



б

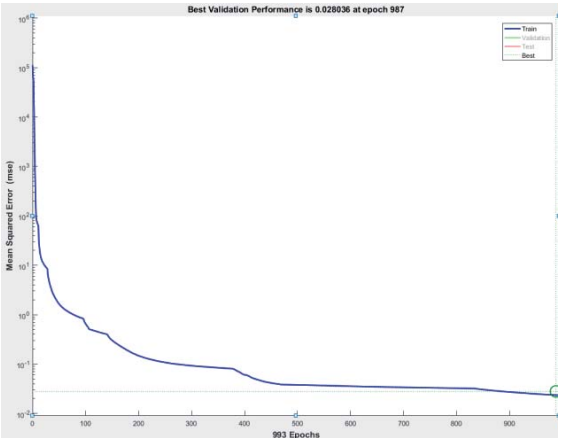
Рисунок 6 – Віконна заставка Neural Networks Toolbox для налаштування навчання мережі: *а* – вибір даних входів та виходу; *б* – введення параметрів навчання

Для покращення якості навчання мережі була виконана нормалізація навчальної вибірки шляхом віднімання середньорічного значення та діленням на максимальне річне значення кожного погодинного значення з ненульовим генеруванням в рамках одного року. Результати навчання мережі після нормалізації даних показані на рис. 8. Оцінка якості навчання мережі здійснювалась за сумарною квадратичною похибкою (Sum Squared Error – SSE):

$$SSE = \sum_{i=1}^{n} (x_i - \bar{x})^2 \qquad (3)$$

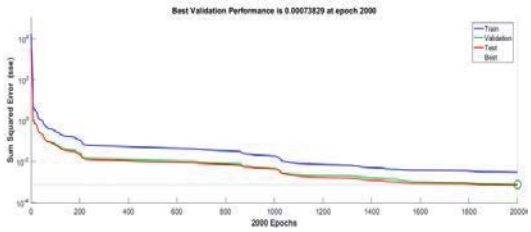
де x_i – поточне значення;
$\bar{x}$ – середнє значення;
n – кількість спостережень;
i – номер спостереження.

а

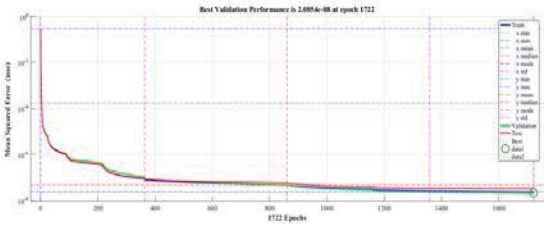


б

Рисунок 7 – Результати навчання побудованої штучної нейронної мережі для ненормалізованої вибірки даних: *а* – створена мережа; *б* – середньоквадратична похибка (Mean Squared Error – MSE)



а



б

Рисунок 8 – MSE та SSE навчання побудованої ШНМ для нормалізованих даних: *а* – SSE; *б* – MSE

А також MSE:

$$MSE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(x_i - \hat{x}_i)^2 \qquad (4)$$

де $\hat{x}$ – отримане значення (спрогнозоване).

Якщо не можливо використати велику вибірку даних, то ШНМ можна навчати і по нормалізованій вибірці даних отриманих за 2 роки, що теж показало задовільний результат (рис. 9).

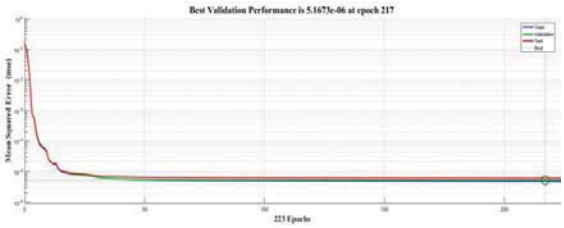
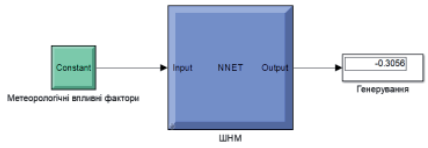


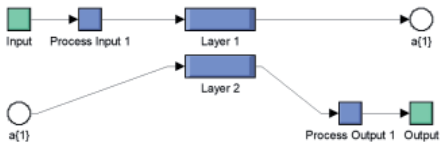
Рисунок 9 – MSE навчання побудованої ШНМ для нормалізованих даних

Для того, щоб можна було інтегрувати створену ШНМ в програмний модуль Simulink з подальшим використанням для автоматичного налаштування, наприклад, автоматичних регуляторів та організації систем керування використано команду gensim. Зі створеної мережею можна проводити різні експерименти, можливі в середовищі Simulink (рис. 10); взагалі, за допомогою команди gensim здійснюється інтеграція створених нейромереж в блок-діаграми цього пакета з використанням наявних при цьому інструментів моделювання різних систем (наприклад, можливо вбудовування нейромережевого регулятора в систему управління і моделювання останньої і т. п.).

ШНМ була навчена за даними 2014 та 2015 рр, та перевірена за даними 2016 року, відносна похибка визначення генерування 1,5 %.



а



б

Рисунок 10 – Створена ШНМ в Simulink: *а* – вигляд ШНМ; *б* – структура ШНМ

Висновки. В Україні спостерігаються проблеми балансування в електроенергетичних системах. Цей дисбаланс потужності, спричинений збільшенням кількості ВЕС і ФЕС. Також проблеми балансування потужності, спричинені недостатнім обсягом маневреної потужності для балансування. Така ситуація в електричних мережах на тлі тенденцій щорічного збільшення встановленої потужності та генерування електроенергії ВДЕ ставить нові виклики та задачі.

Для української енергетики проблема є більш актуальною, оскільки з 1 січня 2021 р. буде прийнято постанову про фінансову відповідальність за небаланс потужності в електроенергетичній системі. Енергопостачальні компанії, які генерують електроенергію за допомогою ВДЕ, будуть платити фінансовий штраф за небаланс електроенергії. У цих умовах актуалізується проблема аналізу нестабільності генерування електроенергії ВДЕ при керуванні параметрами нормальних режимів роботи електроенергетичних систем [9].

Прогнозування виробництва електроенергії з мінімальною похибкою для мінімізації можливої компенсації за неточні прогнозні дані є необхідним для власників ФЕС, ВЕС та міні гідроелектростанцій. Прогнозування стає ключовим інструментом для економічно ефективної інтеграції ВДЕ, таких як ВЕС, СЕС, малі гідроелектростанції, у мікро-, локальні, регіональні та національні енергетичні системи. Слід також зазначити, що навіть завдяки великій кількості програмного забезпечення та алгоритмів, що дозволяють формувати прогнозні дані, питання надійного та точного прогнозування все ще вимагає ретельного вивчення та дослідження, оскільки постійна зміна погоди значно ускладнює процес прогнозування. Використання ШНМ дозволяє частково вирішити задачу визначення генерування.

Список літератури

1. Child M., Kemfert C., Bogdanov D., and Breyer C. Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Renewable Energy*. 2019. Vol. 139. P. 80–101. doi: 10.1016/j.renene.2019.02.077
2. *European Commission, Energy Union and Climate*. URL: https://ec.europa.eu (дата звернення: 03.12.2020).
3. Renewable energy statistics. *A European Green Deal. Striving to be the first climate-neutral continent*. URL: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en (дата звернення: 05.12.2020).
4. Shinn L. *Renewable Energy: The Clean Facts*. URL: https://www.nrdc.org/stories/renewable-energy-clean-facts (дата звернення: 05.12.2020).
5. *Global Energy Review 2020*. URL: https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020 (дата звернення: 05.12.2020).
6. *Renewable capacity statistics*. URL: https://www.irena.org (дата звернення: 05.12.2020).
7. *Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2018 році*. Постанова НКРЕКП № 440 від 29.03.2019. Київ: НКРЕКП, 2018. 304 с.
8. Rubanenko O., Yanovych V. Analysis of instability generation of Photovoltaic power station. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 2020. P. 128–133. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160093
9. Rubanenko O., Yanovych V., Miroshnyk O., Danylchenko D. Hydroelectric Power Generation for Compensation Instability of Non-guaranteed Power Plants. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Istanbul, Turkey, 2020. P. 52–56. doi: 10.1109/IEPS51250.2020.9263151
10. Rubanenko O., Miroshnyk O., Shevchenko S., Yanovych V., Danylchenko D., Rubanenko O. Distribution of Wind Power Generation Dependently of Meteorological Factors. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. Kharkiv, Ukraine, 2020. P. 472–477. doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250114
11. Lezhniuk P., Komar V., Kravchuk S. Regimes Balancing in the Local Electric System with Renewable Sources of Electricity. *2019 IEEE 20th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE)*. Lviv-Slavske, Ukraine, 2019. P. 1–4, doi: 10.1109/ CPEE47179.2019.8949118
12. Sree Lakshmi G., Rubanenko O., Hunko I. Renewable Energy Generation and Impacts on E-Mobility. *Journal of Physics: Conference Series*. 2020. vol. 1457. doi: 10.1088/1742-6596/1457/1/012009
13. Wang H., Z. Lei Z., Zhang X., Zhou B., Peng J. A review of deep learning for renewable energy forecasting. *Energy Conversion and Management*. 2019. vol. 198. P. 111799 doi: 10.1016/j.enconman.2019.111799
14. Khalib T., Elmenreich W. A Model for Hourly Solar Radiation Data Generation from Daily Solar Radiation Data Using a Generalized Regression Artificial Neural Network. *International Journal of Photoenergy*. 2015. vol. 2015. P. 1–13. doi: 10.1155/2015/968024
15. Wu Y. K., Wu Y. C., Hong J. S., Phan L. H. Phan Q. D. Probabilistic Forecast of Wind Power Generation with Data Processing and Numerical Weather Predictions. *2020 IEEE/IAS 56th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*. Las Vegas, NV, USA, 2020. P. 1–11. doi: 10.1109/ICPS48389.2020.9176791
16. Suyono H., Prabawanti D. O., Shidiq M., Hasanah R. N., Wibawa U., Hasibuan A. Forecasting of Wind Speed in Malang City of Indonesia using Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System and Autoregressive Integrated Moving Average Methods. *2020 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)*. Bandung, Indonesia, 2020. P. 131–136, doi: 10.1109/ICT-PEP50916.2020.9249867
17. Hussieny O. Abd Al-Azeem, El-Beltagy M. A., El-Tantawy S. Forecasting of renewable energy using ANN, GPANN and ANFIS (A comparative study and performance analysis). *2020 2nd Novel Intelligent and Leading Emerging Sciences Conference (NILES)*. Giza, Egypt, 2020. P. 54–59. doi: 10.1109/NILES50944.2020.9257963
18. Hamouda N., Babes B., Kahla S., Boutaghane A., Beddar A., Aissa O. ANFIS Controller Design Using PSO Algorithm for MPPT of Solar PV System Powered Brushless DC Motor Based Wire Feeder Unit. *2020 International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*. Istanbul, Turkey, 2020. P. 1–6, doi: 10.1109/ICEE49691.2020.9249869
19. Andrew-Cotter J., Uddin M. N., Amin I. K. Particle Swarm Optimization based Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System for MPPT Control of a Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic System. *2019 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC)*. San Diego, CA, USA, 2019. P. 2089–2094. doi: 10.1109/IEMDC.2019.8785403
20. Sujil A., Kumar R., Bansal R. C. FCM Clustering-ANFIS-based PV and wind generation forecasting agent for energy management in a smart microgrid. *The Journal of Engineering*. 2019. Vol. 2019, Iss. 18. P. 4852–4857. doi: 10.1049/joe.2018.9323
21. Jaladi K. K., Kumar S., Saini L. M. ANFIS Controlled Grid Connected Electric Vehicle Charging Station Using PV Source. *2020 First IEEE International Conference on Measurement, Instrumentation, Control and Automation (ICMICA)*. Kurukshetra, India, 2020. P. 1–5. doi: 10.1109/ICMICA48462.2020.9242717
22. *Photovoltaic Geographical Information System*. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP (дата звернення: 03.12.2020).
23. Odabas M. S., Temizel K. E., Caliskan O., Senyer N., Kayhan G., Ergun E. Determination of reflectance values of hypericum s leaves under stress conditions using adaptive network based fuzzy inference system. *Neural Network World*. 2014. Vol. 24, No. 1. P. 79–87. doi: 10.14311/NNW.2014.24.004
24. *Моделирование нейронных сетей в MATLAB*. URL: http://window.edu.ru (дата звернення: 03.12.2020).
25. Сердюк А. А. *Компьютерные системы искуственного интеллекта*. URL: http://www.dgma.donetsk.ua (дата звернення: 03.12.2020)

References (transliterated)

1. Child M., Kemfert C., Bogdanov D., and Breyer C. Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Renewable Energy*. 2019, Vol. 139, pp. 80–101. doi: 10.1016/j.renene.2019.02.077

2. *European Commission, Energy Union and Climate*. Available at: https://ec.europa.eu (accessed 03.12.2020).
3. Renewable energy statistics. *A European Green Deal. Striving to be the first climate-neutral continent*. Available at: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en (accessed 05.12.2020).
4. Shinn L. *Renewable Energy: The Clean Facts*. Available at: https://www.nrdc.org/stories/renewable-energy-clean-facts (accessed 05.12.2020).
5. *Global Energy Review 2020*. Available at: https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020 (accessed 05.12.2020).
6. *Renewable capacity statistics*. Available at: https://www.irena.org (accessed 05.12.2020).
7. *Zvit pro rezul'taty diyal'nosti Natsional'noyi komisiyi, shcho zdiysnyuye derzhavne rehulyuvannya u sferakh enerhetyky ta komunal'nykh posluh u 2018 rotsi. Postanova NKREKP # 440 vid 29.03.2019* [Report on the performance of the National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities in 2018. NKREKP Resolution No. 440 dated 29.03.2019]. Kyiv, NKREKP, 2018. 304 p.
8. Rubanenko O., Yanovych V. Analysis of instability generation of Photovoltaic power station. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 128–133. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160093
9. Rubanenko O., Yanovych V., Miroshnyk O., Danylchenko D. Hydroelectric Power Generation for Compensation Instability of Non-guaranteed Power Plants. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Istanbul, Turkey, 2020, pp. 52–56. doi: 10.1109/IEPS51250.2020.9263151
10. Rubanenko O., Miroshnyk O., Shevchenko S., Yanovych V., Danylchenko D., Rubanenko O. Distribution of Wind Power Generation Dependently of Meteorological Factors. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. Kharkiv, Ukraine, 2020, pp. 472–477. doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250114
11. Lezhniuk P., Komar V., Kravchuk S. Regimes Balancing in the Local Electric System with Renewable Sources of Electricity. *2019 IEEE 20th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE)*. Lviv-Slavske, Ukraine, 2019, pp. 1–4, doi: 10.1109/ CPEE47179.2019.8949118
12. Sree Lakshmi G., Rubanenko O., Hunko I. Renewable Energy Generation and Impacts on E-Mobility. *Journal of Physics: Conference Series*. 2020, vol. 1457. doi: 10.1088/1742-6596/1457/1/012009
13. Wang H., Z. Lei Z., Zhang X., Zhou B., Peng J. A review of deep learning for renewable energy forecasting. *Energy Conversion and Management*. 2019, vol. 198, pp. 111799 doi: 10.1016/j.enconman.2019.111799
14. Khalib T., Elmenreich W. A Model for Hourly Solar Radiation Data Generation from Daily Solar Radiation Data Using a Generalized Regression Artificial Neural Network. *International Journal of Photoenergy*. 2015. vol. 2015. P. 1–13. doi: 10.1155/2015/968024
15. Wu Y. K., Wu Y. C., Hong J. S., Phan L. H. Phan Q. D. Probabilistic Forecast of Wind Power Generation with Data Processing and Numerical Weather Predictions. *2020 IEEE/IAS 56th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*. Las Vegas, NV, USA, 2020, pp. 1–11. doi: 10.1109/ICPS48389.2020.9176791
16. Suyono H., Prabawanti D. O., Shidiq M., Hasanah R. N., Wibawa U., Hasibuan A. Forecasting of Wind Speed in Malang City of Indonesia using Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System and Autoregressive Integrated Moving Average Methods. *2020 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)*. Bandung, Indonesia, 2020, pp. 131–136, doi: 10.1109/ICT-PEP50916.2020.9249867
17. Hussieny O. Abd Al-Azeem, El-Beltagy M. A., El-Tantawy S. Forecasting of renewable energy using ANN, GPANN and ANFIS (A comparative study and performance analysis). *2020 2nd Novel Intelligent and Leading Emerging Sciences Conference (NILES)*. Giza, Egypt, 2020, pp. 54–59. doi: 10.1109/NILES50944.2020.9257963
18. Hamouda N., Babes B., Kahla S., Boutaghane A., Beddar A., Aissa O. ANFIS Controller Design Using PSO Algorithm for MPPT of Solar PV System Powered Brushless DC Motor Based Wire Feeder Unit. *2020 International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*. Istanbul, Turkey, 2020, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICEE49691.2020.9249869
19. Andrew-Cotter J., Uddin M. N., Amin I. K. Particle Swarm Optimization based Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System for MPPT Control of a Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic System. *2019 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC)*. San Diego, CA, USA, 2019, pp. 2089–2094. doi: 10.1109/IEMDC.2019.8785403
20. Sujil A., Kumar R., Bansal R. C. FCM Clustering-ANFIS-based PV and wind generation forecasting agent for energy management in a smart microgrid. *The Journal of Engineering*. 2019, Vol. 2019, Iss. 18, pp. 4852–4857. doi: 10.1049/joe.2018.9323
21. Jaladi K. K., Kumar S., Saini L. M. ANFIS Controlled Grid Connected Electric Vehicle Charging Station Using PV Source. *2020 First IEEE International Conference on Measurement, Instrumentation, Control and Automation (ICMICA)*. Kurukshetra, India, 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICMICA48462.2020.9242717
22. *Photovoltaic Geographical Information System*. Available at: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP (accessed 03.12.2020).
23. Odabas M. S., Temizel K. E., Caliskan O., Senyer N., Kayhan G., Ergun E. Determination of reflectance values of hypericum s leaves under stress conditions using adaptive network based fuzzy inference system. *Neural Network World*. 2014, Vol. 24, No. 1, pp. 79–87. doi: 10.14311/NNW.2014.24.004
24. *Modelirovanie neyronnykh setey v MATLAB* [Modelling neural networks in MATLAB]. Available at: http://window.edu.ru (accessed 03.12.2020).
25. Serdyuk A. A. *Komp'yuternye sistemy iskustvennogo intellekta* [Computer-based artificial intelligence systems]. Available at: http://www.dgma.donetsk.ua (accessed 03.12.2020)

Надійшла (received) 09.12.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Рубаненко Олена Олександрівна (Рубаненко Елена Александровна, Rubanenko Olena) – кандидат технічних наук, доцент, докторант кафедри електричних станцій і систем; Вінницький національний технічний університет, Вінниця, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2660-182X; e-mail: olenarubanenko@ukr.net.

Данильченко Дмитро Олексійович (Данильченко Дмитрий Алексеевич, Danylchenko Dmytro) – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; e-mail: danylchenko.e@khpi.edu.ua.

Тептя Віра Володимирівна (Тептя Вера Владимировна, Teptya Vira) – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електричних станцій і систем; Вінницький національний технічний університет, Вінниця, Україна; e-mail: teptyavira@gmail.com.

УДК 621.316.1:330.131.7 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.12**

І. М. ТРУНОВА, А. В. ДИШЛЕВСЬКИЙ, Л. О. КУЛІШ

ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ОБҐРУНТУВАННЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ ОБ'ЄКТІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

Пропонується вдосконалення методики обґрунтування реконструкції об'єктів розподільних мереж шляхом використання ризик-орієнтованого підходу. Обґрунтовано, що сучасні технології керування ризиками базуються на інженерних розрахунках із застосуванням компетенцій у фінансових знаннях і знаннях стандартів менеджменту якості. Аналіз показав, що в обґрунтуванні реконструкції об'єктів розподільних мереж не визначаються пріоритетні об'єкти, в розрахунках не використовується прогнозована кількість відмов об'єктів. Метою роботи є вдосконалення методики обґрунтування реконструкції розподільних мереж з розробкою блок-схеми алгоритму розрахунків для визначення пріоритетності об'єктів реконструкції. Для вирішення поставлених мети та задачі використовувалися методи аналізу нормативних та звітних документів операторів систем розподілу та математичного моделювання тривалості відновлювальних робіт після відмови об'єктів розподільних мереж. Приведені результати аналізу наслідків відмов повітряних ліній електропередачі щодо тривалості ремонтів. Доведено, що в умовах неповноти фінансування інвестиційних програм визначення пріоритетних об'єктів реконструкції є впливовим фактором на ефективність інвестицій. Розроблена блок-схема алгоритму розрахунків для використання в комп'ютерних програмах визначення пріоритетності реконструкції об'єктів розподільних мереж після визначення об'єктів з критичними наслідками відмови (загрози життю та здоров'ю людей, екологічних ризиків). Пропонується використання кількісної оцінки технічного стану об'єктів розподільних мереж, нормативів щодо трудомісткості робіт та кількості обслуговуючого персоналу в алгоритмі визначення пріоритетності реконструкції повітряних ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій. Зроблено висновок, що в умовах неповноти фінансування інвестиційних програм запропоновані методика та блок-схема алгоритму визначення пріоритетних об'єктів реконструкції розподільних мереж може бути корисною для забезпечення виконання найбільш ефективних робіт з підвищення якості електропостачання.

Ключові слова: розподільні мережі, інвестиційні програми, реконструкція, пріоритет, ризик, прогноз відмов, тривалість відновлення,блок-схема, алгоритм.

И. М. ТРУНОВА, А. В. ДЫШЛЕВСКИЙ, Л. А. КУЛИШ

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОБОСНОВАНИЯ РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Предлагается усовершенствование методики обоснования реконструкции распределительных сетей путем использования риск-ориентированного подхода. Обосновано, что современные технологии управления рисками базируются на инженерных расчетах с использованием компетенций в финансовых знаниях и знаниях стандартов менеджмента качества. Анализ показал, что в обосновании реконструкции объектов распределительных сетей не определяются приоритетные объекты, в расчетах не используется прогнозированное количество отказов объектов. Целью работы является усовершенствование методики обоснования реконструкции распределительных сетей с разработкой блок-схемы алгоритма расчетов для определения приоритетности объектов реконструкции. Для достижения поставленных цели и задачи использовались методы анализа нормативных и отчетных документов операторов систем распределения и математического моделирования длительности восстановительных работ после отказа объектов распределительных сетей. Приведены результаты анализа последствий отказов воздушных линий электропередачи по длительности ремонтов. Доказано, что в условиях неполноты финансирования инвестиционных программ определение приоритетных объектов реконструкции является фактором влияния на эффективность инвестиций. Разработана блок-схема алгоритма расчетов для использования в компьютерных программах определения приоритетности реконструкции объектов распределительных сетей после определения объектов с критическими последствиями. Предлагается использование количественной оценки технического состояния объектов распределительных сетей, нормативов трудоемкости ремонтов и количества обслуживающего персонала в алгоритме определения приоритетности реконструкции воздушных линий электропередачи и трансформаторных подстанций. Сделан вывод, что в условиях неполноты финансирования инвестиционных программ предложенные методика и блок-схема алгоритма определения приоритетных объектов реконструкции распределительных сетей может быть полезной для обеспечения выполнения наиболее эффективных работ для повышения качества электроснабжения.

Ключевые слова: распределительные сети, инвестиционные программы, реконструкция, приоритет, риск, прогноз отказов, длительность восстановления, блок-схема, алгоритм.

I. M. TRUNOVA, A. V. DYSHLEVSKYI, L. O. KULISH

IMPROVEMENT OF THE METHODOLOGY OF SUBSTANTIATION OF DISTRIBUTION NETWORKS RECONSTRUCTION

It is proposed to improve the methodology of substantiation of the distribution networks reconstruction by using a risk-oriented approach. It is substantiated that modern risk management technologies are based on engineering calculations with the use of competencies in financial knowledge and knowledge of quality management standards. The analysis showed that in the substantiation of the reconstruction of the objects of the distribution networks the priority objects are not determined, the estimated number of failures of the objects is not used in the calculations. The work aims is to improve the methodology of substantiation of the reconstruction of distribution networks with the development of a block diagram of the calculation algorithm to determine the priority of reconstruction objects. Methods of analysis of normative and reporting documents of distribution system operators and mathematical modelling of the duration of restoration work after the failure of distribution network facilities were used to solve the aims and tasks of work. The results of the analysis of the consequences of failures of overhead power lines concerning the duration of repairs are given. It is proved that in the conditions of incomplete financing of investment programs, the definition of priority objects of reconstruction is an influential factor for the efficiency of investments. A block diagram of the calculation algorithm has been developed for use in computer programs to determine the priority of reconstruction of distribution network objects after determining objects with critical consequences of failure. It is proposed to use a quantitative assessment of the technical condition of distribution network facilities, standards for labour intensity, and the number of service personnel in the algorithm

© І. М. Трунова, А. В. Дишлевський, Л. О. Куліш, 2020

for determining the priority of reconstruction of overhead power lines and transformer substations. It is concluded that in the conditions of incomplete financing of investment programs, the proposed methodology and block diagram of the algorithm for determining the priority objects of reconstruction of distribution networks can be useful to ensure the most effective work to improve the quality of electricity supply.

Keywords: distribution networks, investment programs, reconstruction, priority, risk, failures prediction, recovery duration, block diagram, algorithm.

Вступ. Енергетична безпека залежить, насамперед, від технічного стану мереж електропостачання. Строк служби значної кількості елементів розподільних мереж дуже значний, їхній технічний стан за результатами прийнятої методики діагностування [1] потребує інвестицій в реконструкцію та невідкладні роботи технічної експлуатації. Перехід до RAB-регулювання (Regulatory Asset Base) передбачає економічне стимулювання досягнення цільових показників надійності [2] та, відповідно, ефективного використання інвестицій з цією метою. Для покращення надійності електропостачання та підвищення ефективності технічної експлуатації розподільних мереж необхідно використовувати сучасні технології визначення пріоритетних об'єктів обслуговування або реконструкції, зокрема, на основі оцінки ризиків.

Аналіз стану питання, основних досягнень і літератури. Ступені ризику, наприклад, діяльності суб'єктів господарювання в галузі електроенергетики встановлені Постановою Кабінету Міністрів України № 75 від 22 лютого 2008 р., де вказано, що оцінка технічного стану та організація експлуатації електричних мереж, процесів розподілу і постачання електричної енергії, надійності електропостачання відносяться до критеріїв, за якими оцінюється прийнятний ступінь ризику від провадження господарської діяльності [3]. Відповідно до встановлених критеріїв розподільні мережі електропостачання належать до високого ступеню ризику. У зв'язку з цим, планові контрольні заходи Держенергонагляду можуть відбуватися два рази на рік, коли серед інших питань перевіряється і виконання вимог методики оцінки технічного стану розподільних мереж [1]. Ця методика дозволяє зробити якісну та кількісну оцінку технічного стану розподільних мереж на основі зафіксованих дефектів об'єктів обслуговування – повітряних ліній електропередачі (ПЛ) та трансформаторних підстанцій (ТП). Якісна оцінка – розраховуючи коефіцієнти дефектності визначають в доброму, задовільному, незадовільному чи непридатному технічному стані знаходяться об'єкти обслуговування. Кількісна – визначають прогнозовану кількість відключень ПЛ та ТП.

Крім технічних питань, до критеріїв оцінки ризиків в електроенергетиці також відноситься оцінка соціально-економічної та екологічної ситуації [3, 4]. На Глобальному форумі з технічного обслуговування (ТО) та керування активами – The Global Forum on Maintenance & Asset Management (GFMAM) [5] – визначено, що для ефективного ТО та керування активами у фахівця основною має бути інженерна підготовка, але важливими компетенціями є фінансові знання та знання стандартів менеджменту якості, зокрема, в [6] рекомендується ризик-орієнтоване мислення, яке дає змогу визначати чинники для запобігання негативних наслідків прогнозованих подій. Аналіз звітів виконання інвестиційних програм операторів систем розподілу (ОСР), що є у вільному доступі на сайтах ОСР, показує, що їхнє фінансування не завжди є 100 %. Наприклад, фінансування інвестиційних програм АТ «Харківобленерго» в період 2016–2018 років не перевищувало 10 % [7]. В такому випадку необхідно під час планування заходів технічної експлуатації передбачати пріоритетні об'єкти для проведення ТО, ремонтів, реконструкції.

Аналіз обґрунтування інвестиційних програм ОСР дозволив зробити висновок, що планування, наприклад, реконструкції об'єктів розподільних мереж базується на якісній оцінці технічного стану ПЛ та ТП (наприклад, обґрунтування інвестиційних програм АТ «Чернігівобленерго» [8]). Техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень про реконструкцію зводиться до визначення строку окупності інвестицій. При цьому не визначаються пріоритетні серед інших об'єкти реконструкції ані за строком окупності інвестицій, ані за коефіцієнтом дефектності, ані за іншими критеріями. Також слід відмітити, що практично не використовується прогнозована кількість відмов об'єктів розподільних мереж, що розраховується також на основі визначених наявних дефектів.

ОСР на сьогодні використовують автоматизовані системи управління активами. Як правило, вони не застосовуються або застосовуються не в повній мірі для визначення ризиків відмови об'єктів та їхніх наслідків, в тому числі, за недостатньою методичною забезпеченістю щодо алгоритмів відповідних розрахунків. В [9, 10] пропонуються декілька блок-схем алгоритмів розрахунків, однак, вони не спрямовані на визначення пріоритетного об'єкту реконструкції.

Існуючі методи розв'язання задачі. До сучасних технологій визначення пріоритетних об'єктів реконструкції можна віднести застосування елементів методики менеджменту ризиків. Чинні в Україні стандарти [6, 11] рекомендують інтегрувати процеси менеджменту ризику, зокрема, в процеси планування.

Метою роботи є вдосконалення методики обґрунтування реконструкції об'єктів розподільних мереж шляхом ризик-орієнтованого підходу для забезпечення виконання найбільш ефективних заходів з підвищення якості електропостачання споживачів.

Постановка задачі. Задачею є розробка блок-схеми алгоритму розрахунків для визначення пріоритетності реконструкції об'єктів розподільних мереж.

Методи дослідження. Для вирішення поставленої задачі використовувалися методи аналізу нормативних та звітних документів ОСР та математичного моделювання тривалості відновлювальних робіт після відмови об'єктів розподільних мереж.

Результати чисельного моделювання. Поняття «ризик» складається з двох факторів – ймовірності відмови та тяжкості наслідків відмови. З математичної точки зору ризик – це функція як ймовірності відмови, так і тяжкості наслідків.

Безумовний пріоритет серед об'єктів реконструкції мають ті об'єкти, наслідки відмови яких найтяжчі (наприклад, ПЛ в незадовільному технічному стані, яка живить міську лікарню).

Для інших об'єктів, обраних для реконструкції за коефіцієнтом дефектності, можна визначати пріоритетні об'єкти за економічним критерієм (термін окупності), але з урахуванням критеріїв надійності, таких як індекс середньої тривалості довгих перерв електропостачання в системі (System Average Interruption Duration Index, SAIDI), розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (Energy Not Supplied, ENS). Також пропонуємо використання кількісної оцінки технічного стану ПЛ та нормативів з Типових технологічних карт (ТТК) [12].

Розглянемо приклад обґрунтування реконструкції двох ПЛ, технічний стан яких незадовільний з однаковим коефіцієнтом дефектності 43,6 % (дані обґрунтування інвестиційної програми АТ «Чернігівобленерго» на 2019 рік [7]): ПЛ1 (ПЛ напругою 0,38 кВ «ТП-1 – вул. Воровського в м. Чернігів») та ПЛ2 (ПЛ напругою 0,38 кВ «ТП-608 – вул. Лодочна в м. Чернігів»). При цьому планується демонтаж існуючих ПЛ та будівництво ПЛ з використанням самоутримних ізольованих проводів марки AsXSn. Кількість побутових споживачів, що приєднані до ПЛ1 – 240, до ПЛ2 – 68.

Вихідні дані та сумарні (по кожному виду елементів ПЛ) результати розрахунку прогнозованої кількості відмов ПЛ1 та ймовірної тривалості ремонтів зведені у табл. 1 (для ПЛ 2 – у табл. 2), де $ВО_{ПЛ}$ – прогнозована кількість відключень ПЛ на наступний рік за умови наявності визначених дефектів (кількісна оцінка технічного стану ПЛ).

Таблиця 1 – Вихідні дані та результати розрахунку прогнозованої кількості відмов ПЛ1 та ймовірної тривалості ремонтів

Найменування дефектного елементу	Кількість дефектів одного типу [8]	Імовірність відмови об'єкта, відн. од./рік [1]	$ВО_{ПЛ}$ відкл. на рік	Норма часу, люд./год. [12]	Необхідна кількість електро-монтерів для усунення дефекту [12]	Ймовірна тривалість ремонту, год.
Стійки дерев'яні, шт.	5	0,8	4	7,62 (ТТК №39)	3	10,2
Опори залізобетонні, шт.	17	0,2	3,4	0,99 (ТТК №6)	3	1,1
Провід неізольований, км	4,874	0,8	3,9	11,35 (ТТК №9)	3	14,8
Відгалуження від опор ПЛ до вводів, шт.	54	0,4	21,6	2,8 (ТТК №29)	2	30,2

Таблиця 2 – Вихідні дані та результати розрахунку прогнозної кількості відмов ПЛ2 та ймовірної тривалості ремонтів

Найменування дефектного елементу	Кількість дефектів одного типу [8]	Імовірність відмови об'єкта, відн. од./рік [1]	$ВО_{ПЛ}$ відкл. на рік	Норма часу, люд./год. [12]	Необхідна кількість електро-монтерів для усунення дефекту [12]	Ймовірна тривалість ремонту, год.
Стійки дерев'яні, шт.	18	0,8	14,4	7,62 (ТТК №39)	3	36,6
Опори залізобетонні, шт.	1	0,2	0,2	0,99 (ТТК №6)	3	0,1
Провід неізольований, км	3,285	0,8	2,6	11,35 (ТТК №9)	3	9,9
Відгалуження від опор ПЛ до вводів, шт.	23	0,4	9,2	2,8 (ТТК №29)	2	12,9

Приймаємо для прикладу аналіз ризиків відмов цих ПЛ, що при відмові ПЛ1 відключені усі 240 побутових споживачів, ПЛ2 – усі 68 побутових споживачів. Усі перерви в електропостачанні тривалі (понад 3 хвилини).

При однаковій загальній кількості приєднаних споживачів до цієї системи електропостачання та умовно однаковій потужності, що споживається одним побутовим споживачем, показники SAIDI та ENS пропорційні добутку часу перерви в електропостачанні на кількість споживачів, що були відключені від системи електропостачання. Отримуємо, що для ПЛ1 це в 3,34 рази більше, ніж значення для ПЛ2. Таким чином у списку об'єктів, що плануються до реконструкції ПЛ1 має пріоритет перед ПЛ2.

Пропонуємо блок-схему алгоритму визначення пріоритетності реконструкції об'єктів розподільних мереж (рис. 1) з урахуванням кількісної оцінки їхнього

технічного стану для застосування в комп'ютерних програмах після визначення об'єктів реконструкції з критичними наслідками відмови (загрози життю та здоров'ю людей, екологічних ризиків). Наприклад, серед об'єктів реконструкції АТ «Чернігівобленерго» ПЛ напругою 0,38 кВ «Л - Міськлікарня», що знаходиться в незадовільному технічному стані [8], має пріоритет перед іншими ПЛ. Для інших ПЛ пропонується визначати пріоритет реконструкції за блок-схемою, що наведена на рис.1.

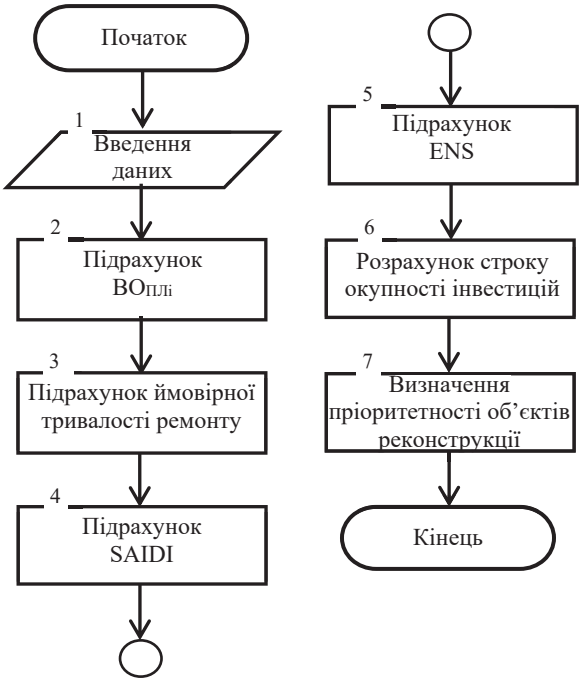


Рисунок 1 – Блок-схема алгоритму визначення пріоритетності об'єктів реконструкції розподільних мереж

На рис. 1 «Введення даних»: введення кодів дефектів [1]; кількості дефектних елементів розподільних мереж (зі звітних документів експлуатаційних служб); ймовірності відмови об'єктів при наявності визначеного дефекту [1]; кількості та потужності споживачів, які будуть відключені від електропостачання при відмові об'єкта (з даних обліку ОСР); норми часу на усунення дефекту [12]; кількості обслуговуючого персоналу [12] та інші типові дані для розрахунку строку окупності інвестицій. Визначення пріоритетності реконструкції об'єкту відбувається за мінімальним строком окупності, який розраховується за відомими методиками, але із запропонованим урахуванням прогнозованої кількості відмов об'єктів розподільних мереж та тривалості відновлювальних робіт.

Висновки. Вдосконалена методика та розроблена блок-схема алгоритму визначення пріоритетності об'єктів реконструкції розподільних мереж може бути корисною для забезпечення виконання найбільш ефективних заходів з підвищення якості електропостачання споживачів в умовах неповноти фінансування інвестиційних програм.

Список літератури

1. *СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38–20 кВ з повітряними лініями електропередачі. Настанова*. Київ: Міненерго України, 2005. 67 с.
2. Постанова НКРЕКП від 05.10.2018 р. № 1175 «*Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії*». URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1175874-18 (дата звернення 08.10.2020).
3. Постанова Кабінету Міністрів України «*Про затвердження критеріїв розподілу суб'єктів господарювання за ступенями ризику їх діяльності в галузі електроенергетики та сфері теплопостачання і визначення періодичності здійснення заходів державного нагляду (контролю)*». URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=242993&cat_id=229196 (дата звернення: 05.10.2020).
4. Семанишина А. В., Замулко А. І. Управління ризиками в умовах реформування енергетичної галузі. *Енергетика. Екологія. Людина. Наукові праці НТУУ «КПІ», ІЕЕ*. Київ: НТУУ «КПІ», 2011. С. 99–105.
5. *The Asset Management Landscape. Second Edition*. URL: https://gfmam.org/sites/default/files/2019-05/GFMAMLandscape_SecondEdition_English.pdf (дата звернення 22.09.2020).
6. *ДСТУ ISO 9001:2015. Системи управління якістю. Вимоги (ISO 9001:2015, IDT)*. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016. 22 с.
7. *Звіти з виконання інвестиційних програм АТ «Харківобленерго»*. URL: https://www.oblenergo.kharkov.ua/company/investprogramm (дата звернення 02.09.2020).
8. *Обґрунтування інвестиційних програм АТ «Чернігівобленерго»*. URL: https://chernihivoblenergo.com.ua/company/investment_program (дата звернення: 09.09.2020).
9. Трунова І. М., Мороз О. М. Досвід розробки та впровадження курсових тестових завдань з технічної експлуатації енергетичного обладнання. *Проблеми інженерно-педагогічної освіти*. 2016. № 48–49. С. 278–285.
10. Трунова І. М., Мірошник О. О., Пазій В. Г. Аналіз застосування методики оцінки технічного стану розподільних мереж. *Світлотехніка та електроенергетика*. 2018. Т. 2, № 52. С. 54–58. doi: 10.33042/2079-424X-2018-2-52-54-58
11. *ДСТУ ISO 31000:2018. Менеджмент ризиків. Принципи та настанови (ISO 31000:2018, IDT)*. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2018. 87 с.
12. *СОУ-Н МПЕ 40.1.20.663:2005. Типові технологічні карти на капітальний ремонт та технічне обслуговування електричних мереж напругою 0,4–20 кВ*. Київ: Міненерго України, 2005. 167 с.

References (transliterated)

1. *SOU-N MPE 40.1.20.576:2005. Metodychni vkazivky z obliku ta analizu v energosystemax texnichnogo stanu rozpodilnyx merezh naprugoyu 0,38–20 kV z povitryanymy liniyamy elektroperedachi* [Company Standard 40.1.20.576:2005. Methodical instructions on accounting and analysis of technical condition of distribution networks with voltage of 0.38–20 kV with overhead power lines]. Kyiv: Ministry of Energy of Ukraine, 2005. 67 p.
2. *Postanova NKREKP vid 05.10.2018 r. # 1175 "Pro zatverdzhennya Poryadku vstanovlennya (formuvannya) taryfiv na poslugy z rozpodilu elektrychnoyi energiyi"* [Resolution of the National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities dated 05.10.2018 No. 1175 "On approval of the Procedure for establishing (forming) tariffs for electricity distribution services"]. Available at: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1175874-18 (accessed 08.10.2020).
3. *Postanova Kabinetu Ministriv Ukrayiny "Pro zatverdzhennya kryteriyiv rozpodilu subyektiv gospodaryuvannya za stupenyamy ryzyku yix diyalnosti v galuzi elektroenergetyky ta sferi teplopostachannya i vyznachennya periodychnosti zdijsnennya zaxodiv derzhavnogo naglyadu (kontrolyu)"* [Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine "On approval of criteria for the distribution of economic entities according to the degree of risk of their activities in the field of electricity and heat supply and

determining the frequency of state supervision (control)"]. Available at: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=242993&cat_id=229196 (accessed 05.10.2020).

4. Semanyshyna A. V., Zamulko A. I. Upravlinnya ryzykamy v umovax reformuvannya energetychnoyi galuzi [Risk management in the context of energy sector reform]. *Energetyka. Ekologiya. Lyudyna. Proceedings of NTUU "KPI", IEE*. Kyiv, NTUU "KPI" Publ., 2011. pp. 99–105.
5. *The Asset Management Landscape. Second Edition*. Available at: https://gfmam.org/sites/default/files/2019-05/GFMAMLandscape_SecondEdition_English.pdf (accessed 22.09.2020).
6. *DSTU ISO 9001:2015. Systemy upravlinnya yakistyu. Vymogy (ISO 9001:2015, IDT)* [State Standard ISO 9001:2015. Quality management systems. *Requirements ISO 9001:2015, IDT)*]. Kyiv, DP "UkrNDNCz" Publ., 2016. 22 p.
7. *Zvity z vykonannya investytsiynykh prohram AT "Kharkivoblenerho"* [Reports on the implementation of investment programs of SC "Kharkivoblenergo"]. Available at: https://www.oblenergo.kharkov.ua/company/investprogramm (accessed 02.09.2020).
8. *Obgruntuvannya investytsiynykh prohram AT "Chernihivoblenerho"* [Substantiation of investment programs of SC "Chernihivoblenergo"]. Available at: https://chernihivoblenergo.com.ua/company/investment_program (accessed 09.09.2020).
9. Trunova I. M., Moroz O. M. *Dosvid rozrobky ta vprovadzhennya kursovykh testovykh zavdan z tekhnichnoyi ekspluatatsiyi enerhetychnoho obladnannya* [Experience in the development and implementation of course test tasks for technical operation of power equipment]. Problems of engineering and pedagogical education. 2016, no. 48–49, pp. 278–285.
10. Trunova I. M., Miroshnyk O. O., Paziy V. H. Analiz zastosuvannya metodyky otsinky tekhnichnoho stanu rozpodil'nykh merezh [Analysis of the application of the methodology for assessing the technical condition of distribution networks]. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2018, Vol. 2, No. 52, pp. 54–58.
11. *DSTU ISO 31000:2018. Menedzhment ryzykiv. Pryntsypy ta nastanovy (ISO 31000:2018, IDT)* [State Standard ISO 31000:2018. Risk management. Principles and guidelines *(ISO 31000:2018, IDT)*]. Kyiv, DP "UkrNDNCz" Publ., 2018. 87 p.
12. *SOU-N MPE 40.1.20.663:2005. Typovi tekhnolohichni karty na kapital'nyy remont ta tekhnichne obsluhovuvannya elektrychnykh merezh napruhoyu 0,4–20 kV* [Company Standard 40.1.20.576:2005. Typical technological maps for overhaul and maintenance of electrical networks with a voltage of 0.4–20 kV]. Kyiv, Ministry of Energy of Ukraine, 2005. 167 p.

Надійшла (received) 09.10.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Трунова Ірина Михайлівна (Трунова Ирина Михайловна, Trunova Iryna Mykhailyvna) – кандидат технічних наук, доцент, Харківський національний технічний університет сільського господарства імені Петра Василенка, доцент кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту; Харків, Україна, ORCID: https://orcid.org/0000-0001-7510-4291; e-mail: trunova_iryna@ukr.net.

Дишлевський Андрій Володимирович (Дышлевский Андрей Владимирович, Dyshlevskyi Andrii Volodymyrovych) – Харківський національний технічний університет сільського господарства імені Петра Василенка, магістрант; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-4077-1446; e-mail: blipufe95@gmail.com.

Куліш Леонід Олександрович (Кулиш Леонид Александрович, Kulish Leonid Oleksandrovych) – Харківський національний технічний університет сільського господарства імені Петра Василенка, магістрант; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-7084-380X; e-mail: kulish.leo@gmail.com.

УДК 621.315.1 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.13**

В. В. ЧЕРКАШИНА, В. М. БАКЛИЦЬКИЙ

ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ МОДЕЛЕЙ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НА БАЗІ КРИТЕРІАЛЬНОГО МЕТОДУ

Запропоновано вдосконалені техніко-економічних моделей повітряних ліній 35–750 кВ відповідно Закону України «Про ринок електричної енергії». Актуальність і складність проблеми, що розглядаэться, обумовлена тим, що перехід до ринкових відносин передчачає наявність приватної власності, де територія під електромережевий об’єкт, в тому числі й для траси повітряних ліній, є товаром і повинна враховуватися у формуванні вартості даного об’єкту. У зв’язку з цим виникла необхідність перегляду дисконтованих витрат в проектування ліній для приведення їх у відповідність з ринковими відносинами. Розроблення нової техніко-економічної моделі повітряних ліній 35–750 кВ виконувалося з урахуванням розмірів і вартості земельних ділянок під трасу лінії, що дозволяє провести передпроєктний аналіз оптимального варіанту проєктування об’єкту електричних мереж. Розраховано питому частину ватрості земельної ділянки у вартості 1 км повітряних ліній різних класів напруги Визначено складові вдосконаленої техніко-економічної моделі повітряних ліній 35–750 кВ, а саме питому частину складових витрат в загальній вартості 1 км повітряних ліній різних класів напруги. Представлено графічне відображення узагальнених моделей інвестиційних вкладень у повітряні лінії 35–750 кВ. В представлених дослідженнях враховано те, що під час побудови техніко-економічних моделей практично неможливо передбачити усі внутрішні часто стохастичні її зв'язки, елементи яких не можуть бути виражені однозначно, що призводить до неповноти вихідної інформації. Спираючись на цей факт, в статті для аналізу розроблених техніко-економічних моделей ліній застосовано критеріальний метод, який дозволяє прийняти рішення в умовних одиницях як при повній так і при неповній та невизначеній вихідній інформації. Реалізуючи кожне рівняння розробленої техніко-економічної моделі повітряних ліній 35–750 кВ критеріальним методом отримано співвідношення складових в оптимальному варіанті проєктування ліній у відповідному класі напруги, що дозволяє визначити стратегію розвитку проєктування об’єкту електричних мереж і сформувати обмеження в умовах неповноти вихідної інформації.

Ключові слова: критеріальний метод, напруга, неповнота вихідної інформації, повітряна лінія, проєктування, техніко-економічна модель.

В. В. ЧЕРКАШИНА, В. М. БАКЛИЦЬКИЙ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НА БАЗЕ КРИТЕРИАЛЬНОГО МЕТОДА

Предложено усовершенствованные технико-экономических моделей воздушных линий 35–750 кВ в соответствии с Законом Украины «О рынке электрической энергии». Актуальность и сложность рассматриваемой проблемы обусловлена тем, что переход к рыночным отношениям предусматривает наличие частной собственности, где территория под электросетевой объект, в том числе и под трассы воздушных линий, является товаром и должна учитываться в формировании стоимости данного объекта. В связи с этим возникла необходимость пересмотра дисконтированных затрат в проектирование линий для приведения их в соответствие с рыночными отношениями. Разработка новой технико-экономической модели воздушных линий 35–750 кВ выполнялось с учетом размеров и стоимости земельных участков под трассу линии, что позволяет провести предпроєктный анализ оптимального варианта проєктирования объекта электрических сетей. Рассчитано долевое участие стоимости земельного участка в общей стоимости 1 км воздушных линий различных классов напряжения Определены составляющие усовершенствованной технико-экономической модели воздушных линий 35–750 кВ, а именно основная часть составляющих затрат в общей стоимости 1 км воздушных линий различных классов напряжения. Представлено графическое отображение обобщенных моделей инвестиционных вложений в воздушные линии 35–750 кВ. В представленных исследованиях учтено то, что во время построения технико-экономических моделей практически невозможно предсказать все внутренние часто стохастические ее связи, элементы которых могут быть выражены однозначно, что приводит к неполноте исходной информации. Опираясь на этот факт, в статье для анализа разработанных технико-экономических моделей линий применен критериальный метод, который позволяет принять решение в условных единицах, как при полной, так и при неполной и неопределенной исходной информации. Реализуя каждое уравнение разработанной технико-экономической модели воздушных линий 35–750 кВ критериальным методом получено соотношение составляющих в оптимальном варианте проєктирования линий в соответствующем классе напряжения, что позволяет определить стратегию развития проектирования объекта электрических сетей и сформировать ограничения в условиях неполноты исходной информации.

Ключевые слова: критериальный метод, напряжение, неполнота исходной информации, воздушная линия, проектирование, технико-экономическая модель.

V. V. CHERKASHINA, V. M. BAKLITSKY

IMPROVEMENT OF TECHNICAL AND ECONOMIC MODELS OF OVERHEAD LINES TRANSMISSION BASED ON CRITERIONAL METHOD

Improved technical and economic models of 35–750 kV overhead lines in accordance with the Law of Ukraine "On the Electricity Market" are proposed. The urgency and complexity of the problem is due to the fact that the transition to market relations presupposes the presence of private property, where the area under the grid facility, including the route of overhead lines, is a commodity and should be taken into account in shaping the value of this facility. In this regard, there is a need to review the discounted costs in the design of lines to bring them into line with market relations. The development of a new technical and economic model of 35–750 kV overhead lines was carried out taking into account the size and cost of land under the route of the line, which allows for a feasibility study of the optimal design option for the electrical network. The specific part of the land area in the cost of 1 km of overhead lines of different voltage classes is calculated. The components of the improved technical and economic model of 35–750 kV overhead lines are determined, namely the specific part of the component costs in the total cost of 1 km overhead lines of different voltage classes. A graphical representation of generalized models of investments in 35–750 kV overhead lines is presented. The presented studies take into account that during the construction of technical and economic models it is almost impossible to predict all its internal often stochastic connections, the elements of which

© В. В. Черкашина, В. М. Баклицький, 2020

cannot be expressed unambiguously, which leads to incomplete source information. Based on this fact, in the article for the analysis of the developed technical and economic models of lines the criterion method which allows to make decisions in conditional units both at full and at incomplete and indefinite initial information is applied. Implementing each equation of the developed technical and economic model of 35–750 kV overhead lines by the criterion method the ratio of components in the optimal design of lines in the corresponding voltage class is obtained, which allows to determine the development strategy of electrical networks and to form restrictions in incomplete source information.

Keywords: criterion method, voltage, incomplete source information, overhead line, design, technical and economic model.

Постановка проблеми. Принцип взаємозв'язку економічного аналізу з рішенням технічних питань – актуальний напрямок розвитку проєктування повітряних ліній (ПЛ) згідно Закону України «Про ринок електричної енергії» [1]. Зміни форм господарювання привели до зміни відображення оцінки ефективності транспортування та розподілення потужності й електроенергії. Ринкові відносини передбачають нові підходи під час аналізу дисконтованих витрат в проєктування, будівництво та обслуговування ПЛ. Дані умови й обґрунтовують необхідність приведення у відповідність з [1] моделей і методів техніко-економічного аналізу ПЛ електропередач.

Актуальність і складність проблеми обумовлена й тим, що існуючий раніше підхід до проєктування [2] не враховував деяких факторів, які впливають на загальні інвестиції в електромережеві об'єкти.

Так, капітальні витрати в проєктування 1 км ПЛ мали питомі нормативи, які складалися з:

- витрат на підготовку території під об'єкт;
- витрат на монтаж обладнання;
- витрат на будівництво тимчасових будівель та споруд і на інші роботи;
- вартості проєктно-дослідних робіт;
- резерву на непередбачені витрати [2].

Перехід до ринкових відносин обумовив наявність приватної власності, де територія під електромережевий об'єкт, в тому числі й для траси ПЛ, є товаром і повинна враховуватися у формуванні вартості даного об'єкту. У зв'язку з цим виникла необхідність перегляду дисконтованих витрат в проєктування ПЛ для приведення їх у відповідність з ринковими відносинами.

Аналіз публікацій. Для аналізу техніко-економічних моделей електроенергетичних об'єктів застосовують два класи моделей [3–6].

До першого класу належать оціночні математичні моделі. Суть даних моделей виражається у можливості детального врахування індивідуальних особливостей конкретного об'єкту оптимізації, у простоті характеру зменшення параметрів об'єкта та їх функціонального зв'язку. Реалізація оціночних моделей можлива за допомогою алгоритмів та програмного розрахунку для визначеної кінцевої множини попередньо намічених рішень. Практика використання оціночних моделей показала їхню достатню ефективність при розгляді системи математичних моделей, що дозволяє в остаточному підсумку зробити принципові висновки. Незважаючи на певні переваги оціночних моделей, вони мають ряд недоліків. Основним недоліком є можливість вибору не оптимального варіанту, тому що можливість оцінки порівнюваних варіантів досить низька для того, щоб із заданою точністю вибрати найкраще рішення з усієї множини припустимих рішень. Тому оціночні моделі вимагають ретельного мотивування вибору можливих варіантів порівняння.

До другої категорії моделей, з точки зору формування і математичного апарату, відносяться оптимізаційні моделі. У цьому випадку одна модель включає в себе опис усієї множини допустимих рішень. Можливості застосування таких моделей досить великі, але реалізація їх трудомістка і не завжди доступна, що служить певним поштовхом для автоматизації методів обчислення, що дозволяють з достатнім ступенем точності вирішити ці завдання.

Принцип побудови і реалізації техніко-економічної моделі передбачає спільне використання оціночних та оптимізаційних моделей. Для цього за допомогою оптимізаційної моделі вибираються варіанти, що лежать поблизу оптимального рішення. Після чого за допомогою оціночної моделі йде пошук найкращого варіанту з попередньо намічених рішень.

Після побудови техніко-економічної моделі необхідно знайти метод її реалізації. Вибір того чи іншого методу реалізації залежить від класу функції і обмежень, які присутні в конкретному завданні. На сьогоднішній день, найбільш розробленим є метод лінійного програмування. Основною перевагою даного методу є те, що він ефективний в реалізації завдань з великим числом змінних.

Нарівні з методом лінійного програмування існують й інші методи математичного аналізу [6–8]. Це пов'язано з тим, що в більшості випадків детальна розробка техніко-математичних моделей виявила нелінійний характер основних економічних зв'язків об'єкту, що досліджується.

Під час побудови техніко-економічної моделі практично неможливо врахувати всі її внутрішні, часто стохастичні зв'язки, але оскільки інформація про такі зв'язки часом не повна і найчастіше невизначена, то формалізація завдання оптимальності вимагає врахування додаткових критеріїв. Усе це справедливо і для розвитку проєктування ПЛ електропередачі, де за наявності головного критерію – мінімуму дисконтних витрат – діють й інші додаткові критерії. При цьому одним із шляхів реалізації багатокритеріальних завдань є рішення за критерієм економічності та заміною додаткових критеріїв системою обмежень на змінні техніко-економічного функціоналу [5, 6].

Для аналізу техніко-економічних моделей, що представляють собою функції мети багатьох змінних і відносяться до певного підкласу, найбільш ефективним є критеріальний метод [9].

Мета статті. Вдосконалити техніко-економічні моделі ПЛ електропередачі й проаналізувати їх критеріальним методом для вибору оптимального варіанту проєктування ліній відповідно Закону України «Про ринок електричної енергії».

Основні матеріали досліджень. Завдання техніко-економічного аналізу мають три складові:

- вибір критеріїв оптимальності;
- побудова математичної моделі;
- пошук методу реалізації математичної моделі.

В залежності від умов задачі вибирається критерій оптимальності. Якщо ставиться задача пошуку оптимальних техніко-економічних зв'язків, то одним із головних критеріїв є мінімум дисконтних витрат [10]:

$$B(x) \to min, x \in X.$$

Побудова техніко-економічної моделі – це завдання, яке може бути сформульоване в термінах: мета; засоби; результат.

Формалізація мети зводиться до мінімізації деякої функції (в даному випадку – мінімуму дисконтних витрат), яка складається з безлічі усіх результатів і набуває дійсного значення. Ця функція носить назву функція мети.

Техніко-економічна модель є формальним описом складових її елементів: мети, засобів, а також зв'язку між засобами і результатами. Засоби і результати – це множини, такі як X – множина альтернатив та A – множина результатів.

Основні залежності результатів (A) від альтернатив (X) умовно підрозділяються на:

- кожна альтернатива призводить до єдиного результату, тобто є функціональною залежністю вихідних даних від альтернатив;
- кожна альтернатива може привести до безлічі результатів, кожен з яких має певну вірогідність появи;
- кожна альтернатива може привести до одного із декількох результатів (умова невизначеності).

Визначення складових техніко-економічних моделей ПЛ. Існуюча техніко-економічна модель дисконтованих витрат 1 км ПЛ має вигляд [11]:

$$B = B_1 + B_2 = (E + p)(a + вF) + (3I^2\rho\tau\beta)/F, \quad (1)$$

де B_1 – інвестиційна складова техніко-економічної моделі ПЛ (інвестиційні вкладення);

B_2 – технічна складова техніко-економічної моделі ПЛ (експлуатаційні витрати);

p – коефіцієнт відрахувань на амортизацію, ремонт та обслуговування лінії $p = p_а + p_{рем\ і\ обсл}$;

a – постійна складова вартості, яка не залежить від перерізу проводу, грош. од. / км;

в – коефіцієнт подорожчання, що враховує зміну вартості спорудження 1 км лінії в залежності від перерізу проводу, грош. од. / (км мм^2);

F – переріз проводу, мм^2;

I – максимальний струм лінії при нормальному режимі, А;

ρ – питомий опір провідникового матеріалу, Ом мм^2 / км;

τ – час максимальних втрат;

β – питома вартість втрат електроенергії, грош. од. / (кВт год);

E – реальна відсоткова ставка, що визначається як

$$E = [(E_{ном} + 100)/(i + 100) - 1] \cdot 100, \quad (2)$$

де $E_{ном}$ – номінальна відсоткова ставка, %;

i – темп інфляції.

В умовах ринкових відносин інвестиційна складова (B_1) на 1 км ПЛ складається з відрахування плати за кредит і амортизаційних відрахувань [11].

Ця залежність з урахуванням інфляції в умовах ринкової економіки для різних класів напруги складає:

$$B_1 = \left(\frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100} - 1\right) \times \times \left(1 + \left[\left(\frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100}\right)^{T_{сл}} - 1\right]^{-1}\right) K_i, \quad (3)$$

де B_1 – інвестиційна складова на 1 км ліній, грош. од.;

$E_{ном}$ – номінальна відсоткова банківська ставка, %;

α – темп інфляції;

$T_{сл}$ – нормативний термін служби обладнання, рік;

K_i – вартість ПЛ i-го класу напруги.

Вартість ПЛ різного класу напруги залежить від конструкції об'єкта і складається з базових показників вартості ПЛ (без ПДВ), які враховують всі витрати виробничого призначення і відповідають середнім умовам будівництва та нормативного тиску по механічній міцності до 600 Па.

Для одержання загальної вартості ПЛ до базисних показників додаються також:

- витрати на будівництво тимчасових будівель та споруд;
- вартість проєктно-дослідних робіт та авторського нагляду;
- витрати на інші роботи [12, 13].

Площа відведення земельної ділянки та її вартість для проходження ПЛ приймається з урахуванням класу напруги ліній, їх конструкції, розрахункових значень площі відводу під опори ПЛ, розмірів траси ПЛ та оціночної вартості землі та розраховується згідно з нормативними документами і враховує особливості місцевості, по якій проходить траса ліній [11–14].

Враховуючи вищенаведене, у табл. 1 представлені розраховані середні значення складових вартості в загальній вартості 1 км ПЛ різних класів напруги.

Площа земельної ділянки для 1 км ПЛ приймається з урахуванням класу напруги ПЛ, конструктивного виконання об'єкта, розрахункових значень площі відводу під опори ПЛ, розмірів траси ПЛ та оціночної вартості землі. Вартість земельної ділянки розраховується згідно з нормативними документами та враховує особливості місцевості, по якій проходить ПЛ [11–14].

У табл. 2 представлені розраховані значення вартості земельної ділянки для 1 км ПЛ, що виконано на одно- та дволанцюгових опорах. Для визначення вартості земельної ділянки (табл. 2) були прийняті середні умови будівництва, тобто не враховувалося ускладнення обставин (лісові масиви, гірська місцевість тощо).

Таблиця 1 – Питома частина складових витрат у загальній вартості 1 км ПЛ 35–750 кВ, умов.од.

Призначення витрат	Клас напруги, кВ			
	35	110	330	750
Базисний показник вартості	76	78	81	82
Витрати на будівництво тимчасових будівель і споруд	2,5	2,5	2,5	3,0
Вартість проєктно-дослідницьких робіт і авторського нагляду	7,5	7,5	7,5	8,0
Інші роботи і витрати	3,0	3,0	3,0	3,0
Витрати на відведення земельної ділянки	11	9	6	4

Таблиця 2 – Питома частина вартості земельної ділянки у вартості 1 км ПЛ різних класів напруги, умов.од.

Призначення витрат	Клас напруги, кВ; види опор						
	35		110		330		750
	Сталеві	Залізобетонні	Сталеві	Залізобетонні	Сталеві	Залізобетонні	Сталеві
На відведення земельної ділянки для 1-ланцюгової ПЛ	11	13	9	11	6	7	4
На відведення земельної ділянки для 2-ланцюгової ПЛ	10	9	8	6	4	–	–

Для коректної постановки задачі і проведення її техніко-економічного аналізу доцільно замінити модель (1) моделями, які не містять постійної складової в явному вигляді. Один із шляхів переходу від існуючих розрахункових моделей до нових розрахункових моделей можливий при заміні частини моделі апроксимованим виразом з достатньою мірою точності, причому до цієї частини моделі повинна увійти і постійна складова. Апроксимація як окремих складових, так і цілих виразів, що входять у функцію, виконується на множині $D = (x_i\text{: } x_j,\ x_{min} \le x_j \le x_{max})$, яка є областю визначення початкової функції [6, 9].

Отже, для побудови нової розрахункової моделі ПЛ складову моделі (1) замінено нелінійними апроксимуючим виразом:

$$K_i = a_i F^{в_i}, \qquad (4)$$

де a_i – коефіцієнт апроксимації, що залежить від типу опор, конструкції лінії, класу напруги;

F – переріз, змінна величина, мм^2;

$в_i$ – показник апроксимованого виразу, отриманий з певною мірою точності методом найменших квадратів.

Якщо вартість електропередачі для різних класів напруги представити апроксимуючим виразом (4), тоді інвестиційна складова (3) техніко-економічної моделі ПЛ (1), грош.од., матиме вигляд

$$B_1 = \left(\frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100} - 1\right) \times$$
$$\times \left(1 + \left[\left(\frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100}\right)^{T_{сл}} - 1\right]^{-1}\right) a_i F^{в_i}, \qquad (5)$$

Отримана розрахункова модель інвестиційної складової техніко-економічної моделі 1 км ПЛ носить приблизний характер, який залежить від заданої міри точності моделі, сукупності дійсних точок, що зумовлюють витрати в ПЛ.

Графічне відображення узагальнених моделей інвестиційних вкладень у ПЛ для різних класів напруги представлено на рис. 1–3.

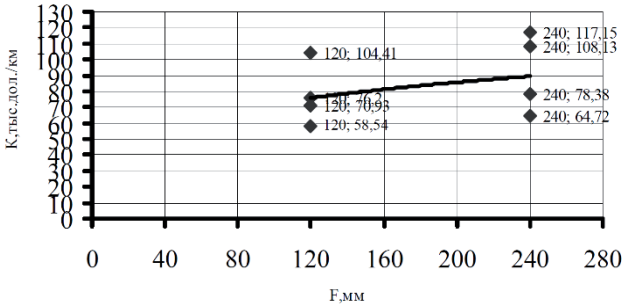


Рисунок 1 – Узагальнена модель інвестиційних вкладень у ПЛ 35–110 кВ

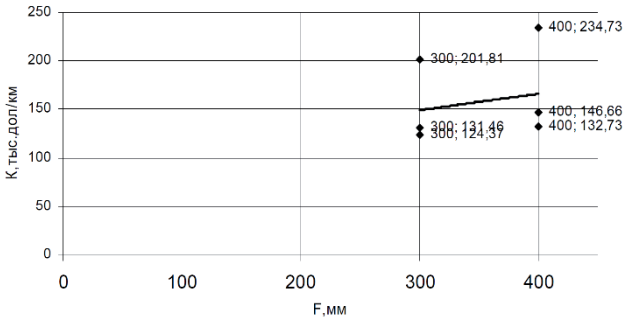


Рисунок 2 – Узагальнена модель інвестиційних вкладень у ПЛ 330 кВ

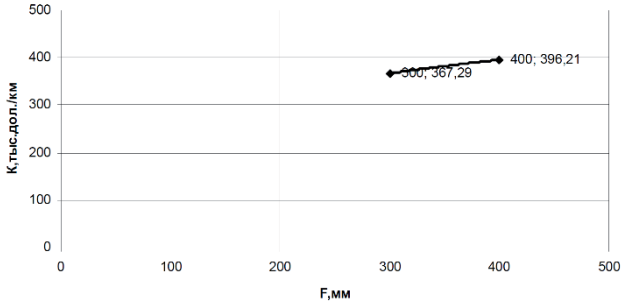


Рисунок 3 – Узагальнена модель інвестиційних вкладень у ПЛ 750 кВ

Застосування критеріального методу для аналізу вдосконалених моделей ПЛ. Техніко-економічна модель ПЛ 35–750 кВ представляє собою суму доданків (1), в загальний вираз якої входить як постійна складова, так і змінна.

В якості інструменту дослідження таких моделей в електроенергетиці обирається критеріальний метод, що

дозволяє вести аналіз при неповній вихідній інформації. Можливою реалізацією критеріального методу є рішення по одному з критеріїв і заміна додаткових критеріїв системою обмежень. У кожному конкретному випадку виділення обмежень та побудова системи «головного критерію» пов'язано з умовами завдання, з тактикою і методикою його реалізації [9–11].

Вибір напрямку залежить від виду підкласу, до якого відноситься функція мети. Зазвичай техніко-економічні завдання в енергетиці описуються за допомогою поліноміальних рівнянь декількох змінних з урахуванням технічних вимог до цих змінних. У 70-х роках минулого століття у Московському енергетичному інституті (МЕІ) розроблено метод критеріального програмування, що базується на теорії подібності та дозволяє мінімізувати поліном вигляду [9]:

$$Y_{(x)} = \sum_{i=1}^{m_1} A_i \prod_{j=1}^{n} x_j^{\alpha_{ij}}, x_j \geq 0 \qquad (6)$$

де A_i – позитивні узагальнені константи, які мають детермінований або ймовірнісний характер в залежності від умов завдання і представляють вхідну інформацію про об'єкт;

x_j – параметри оптимізації, позитивні змінні;

α_{ij} – показники ступеня, дійсні числа;

m_1 – число доданків в поліномі;

n – число незалежних параметрів.

Обмеження, які накладаються на окремі змінні x_j і на їхні комплекси, представляються у вигляді аналогічних (6) поліномів:

$$q_{\text{к}}(x) = \sum_{i=m_{\text{к}+1}}^{m_{\text{к}+1}} A_i \prod_{j=1}^{n} x_j^{\alpha_{ij}} \leq 1. \qquad (7)$$

В деяких випадках сформувати обмеження дуже складно, а іноді і зовсім неможливо, що викликає певні труднощі під час аналізу досліджуваного об'єкта.

Необхідною умовою існування такого мінімуму функції з урахуванням всіх обмежень є вимога канонічності функції.

Алгоритми критеріального програмування дозволяють знайти оптимальні і кількісні економічні зв'язки об'єкта як при заданій, так і неповній вихідній інформації. Окрім цього, перевагою данного методу є те, що нарівні з визначенням оптимальних значень функції мети і параметрів оптимізації можливо оцінити стійкість функції до зміни параметрів в межах точки мінімуму, дослідити чутливість рішення задачі до зміни вихідної інформації [11, 12].

Для використання алгоритмів критеріального методу техніко-економічну модель (1) записуємо для відповідного класу напруги в критеріальній формі:

$$\underset{*}{B}^{35} = \pi_1' \underset{*}{F}^{\tilde{\text{в}}^{35}} + \pi_2' \underset{*}{F}^{-1} \qquad (8)$$

$$\underset{*}{B}^{110} = \pi_1' \underset{*}{F}^{\tilde{\text{в}}^{110}} + \pi_2' \underset{*}{F}^{-1} \qquad (9)$$

$$\underset{*}{B}^{330} = \pi_1'' \underset{*}{F}^{\tilde{\text{в}}^{330}} + \pi_2'' \underset{*}{F}^{-1} \qquad (10)$$

$$\underset{*}{B}^{750} = \pi_1''' \underset{*}{F}^{\tilde{\text{в}}^{750}} + \pi_2''' \underset{*}{F}^{-1} \qquad (11)$$

де $\pi_1', \pi_2', \pi_1'', \pi_2'', \pi_1''', \pi_2'''$ – критерій подібності для певного класу напруги і конструкції ПЛ;

$\tilde{\text{в}}^{35}, \tilde{\text{в}}^{110}, \tilde{\text{в}}^{330}, \tilde{\text{в}}^{750}$ – узагальнені коефіцієнти апроксимації певного класу напруги і конструкції ПЛ;

$\underset{*}{F}$ – переріз проводу відповідно до класу напруги, умов. од.

Реалізуючи кожне рівняння розробленої техніко-економічної моделі (8–11) критеріальним методом проаналізовано техніко-економічні моделі ПЛ 35–750 кВ включно і отримано співвідношення в оптимальному варіанті для ПЛ у відповідному класі напруги (табл. 2).

Таблиця 2 – Співвідношення складових в техніко-економічних моделях ПЛ 35–750 кВ в оптимальному варіанті

Клас напруги	Значення критерію подібності для класу напруги і конструкції ПЛ
35 кВ	$\pi_1' = 0{,}82;\ \pi_2' = 0{,}18$
110 кВ	$\pi_1' = 0{,}8; \pi_2' = 0{,}2$
330 кВ	$\pi_1'' = 0{,}73;\ \pi_2'' = 0{,}27$
750 кВ	$\pi_1''' = 0{,}79;\ \pi_2''' = 0{,}21$

Під час проєктування ПЛ електропередачі, окрім економічної ефективності, необхідно враховувати їх технічні характеристики. Не економічні критерії в задачах проєктування ПЛ часту мають вирішальне значення. Тому, аналізуючи техніко-економічні показники при виборі пріоритетного напрямку проєктування ПЛ, необхідно виконати зіставлення інвестиційних вкладень у ПЛ з економічним еквівалентом підвищення пропускної здатності. Відповідно з цим було проаналізовано вплив складових (π_1', π_1'', π_1''') техніко-економічних моделей ПЛ на еквівалент пропускної здатності ($P_п$) ліній різних класів напруги в оптимальному варіанті.

Результати дослідження впливу інвестиційної складової техніко-економічних моделей ПЛ відносно еквіваленту пропускної здатності ліній різних класів напруги в оптимальному варіанті представлено на рис. 4.

Висновки.

1. Вдосконалено техніко-економічні моделі ПЛ 35–750 кВ врахуванням розмірів і вартості земельних ділянок, що дозволяє провести аналіз оптимального варіанту проєктування ліній.

2. Проведено аналіз інвестиційної складової розробленої техніко-економічної моделі ПЛ 35–750 кВ, що дозволило визначити питому частину складових витрат в загальній вартості 1 км ліній.

3. Проаналізовано критеріальним методом розроблені техніко-економічні моделі ПЛ 35–750 кВ і

отримано співвідношення складових в оптимальному варіанті проєктування ПЛ при мінімумі дисконтованих витрат, що дозволяє визначити стратегію розвитку проєктування ПЛ і сформувати обмеження в умовах неповноти вихідної інформації.

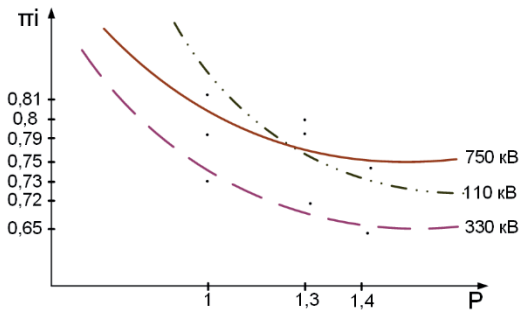


Рисунок 4 – Залежність складової техніко-економічних моделей ПЛ відносно еквіваленту пропускної здатності ліній різних класів напруги в оптимальному варіанті

Список літератури

1. Про ринок електричної енергії України: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. *Відомості Верховної Ради*. 2017. №27–28. Ст. 312.
2. *Сборник нормативов удельных капитальных вложений в строительство воздушных линий электропередачи 35–750 кВ. Руководящие материалы*. Минэнерго СССР, 1986. 30 с.
3. Dantzig G. B., Thapa M. N. *Linear Programming 1. Introduction*. New York: Springer-Verlag, 1997. 435 p.
4. Dantzig G. B., Thapa M. N. *Linear Programming 2. Theory and Extensions*. New York: Springer-Verlag, 2003. 448 p.
5. Aspray W. *John von Neumann and the Origins of Modern Computing*. Cambridge: MIT Press, 1990. 376 c.
6. Лежнюк П. Д. *Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом*: монографія. Вінниця: Універсум-Вінниця, 2003. 131 с.
7. Ляшенко И. Н., Карагодова Е. В., Черникова Н. В., Шор Н. З. *Линейное и нелинейное программирование*. Киев: Вища школа, 1975. 372 с.
8. Solopov R. V. Criterion Complex Optimization in Electric-Power Systems. *Russian Electrical Engineering*. 2017. Vol. 88, № 5. P. 280-284. doi: 10.3103/S1068371217050133
9. Черемисин Н. М., Черкашина В. В. *Критериальный метод анализа технико-экономических задач в электрических сетях и системах*. Харьков: Факт, 2014. 88 с.
10. Черемісін М. М., Мороз О. М., Черкашина В. В., Мірошник О. О. *Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики*. Харків: ФОП Панов А. М., 2018. 228 с.
11. Бондаренко В. О., Черемісін М. М., Черкашина В. В. *Системний підхід передпроектної оцінки повітряних ліній в умовах ринкових відносин*. Харків: Факт, 2013. 260 с.
12. *ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капіталовкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми та електричні мережі*. Київ: Міненерго України, 1997. 54 с.
13. *ГІД 34.20.178:2005. Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ. Рекомендації*. Київ: Міністерство енергетики та палива України. 2005. 48 с.
14. *ДБН В.2.5-16-99. Інженерне обладнання зовнішніх мереж. Визначення розмірів земельних ділянок для об`єктів електричних мереж*. Київ: Держбуд України, 1999. 24 с.

References (transliterated)

1. Pro rynok elektrychnoyi enerhiyi Ukrayiny [On the Electricity Market]: Law of Ukraine on 13.04.2017 № 2019 VIII. *Bulletin of the Verkhovna Rada of Ukraine*. 2017. № 27–28. Art. 312.
2. *Sbornik normativov udel'nykh kapital'nykh vlozheniy v stroitel'stvo vozdushnykh liniy elektroperedachi 35–750 kV. Rukovodyashchie materialy* [Collection of standards for specific capital investments in the construction of 35-750 kV overhead transmission lines. Guidance materials]. Minenergo of USSR, 1986. 30 p.
3. Dantzig G. B., Thapa M. N. *Linear Programming 1. Introduction*. New York: Springer-Verlag, 1997. 435 p.
4. Dantzig G. B., Thapa M. N. *Linear Programming 2. Theory and Extensions*. New York: Springer-Verlag, 2003. 448 p.
5. Aspray W. *John von Neumann and the Origins of Modern Computing*. Cambridge: MIT Press, 1990. 376 c.
6. Lezhnyuk P. D. *Analiz chutlyvosti optymal'nykh rishen' v skladnykh systemakh kryterial'nym metodom: monohrafiya* [Sensitivity analysis of optimal solutions in complex systems using the criterion method: monograph]. Vinnytsia, Universum-Vinnytsya Publ., 2003, 131 p.
7. Lyashenko I. N., Karagodova E. V., Chernikova N. V., Shor N. Z. *Lineynoe i nelineynoe programmirovanie* [Linear and non-linear programming]. Kyiv, Vyshcha shkola Publ., 1975, 372 p.
8. Solopov R. V. Criterion Complex Optimization in Electric-Power Systems. *Russian Electrical Engineering*. 2017. Vol. 88, № 5. P. 280-284. doi: 10.3103/S1068371217050133
9. Cheremisin M. M., Cherkashyna V. V. *Kriterial'nyy metod analiza tekhniko-ekonomicheskikh zadach v elektricheskikh setyakh i sistemakh* [Criterion-based method for analysing technical and economic problems in electricity networks and systems]. Kharkiv, Fakt Publ., 2014, 88 p.
10. Cheremisin M. M., Moroz O. M., Cherkashyna V. V., Miroshnyk O. O. *Ekonomichni rozrakhunky v inzhenerniy diyal'nosti na prykladakh zadach elektroenerhetyky* [Economic calculations in engineering activities using examples from the electricity sector].Kharkiv, FOP Panov A. M. Publ., 2018, 228 p.
11. Bondarenko V. O., Cheremisin M. M., Cherkashyna V. V. *Systemnyy pidkhid peredproektnoyi otsinky povitryanykh liniy v umovakh rynkovykh vidnosyn* [A systematic approach to pre-project evaluation of overhead lines under market conditions]. Kharkiv, Fakt Publ., 2013, 260 p.
12. *HKD 340.000.002 97. Vyznachennya ekonomichnoyi efektyvnosti kapitalovkladen' v enerhetyku. Metodyka. Enerhosystemy ta elektrychni merezhi* [Industry Document 340.000.002 97. Determination of the economic efficiency of investment in the energy sector. Methodology. Power systems and electric networks]. Kyiv, Minenergo of Ukraine, 1997, 54 p.
13. *HID 34.20.178:2005. Proektuvannya elektrychnykh merezh napruhoyu 0,4-110 kV. Rekomendatsiyi* [Industry Document 34.20.178:2005. Design of electrical networks with a voltage of 0.4-110 kV. Recommendations]. Kyiv, Ministry of Fuel and Energy of Ukraine, 2005, 48 p.
14. *DBN V.2.5-16-99. Inzhenerne obladnannya zovnishnikh merezh. Vyznachennya rozmiriv zemel'nykh dilyanok dlya ob`yektiv elektrychnykh merezh* [State Standard V.2.5-16-99. Engineering equipment for external networks. Determining the size of land plots for electric grid objects]. Kyiv, Derzhbud of Ukraine, 1999, 24 p.

Надійшла (received) 16.12.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Черкашина Вероніка Вікторівна (Черкашина Вероника Викторовна, Cherkashyna Veronika Viktorivna) – доктор технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри передачі електричної енергії, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-5639-9722; e-mail: veronika2473@gmail.com.

Баклицький Владислав Миколайович (Баклицкий Владислав Николаевич, Baklitsky Vladyslav Mykolayovych) – інженер-проєктувальник ТОВ «Схід-Електросервіс», Харків, Україна; e-mail: vlad95415@outlook.com.

УДК 621.31 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.14**

А. М. ЧЕРНЮК, І. Г. КИРИСОВ, Є. І. КАЧАНОВ

ЗАСОБИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОЦЕСУ ГЕНЕРАЦІЇ ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ З РОЗПОДІЛЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ З УРАХУВАННЯМ ФАКТОРУ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ ПОГОДНИХ ТА КЛІМАТИЧНИХ УМОВ

Проведено аналіз процесу генерації, передачі, розподілу та споживання електричної енергії в електроенергетичних системах з розподіленою генерацією. Розглянуті особливості характерних режимів роботи об’єктів розподіленої генерації та їх вплив на показники надійності електропостачання та якості електричної енергії у споживачів. Визначено, що процес генерації електричної енергії джерелами розподіленої генерації та процес споживання електричної енергії значною мірою залежить від погодних та кліматичних умов та характеризується суттєвим рівнем невизначеності, що негативно впливає на складання балансу виробленої та спожитої електричної енергії. Визначено, що можливий небаланс у процесі електропостачання споживачів суттєво погіршує показники якості електричної енергії в мережі. Вказано на актуальність даної науково-технічної проблеми та визначено можливі методи та засоби забезпечення показників надійності електропостачання та якості електричної енергії в мережах з розподіленою генерацією. Проаналізовано вплив погодних умов на процес генерації електричної енергії сонячними та вітровими електростанціями та кліматичних умов на процес генерації електричної енергії малими та мікро гідроелектростанціями та електростанціями, які працюють на основі біогазових технологій та органічного відновлювального первинного палива. Визначено особливості генерації електроенергії вказаними типами електростанції та можливі прогнозовані показники, які впливатимуть на процес управління даними об’єктами розподіленої генерації. Визначено засоби та резерви управління генерацією та споживанням електричної енергії в електроенергетичних мережах з розподіленою генерацією. Запропоновано загальну концепцію вибору та розробки засобів управління процесом електропостачання в системах з розподіленою генерацією, яка враховує фактори значної невизначеності вхідних параметрів та заснована на теорії побудови надійних систем з ненадійних елементів.

Ключові слова: розподілена генерація, якість електричної енергії, управління, погодне та кліматичне прогнозування, невизначеність, енергетичний баланс, алгоритм, відхилення напруги.

А. М. ЧЕРНЮК, И. Г. КИРИСОВ, Е. И. КАЧАНОВ

СРЕДСТВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОЦЕССА ГЕНЕРАЦИИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ С УЧЕТОМ ФАКТОРА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПОГОДНЫХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Проведен анализ процесса генерации, передачи, распределения и потребления электрической энергии в электроэнергетических системах с распределенной генерацией. Рассмотрены особенности характерных режимов работы объектов распределенной генерации и их влияние на показатели надежности электроснабжения и качества электрической энергии у потребителей. Определено, что процесс генерации электрической энергии источниками распределенной генерации и процесс потребления электрической энергии в значительной степени зависит от погодных и климатических условий и характеризуется существенным уровнем неопределенности, которая негативно влияет на составление баланса выработанной и потребленной электрической энергии. Определено, что возможный небаланс в процессе электроснабжения потребителей существенно ухудшает показатели качества электрической энергии в сети. Указано на актуальность данной научно-технической проблемы и определены возможные методы и средства обеспечения показателей надежности электроснабжения и качества электрической энергии в сетях с распределенной генерацией. Проанализировано влияние погодных условий на процесс генерации электрической энергии солнечными и ветровыми электростанциями и климатических условий на процесс генерации электрической энергии малыми и микро гидроэлектростанциями и электростанциями, которые работают на основе биогазовых технологий и органического возобновляемого первичного топлива. Определены особенности генерации электроэнергии указанными типами электростанции и возможные прогнозные показатели, которые будут влиять на процесс управления данными объектами распределенной генерации. Определены средства и резервы управления генерацией и потреблением электрической энергии в электроэнергетических сетях с распределенной генерацией. Предложена общая концепция выбора и разработки средств управления процессом электроснабжения в системах с распределенной генерацией, которая учитывает факторы значительной неопределенности входных параметров и основана на теории построения надежных систем из ненадежных элементов.

Ключевые слова: распределенная генерация, качество электрической энергии, управления, погодное и климатическое прогнозирование, неопределенность, энергетический баланс, алгоритм, отклонение напряжения.

A. M. CHERNIUK, I. G. KIRISOV, I. I. KACHANOV

MANAGEMENT FACILITIES BY GENERATION AND CONSUMPTION OF ELECTRIC ENERGY IN ELECTROENERGY SYSTEMS WITH THE UP-DIFFUSED GENERATION TAKING INTO ACCOUNT FACTOR OF VAGUENESS OF WEATHER AND CLIMATIC TERMS

The analysis of process of generation, transmission, distribution and consumption of electric energy is conducted in the electroenergy systems with the up-diffused generation. The features of the characteristic modes of operations of objects of the up-diffused generation and their influence are considered on reliability of power supply and quality of electric energy indexes for consumers. Certainly, that the process of generation of electric energy the sources of the up-diffused generation and process of consumption of electric energy largely depend on weather and climatic terms and is characterized the substantial level of vagueness that negatively influences on drafting of balance of mine-out and consumed electric energy. It is certain that possible not-balance in the process of power supply of consumers substantially worsens the indexes of quality of electric energy in a network. It is indicated on actuality of this scientific and technical problem and possible methods and backer-ups of reliability of power supply and quality of electric energy indexes are certain in networks with the up-diffused generation. Influence of weather terms is analysed on the process of generation of electric energy and

© А. М. Чернюк, І. Г. Кирисов, Є. І. Качанов, 2020

climatic terms sunny and wind power-stations on the process of generation of electric energy small and the hydroelectric power and power-stations that work as on the basis of biogas technologies and organic proceeded in primary fuel. The features of generation of electric power the indicated types of power station and possible prognosis indexes that will influence on the process of management these objects of the up-diffused generation are certain. Facilities and management backlogs are certain by a generation and consumption of electric energy in electroenergy networks with the up-diffused generation. General conception of choice and development of management facilities offers by the process of power supply in the systems with the up-diffused generation that takes into account the factors of considerable vagueness of entry parameters and based on the theory of construction of the reliable systems from unreliable elements.

Keywords: the up-diffused generation, quality of electric energy, management, weather and climatic prognostication, vagueness, power balance, algorithm, rejection of tension.

Вступ. Сучасний стан вітчизняної енергетики говорить про значну потребу у новітніх технологіях генерації, передачі, розподілу та споживання електричної енергії. На даний час енергетична галузь України знаходиться в стані перехідних трансформацій, які обумовлені переходом країни від енергоємного індустріального виробництва до децентралізованої системи господарювання зі значною долею сільськогосподарського виробництва та розвинутими системами малого та середнього бізнесу, економіки сфери послуг, інтелектуальних технологій, тощо [1–3]. У зв'язку з цим в українській енергетиці намітилися наступні тенденції до децентралізації ринку енергетичних послуг.

1. У зв'язку з втратою контролю над окремими регіонами Донецької та Луганської областей та недружнім становищем з боку Росії, поставки звичних первинних енергетичних ресурсів (вугілля та природного газу) стали ненадійними та значно подорожчали. Як наслідок на теплових електростанціях присутній профіцит генеруючих потужностей, які не можуть бути завантажені первинним енергоресурсом, а структура генерації електричної енергії змінилася у частині збільшення долі атомних і гідроелектростанцій (ГЕС) [4]. Однак, на даний час Україна не має достатніх енергетичних резервів, щоб остаточно відмовитись від викопних енергоресурсів, а це призводить до постійного підвищення вартості одиниці генерованої електроенергії.

2. Постійне підвищення тарифів та водночас здешевлення комплектуючих на сонячні та вітрові електростанції призвело до розвитку технологій генерації електроенергії за допомогою альтернативних джерел живлення (насамперед сонячні та вітрові електростанції). В цьому сегменті слід виділити два основних типи електростанцій – це потужні промислові електростанції, метою яких є генерація електричної енергії до єдиної енергосистеми, та електростанції під власне споживання задля забезпечення енергією об'єктів малого та середнього бізнесу і комунально-побутових потреб населення з можливістю продажу її надлишків через мережі єдиної енергосистеми.

3. Поступово відбувається зміна свідомості громадян країни в частині позитивного сприйняття ідей екологічно-чистої енергії та промисловості максимально дружньої до навколишнього середовища, що обумовлює подальший розвиток систем генерації електричної енергії на основі відновлювальних джерел живлення.

4. Трансформації українського суспільства мають тенденцію до децентралізації влади, що також дає поштовх до розвитку систем розподіленої генерації, завдяки яким місцеві громади мають змогу забезпечити собі власну енергетичну незалежність.

Таким чином, шлях розвитку енергосистем України в напрямку децентралізації є очевидним, а питання побудови надійних систем розподіленої генерації є науково-актуальними.

Аналіз стану питання. Системи з розподіленою генерацією електричної енергії в українських реаліях базуються переважно на сонячних та вітрових електростанціях малої встановленої потужності (від 5 до 30 кВт), що обумовлено умовами підключення до «зеленого тарифу». На даний час їх внесок в сумарну генерацію є мізерним та не має значного впливу на роботу єдиної енергосистеми. Однак вже зараз встановлення кількох сонячних електростанції на одній сільській магістралі може значною мірою змінювати показники якості електроенергії у інших суміжних споживачів, під'єднаних до вказаної магістральної лінії. Окрім цього масове спорудження альтернативних електростанцій навіть під власне енергоспоживання без видачі електроенергії в мережу може вносити свої корективи в режим роботи окремих дільниць мережі. Наприклад, розвантажена дільниця мережі стає економічно не рентабельною, оскільки витрати на її експлуатацію будуть перевищувати дохід від послуг електропостачання споживачів, які на ній ще залишилися. Запорукою надійної роботи електричних мереж із заданими показниками якості електричної енергії є дотримання відповідного балансу виробленої та спожитої електроенергії. Саме задля цього в мережі відбувається оперативне її управління.

Умовою дотримання енергетичного балансу в електричній мережі є узгодження усіх його складових – від попиту споживача до втрат в мережах та генерації зарядної потужності самою лінією електропередачі. Таким чином вихідними даними для складання вказаних балансів є параметри мережі, параметри системи, значення споживаних потужностей всіх споживачів, які задаються відповідними графіками електроспоживання. Узгодження усіх цих параметрів можливе за умови якщо їхні значення відомі заздалегідь з припустимою похибкою. Однак сучасні системи альтернативної генерації мають незадовільні прогнозні показники генерації електроенергії, бо вони напряму залежать від мінливих погодних умов. Таким чином маємо стохастичну систему зі значним рівнем невизначеності її параметрів, оскільки на відміну від класичних централізованих систем електропостачання вони мають значну варіативність не лише в частині споживання, а й в частині генерації електричної енергії [5].

Актуальною науково-технічною проблемою є розробка нових та вибір існуючих засобів управління процесом генерації, розподілення та споживання електричної енергії в стохастичних системах розподіленої генерації з метою побудови надійної системи електропостачання із заданими показниками якості електричної енергії.

Існуючі методи розв'язання задачі. Питанням управління в системах з розподіленою генерацією присвячено досить багато робіт, на підставі аналізу яких можна класифікувати основні існуючі напрямки вирішення даної проблеми.

В роботах [6, 7] запропоновано вирішення цієї проблеми на засадах концепції так званих віртуальних електростанцій, яка передбачає побудову системи управління на технічній базі інтелектуальних мереж Smart Grid із використанням можливостей управління генерацією джерелами живлення та використання можливих накопичувачів електричної енергії.

Деякі суттєві аспекти управління об'єктами розподіленої генерації, які приєднані до єдиної енергосистеми через глобальну мережу, розглянуті в роботах [8, 9]. Зазначено, що оперативними потужностями єдиної енергосистеми можливо забезпечити коректне управління процесом генерації об'єктів розподіленої генерації.

В роботі [10] авторами запропоновано використання відповідного програмного забезпечення задля автоматизації та інтелектуальної підтримки прийняття рішення диспетчерами районних розподільчих мереж при роботі з джерелами розподіленої генерації.

Таким чином впровадження систем розподіленої генерації технічно можливе, про що свідчить досвід розвинених країн.

Однак усі вказані автори пропонують адаптувати альтернативні джерела електроенергії до єдиної енергосистеми та здійснювати управління за рахунок її можливостей та з використанням маневрових потужностей, притаманних класичним електроенергетичним системам. При цьому практично не звертається увага на те, що в Україні навіть при долі генерації електроенергії альтернативними джерелами не більше 2 % від загальної її кількості вже відчутно дефіцит маневрових потужностей. Так нещодавно вже стала звичайною картина, коли в пік генерації сонячних електростанцій практично вся потужність українських гідроакумулюючих електричних станцій (ГАЕС) спрямовується на споживання цієї виробленої електроенергії, бо цей пік не співпадає з графіком навантаження і потребами споживачів [11]. Так останнім часом у зв'язку із дефіцитом маневрових потужностей пропонується переводити в маневровий режим роботи окремі блоки теплових електростанцій та задля цього виводити їхні агрегати в гарячий резерв. В цьому випадку теплові електростанції будуть нести збитки внаслідок непродуктивної витрати пального без генерації електричної енергії, а це ще більше підніме тарифи на електричну енергію.

Виходячи з усього вищесказаного, актуальною науково-технічною проблемою розвитку альтернативних джерел живлення та систем розподіленої генерації є розроблення методів та засобів управління об'єктами і системами розподіленої генерації, які були б самодостатніми та мінімально впливали би своїм режимом роботи на процеси в єдиній енергетичній системі.

Основний матеріал дослідження. Як показав попередній аналіз у альтернативної енергетики є значні перспективи зростання в Україні, але суттєвою проблемою на цьому шляху стає проблема адаптації альтернативних джерел живлення до єдиної енергетичної системи. Ця проблема обумовлена вкрай нестабільною та слабо прогнозованою генерацією вітровими та сонячними електростанціями (які становлять переважну більшість «зеленої» енергетики України). В результаті чого інші суб'єкти господарювання в енергетичній галузі вимушені нести збитки внаслідок зміни свого режиму роботи на маневровий та менш економічно вигідний.

Іншим шляхом розвитку систем розподіленої генерації є побудова альтернативних локальних енергетичних мереж місцевого рівня. На даний час такий досвід в Україні зустрічається майже як виключення з правил, бо локальні електричні мережі значно програють єдиній енергосистемі або в надійності електропостачання, або в якості електричної енергії. Проте розвиток інтелектуальних систем управління та здешевлення елементної бази таких систем щодня відкривають нові перспективи побудови і впровадження саме локальних енергосистем з подальшим їх об'єднанням. В табл. 1 наведено спрощену характеристику характерних джерел живлення, які можуть бути пристосовані для потреб електропостачання локальних електричних мереж.

Таблиця 1 – Характеристика джерел живлення

Назви джерел живлення	**Собівартість електричної енергії**	**Прогнозованість генерації / надійність електро-постачання**	**Маневреність**
Вітрові електро-станції	низька	низька	висока
Сонячні електро-станції	низька	низька	висока
Біогазові електро-станції	середня	висока	середня
Міні та мікро ГЕС	низька	середня	висока
Дизель генератори	висока	висока	висока

На жаль жодне з вказаних в таблиці джерело живлення окремо не може повноцінно виконувати функції надійного, економічного та якісного джерела енергії для загально-промислових та навіть побутових споживачів. Тому, єдиним варіантом досягнення поставленої мети буде побудова комплексної системи, на основі синергетичного підходу в процесі об'єднання наявних ресурсів.

При такому підході методами дослідження, окрім класичних теорій електротехніки, електричних мереж і систем та теорії управління, мають бути основи теорії вірогідності та побудови надійних систем з ненадійних елементів. Відповідно основам теорій вірогідності надійність роботи системи, яка складається з послідовно з'єднаних елементів дорівнює добутку вірогідностей кожного з них, а якщо елементи резервують один одного (тобто з'єднані паралельно) загальна вірогідність надійної роботи зростає.

На даному етапі розвитку техніки можна вважати вірогідність надійної роботи агрегатів альтернативних джерел живлення достатньо надійними, проте цього не можна сказати про кінцевий результат – про виробіток електричної енергії, бо вона напряму залежить від погодних та кліматичних умов, а вони здебільшого мають слабкі прогнозні показники, однак саме вітрові та сонячні електростанції мають найнижчу собівартість виробленої електроенергії (після завершення строку окупності). Тому пропонується побудова локальної системи комплексної генерації електроенергії з пріоритетним споживанням слабкопрогнозованих джерел живлення та відповідним резервуванням за рахунок накопичення енергії та роботи більш прогнозованих джерел живлення. На рис. 1 представлена узагальнена структурна схема такої системи.

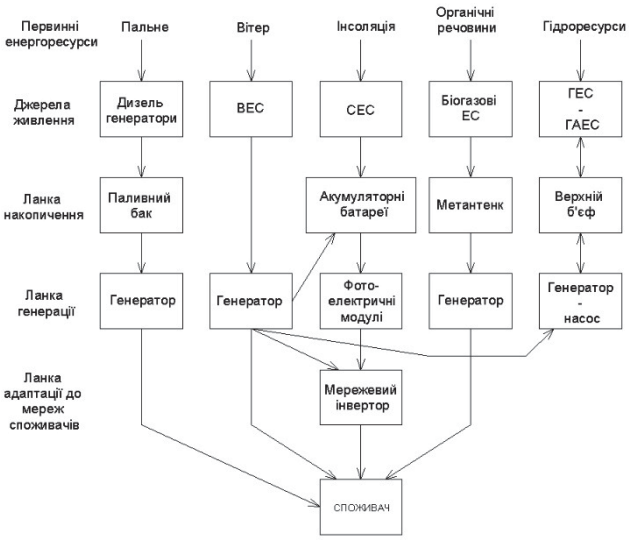


Рисунок 1 – Структурна схема комбінованої генерації

Відповідно до схеми система комплексної генерації має досить високу варіативність процесу електропостачання споживача за рахунок багатократного резервування та наявності в деяких технологічних ланцюгах елементів ланки накопичення енергії або енергоресурсів. Перевагою в електропостачанні споживача користуються найдешевші електростанції, такі як сонячні та вітрові. За прогнозними показниками зміни погоди і клімату вмикатимуться біогазові електростанції, які в звичайному режимі працюють на накопичення біогазу в метантенках. Ці електростанції не досить маневрові, тому їх слід вводити в дію на значний проміжок часу та за умови достовірних прогнозів по суттєвому зниженню генерації вітровими чи сонячними електростанціями. Функцію маневрової генерації в даній системі виконують каскади ГЕС–ГАЕС, а дизель-генератори забезпечують останню ланку резервування живлення відповідальних споживачів в разі повної відмови усіх інших технологічних ланцюгів.

Таким чином за природно-кліматичних умов України можливо буде значною мірою забезпечити електропостачанням місцеві сільські громади, електроспоживання яких відносно території, на якій вони функціонують, має незначну щільність електричних навантажень, а природні ресурси дозволяють повною мірою використовувати український енергетичний потенціал. Відповідно до наявних енергетичних ресурсів можливе утворення характерних кластерів локального енергозабезпечення, які, окрім власного енергозабезпечення, можуть слугувати джерелом резервного електропостачання для суміжних локальних енергокластерів. Таким чином на фрактально-кластерноих засадах буде утворюватися нова модель розподіленої електричної мережі структурна схема якої представлена на рис. 2.

На схемі представлено схему видачі надлишкової електричної енергії до сторонніх споживачів. Під енерговузлами мається на увазі точки видачі надлишкової енергії та можливого її тримання у разі енергетичного дефіциту. Вочевидь чим більшу кількість енергії та на більшу відстань слід передати, тим більшу величину номінальної напруги слід застосовувати як енерговузлів, так і ліній електропередачі.

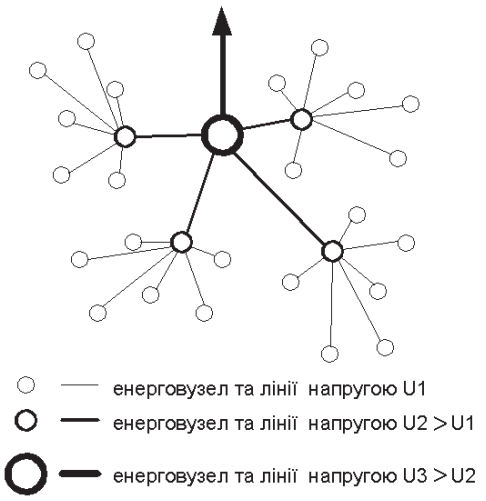


Рисунок 2 – Структурна схема розподіленої мережі, побудованої на фрактально-кластерних засадах

Таким чином, кластером першої ітерації буде слугувати первинна локальна енергетична система з загальною точкою зв'язку з мережею більш високої напруги. Сукупність декількох кластерів першої ітерації сформують кластер другої ітерації на більш високому рівні напруги, який об'єднає декілька первинних локальних енергосистем з можливістю обміну енергетичними потоками між собою. Подібним чином буде сформований кластер наступної ітерації і

так далі. Така структура має самоподібні фрактальні властивості та фрактальну розмірність [12].

Висновки. Аналіз стану проблеми показав недосконалість науково-технічного та організаційного забезпечення процесу впровадження альтернативних джерел живлення та систем розподіленої генерації в умовах української енергетики. В роботі запропоновано концепцію побудови надійних систем енергопостачання на основі альтернативних джерел живлення та використання наявних енергетичних резервів України, яка буде реалізована на принципах децентралізації енергетичної системи. Висунуті вимоги до показників надійності та критеріїв якості електричної енергії, яка буде генеруватися у вказаних системах. Запропоновано фрактально-кластерний підхід до побудови таких систем.

Список літератури

1. Іскаков А. А., Кобушко І. М. Енергоефективність національної економіки в контексті її еколого-економічної безпеки. *Механізм регулювання економіки*. 2016. № 3. С. 88–96.
2. *Комплексна державна програма енергозбереження України*. Постанова Кабінету Міністрів України від 5 лютого 1997 р. N 148. URL: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/FIN41650.html
3. Багрій П. В. *Енергетична децентралізація – чи можлива вона в Україні?* URL: http://business.ua/uk/energetichna-detsentralizatsiya-chi-mozhliva-vona-v-ukrajini
4. *Звіт з оцінкі відповідності (достатності) генеруючих потужностей – 2019 р.* Сертифікат 20B4E4ED0D30998C0400000042 E9230085E46E00 Підписувач Зайченко Віталій Борисович Дійсний з 22.01.2019 14:26:24 по 22.01.2021 14:26:24
5. Самойленко В. О. *Обеспечение балансов мощности и энергии электроэнергетических систем с распределенной генерацией: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02*. Екатеринбург, 2017. 207 с.
6. Селяхова О., Тарновская О., Фатеева Е., Юрчук О. Виртуальная электростанция. *Энергорынок*. 2016. № 2 (137). С. 43–50.
7. Федорчук С. О. *Забезпечення заявлених графіків генерації відновлюваних джерел енергії на основі концепції віртуальних електричних станцій: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02*. Харків, 2019. 179 с.
8. Khan R. H., Khan J.Y. Wide area PMU communication over a WiMAX network in the smart grid. *2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, Tainan. 2012. P. 187–192.
9. *Офіційний сайт науково-учбового центру «Smart Grid–ДонНТУ»*. URL: http://smartgrid.donntu.edu.ua
10. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О., Гунько І. О. Керування режимами секціонованих розподільних електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2020. № 2(149). С. 42–49. doi: 10.31649/1997-9266-2020-149-2-42-49
11. *Офіційний сайт НЕК «Укренерго»*. URL: https://ua.energy/
12. Мандельброт Б. *Фрактальная геометрия природы*. Москва: Книжный Дом, 2001. 656 с.

References (transliterated)

1. Iskakov A. A., Kobushko I. M. Enerhoefektyvnist' natsional'noyi ekonomiky v konteksti yiyi ekoloho-ekonomichnoyi bezpeky [Energy efficiency of the national economy in the context of its environmental and economic security]. *Mekhanizm rehulyuvannya ekonomiky*. 2016, no. 3, pp. 88–96.
2. *Kompleksna derzhavna prohrama enerhozberezhennya Ukrayiny* [A comprehensive state programme for energy conservation in Ukraine]. Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated February 5 1997. N 148. Available at: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/FIN41650.html
3. Bahriy P. V. *Enerhetychna detsentralizatsiya – chy mozhlyva vona v Ukrayini?* [Energy decentralisation - is it possible in Ukraine?] Available at: http://business.ua/uk/energetichna-detsentralizatsiya-chi-mozhliva-vona-v-ukrajini
4. *Zvit z otsinki vidpovidnosti (dostatnosti) heneruyuchykh potuzhnostey – 2019 r.* [Generating capacity conformity (adequacy) assessment report – 2019]. Certificate 20B4E4ED0D30998C0400000042E9230085E46E00 Pidpisuvach Zajchenko Vitalij Borisovich Valid from 22.01.2019 14:26:24 to 22.01.2021 14:26:24.
5. Samoylenko V. O. *Obespechenie balansov moshchnosti i energii elektroenergeticheskikh sistem s raspredelennoy generatsiey: dis. … kand. tekhn. nauk 05.14.02* [Ensuring power and energy balances of electricity systems with distributed generation. Candidate eng. sci. diss. (Ph. D.)]. Ekaterinburg, 2017. 207 p.
6. Selyakhova O., Tarnovskaya O., Fateeva E., Yurchuk O. Virtual'naya elektrostantsiya [Virtual power plant]. Energorynok. 2016, no. 2 (137), pp. 43–50.
7. Fedorchuk S. O. *Zabezpechennya zayavlenykh hrafikiv heneratsiyi vidnovlyuvannykh dzherel enerhiyi na osnovi kontseptsiyi virtual'nykh elektrychnykh stantsiy: dys. … kand. tekhn. nauk 05.14.02* [Ensuring stated renewable energy generation schedules based on the virtual power plants concept. Candidate eng. sci. diss. (Ph. D.)]. Kharkiv, 2019. 179 p.
8. Khan R. H., Khan J.Y. Wide area PMU communication over a WiMAX network in the smart grid. *2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, Tainan. 2012, pp. 187–192.
9. *Ofitsiynyy sayt naukovo uchbovoho tsentru ″Smart Grid–DonNTU″* [Official website of the scientific training centre "Smart Grid-DonNTU"]. Available at: http://smartgrid.donntu.edu.ua
10. Lezhnyuk P. D., Rubanenko O. O., Hun'ko I. O. Keruvannya rezhymamy sektsionovanykh rozpodil'nykh elektrychnykh merezh z vidnovlyuval'nymy dzherelamy enerhiyi [Control of Sectioning Distributed Power Grids withRenewable Energy Sources]. Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute. 2020, no. 2 (149), pp. 42-49. doi: 10.31649/1997-9266-2020-149-2-42-49
11. *Ofitsiynyy sayt NEK ″Ukrenergo″* [Official website NEK ″Ukrenergo″]. Available at: https://ua.energy/
12. Mandel'brot B. *Fraktal'naya geometriya prirody* [The fractal geometry of nature]. Moscow, Knizhnyy Dom Publ., 2001. 656 p.

Надійшла (received) 14.12.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Чернюк Артем Михайлович (Чернюк Артём Михайлович, Cherniuk Artem) – кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри фізики, електротехніки та електроенергетики Української інженерно-педагогічної академії; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0003-2046-8754; e-mail: archer.uipa@gmail.com.

Кирисов Ігор Геннадійович (Кирисов Игорь Геннадьевич, Kirisov Ihor) – старший викладач кафедри фізики, електротехніки та електроенергетики Української інженерно-педагогічної академії; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0003-2228-9936; e-mail: kirisovuipa1980@gmail.com.

Качанов Євген Ігорович (Качанов Евгений Игоревич, Kachanov Ievgen) – аспирант кафедри фізики, електротехніки та електроенергетики Української інженерно-педагогічної академії; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-7725-6149; e-mail: kachanov.ua@gmail.com.

УДК 621.317.3 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.15**

С. Ю. ШЕВЧЕНКО, І. І. БОРЗЕНКОВ, І. Л. ЛЕБЕДИНСЬКИЙ

СПОСІБ ВИМІРЮВАННЯ СПОЖИТОЇ ПОТУЖНОСТІ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ НА ПРИКЛАДІ НАВЧАЛЬНОГО КОРПУСУ СУМСЬКОГО ДЕРЖАВНОГО УНІВЕРСИТЕТУ

Комерційні засоби автоматичної системи контролю обліку електричної енергії, як відомо встановлюються на ввідному розподільчому пристрої і вимірюють спожиту потужність всіх електричних споживачів цього об'єкту обліку. Такі дані не дають повної картини по споживанню електричної енергії кожним поверхом об'єкту обліку, що в свою чергу не дозволяє виконання заходів по енергозбереженню. Також ці вимірювальні системи обліку електричної енергії мають велику собівартість. В статті пропонується метод обробки та передачі даних на сервер з подальшим їх аналізом про споживану потужність кожним поверхом досліджуваного об'єкту за допомоги мікроконтролера ARDUINO. Така система обліку має меншу собівартість ніж автоматична система контролю обліку електричної енергії промислового виробництва. В статті наведена схема реалізації та різновиди датчиків струму і напруги. Також в статі розглядається топологія вимірювального комплексу. Така топологія може розширюватися та вести не тільки загальний облік конкретного поверху, а й в загалі кожної навчальної аудиторії окремо. Збираючи такі дані про споживання електричної енергії можна проводити якісний аналіз раціонального споживання електричної енергії в навчальному процесі, тобто мається на увазі, що наприклад за достатньої природньої освітленості штучне освітлення в класі використовувати не потрібно, або після виконання лабораторних завдань в комп'ютерному класі живлення персональних комп'ютерів залишається ще певний проміжок часу. Запровадження енергозбереження корпусу виконується завдяки порівняльних характеристик потужності використання гаджетів, лабораторних стендів, тощо з кількістю студентів в групі відповідно до затвердженого навчального процесу. Алгоритм обробки даних, аналізу раціонального використання електричної енергії та порівняльні характеристики реалізовуються на сервері університету.

Ключові слова: мікроконтролер, ARDUINO, ARDUINO UNO, ARDUINO NANO, обробка, дані, датчик струму, датчик напруги, мережевий модуль опитування.

С. Ю. ШЕВЧЕНКО, И. И. БОРЗЕНКОВ, И. Л. ЛЕБЕДИНСКИЙ

СПОСОБ ИЗМЕРЕНИЯ ПОТРЕБЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ НА ПРИМЕРЕ УЧЕБНОГО КОРПУСА СУМСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА

Коммерческие средства автоматической системы контроля учета электроэнергии, как известно устанавливаются на вводном распределительном устройстве и измеряют потребляемую мощность всех электрических потребителей этого объекта учета. Такие данные не дают полной картины по потреблению электрической энергии каждым этажом объекта учета, в свою очередь не позволяет выполнение мероприятий по энергосбережению. Также эти измерительные системы учета электрической энергии имеют большую себестоимость. В статье предлагается метод обработки и передачи данных на сервер с последующим их анализом о потребляемую мощность каждым этажом исследуемого объекта с помощью микроконтроллера ARDUINO. Такая система учета имеет меньшую себестоимость чем автоматическая система контроля учета электроэнергии промышленного производства. В статье приведена схема реализации и разновидности датчиков тока и напряжения. Также в пола рассматривается топология измерительного комплекса. Такая топология может расширяться и вести не только общий учет конкретного этажа, но и в общем каждой учебной аудитории отдельно. Собирая такие данные о потреблении электрической энергии можно проводить качественный анализ рационального потребления электрической энергии в учебном процессе, то есть имеется в виду, что, например, при достаточной естественной освещенности искусственное освещение в классе использовать не нужно, или после выполнения лабораторных заданий в компьютерном классе питания персональных компьютеров остается еще определенный промежуток времени. Внедрение энергосбережения корпуса выполняется благодаря сравнительных характеристик мощности использования гаджетов, лабораторных стендов и т.д. с количеством студентов в группе в соответствии с утвержденным учебного процесса. Алгоритм обработки данных, анализа рационального использования электрической энергии и сравнительные характеристики реализуемых на сервере университета.

Ключевые слова: микроконтроллер, ARDUINO, ARDUINO UNO, ARDUINO NANO, обработка, данные, датчик тока, датчик напряжения, сетевой модуль опроса.

S. YU. SHEVCHENKO, I. I. BORZENKOV, I. L. LEBEDYNSKY

METHOD OF MEASURING POWER CONSUMPTION OF ELECTRIC RECEIVERS ON THE EXAMPLE OF THE EDUCATIONAL BUILDING OF SUMY STATE UNIVERSITY

Commercial means of automatic control system of electricity metering, as is known, are installed on the input switchgear and measure the power consumption of all electrical consumers of this metering facility. Such data do not give a complete picture of electricity consumption on each floor of the metering facility, which in turn does not allow the implementation of energy saving measures. Also, these metering systems for electricity metering have a high cost. The article proposes a method of data processing and transmission to the server with their subsequent analysis of power consumption on each floor of the object under study using the ARDUINO microcontroller. Such an accounting system has a lower cost than an automatic control system of electricity metering industrial production. The article presents the scheme of implementation and types of current and voltage sensors. The topology of the measuring complex is also considered in the article. Such a topology can expand and keep not only the general account of a concrete floor, but also in the generality of each educational audience separately. Collecting such data on electricity consumption, it is possible to conduct a qualitative analysis of rational electricity consumption in the educational process, it means that for example in sufficient natural light artificial lighting in the classroom does not need to be used, or after laboratory tasks in a computer class, computers there is still some time. The introduction of energy-saving housing is performed due to the comparative characteristics of the power of gadgets, laboratory stands, etc. with the number of students in the group in accordance with the approved educational process. The algorithm of data processing, analysis of rational use of electric energy and comparative characteristics are implemented on the university server.

Keywords: microcontroller, ARDUINO, ARDUINO UNO, ARDUINO NANO, processing, data, current sensor, voltage sensor, network-polling module.

© С. Ю. Шевченко, І. І. Борзенков, І. Л. Лебединський, 2020

Вступ. Для обліку споживання електричної енергії використовуються комерційні засоби обліку [1] такі як індукційні, електронні лічильники, автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) тощо. Комерційні засоби обліку, як правило, встановлюються на ввідному пристрої розподільчої шафи об'єкту обліку і вимірюють спожиту потужність всіх електричних споживачів цього об'єкту. В умовах загострення питань енергозбереження достовірний облік споживаної електричної енергії стає особливо актуальним завданням підвищення енергоефективності в промисловості, побутовому секторі, житлово-комунальному господарстві.

Аналіз стану проблеми. Невпинний розвиток апаратної і методичної складової питання обліку електричної енергії забезпечує постійну увагу до цієї проблеми. Багато досліджень присвячені розробці та удосконаленню систем обліку спожитої електроенергії [2–4], поліпшенню їх роботи в умовах впливу оточуючого середовища [5] та удосконаленню конструкції окремих приладів у їх складі [6]. Значна частина наукових робіт присвячена аналізу впливу якості електричної енергії на точність контролю електроспоживання [7–9]. Важливими є роботи присвячені аналізу впливу споживачів на облік електричної енергії та підвищенню точності контролю електроспоживання при запровадженні систем управління електропостачанням і попитом на електроенергію у споживачів [10, 11], а також застосуванню сучасних смарт-технологій при створенні АСКОЕ та підвищенню ефективності їх роботи [12–14].

Проте, з введенням нового закону «Про ринок електроенергії» виникають задачі розробки та впровадження сучасних систем обліку електроенергії у всіх споживачів, що сприятиме їх активній участі у регулюванні свого споживання.

Мета статті. Метою роботи є запропонувати та розробити більш дешевий аналог систем АСКОЕ і впровадити її для обліку електричної енергії в навчальному корпусі Сумського державного університету, з метою надання рекомендацій з енергозбереження за результатами дослідження використання електричної енергії в начальному процесі і навчального корпусу в цілому.

Основний матеріал. Для об'єктивної оцінки споживання електричної енергії в цілях забезпечення енергозбереження на прикладі навчального корпусу Сумського державного університету, який має чотири поверхи, доцільно встановити на кожному поверсі в розподільчих шафах свої засоби обліку. Але постає питання в автоматичному зборі інформації про спожиту потужність кожним поверхом, передачі цієї інформації на сервер для обробки та аналізу даних на період навчального року.

Дані, які буде отримувати сервер, програмно повинні порівнюватися з даними встановленої потужності, яка в свою чергу розрахована на основі паспортних даних електроприймачів поверху та їх використання в навчальному процесі згідно розкладу. Після такого аналізу можна зробити висновки про енергоефективне використання навчального обладнання (наприклад лабораторне обладнання), освітлення та забезпечення енергозбереження корпусу в цілому.

Такий пристрій повинен надавати наступні дані:

- поточну потужність навантаження;
- споживання з початку доби;
- споживання з початку місяця;
- відсоток нічного споживання.

Також пристрій має передавати на налаштовану інтернет-адресу (сервер) дані про споживання за останні 24 години, у вигляді 24-х інтервалів. Інтервал передачі – встановлюється у хвилинах 1–120.

Обґрунтування апаратної частини системи обліку електричної енергії. Для реалізації такого проекту можливо було б використати готові системи АСКОЕ, але це призведе до великих витрат [15] на їх втілення і строк окупності цього проекту зросте. Тому запропоновано схему вимірювання з більш низькою собівартістю з використанням мікроконтролерів ARDUINO та їхнім широким вибором різноманітних модулів.

На рис. 1 [16] представлена однофазна електрична схема вимірювання струму і напруги мережі живлення.

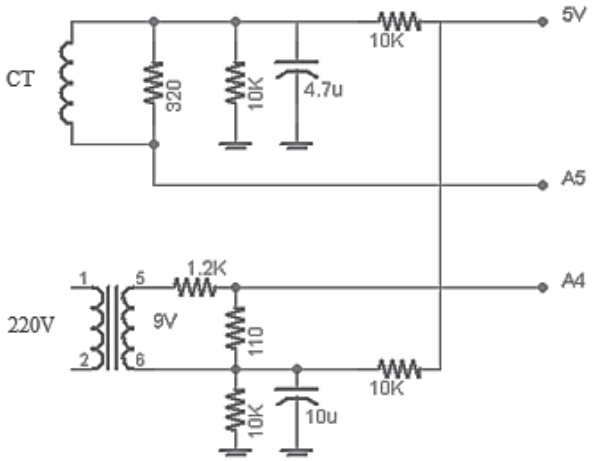


Рисунок 1 – Однофазна вимірювальна електрична схема струму і напруги мережі

Для вимірювання діючого значення напруги мережі використовується понижувальний трансформатор 220/9 В, в якості датчика струму можна використати нероз'ємний великострумовий прецизійний трансформатор струму типу DL-CT4020H з параметрами: вхідний струм 40 А, вихідний струм 40 мА або роз'ємний датчик струму типу SCT-013-000 на 100 А (рис. 2).

Датчик струму має живлення опорною напругою 5 В. Вимірювальні виводи підключаються до мікроконтролера відповідно до аналогових входів А5 та А4 (рис. 1). Оскільки аналогові виходи мікроконтролера на високому рівні працюють з напругою 5 В, то в схемі присутні дільники напруги та фільтри.

Рисунок 2 – Роз'ємний датчик струму типу SCT-013-000

Для підключення вимірювальної схеми (рис. 1) потрібний мікроконтролер, який мав би на своєму борту як мінімум 6 аналогових входів. В якості мікроконтролера можна використовувати ARDUINO UNO (рис. 3) [17]. Він простий у використанні та має невелику собівартість.

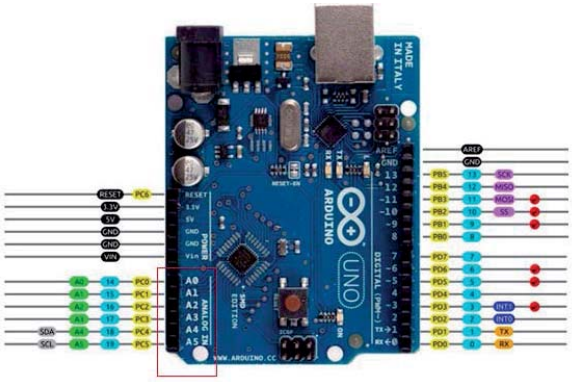


Рисунок 3 – Загальний вигляд плати мікроконтролера ARDUINO UNO

Ця плата на борту має шість аналогових входів виходів A0–A5 (рис. 3) для підключення до нього вимірювальної схеми (див. рис. 1). В нашому випадку електрична мережа будь–якого поверху навчального корпусу має трифазну систему живлення. Для більш компактного виконання можна також використати, наприклад, плату мікроконтролера ARDUINO NANO [18], яка має більше шести аналогових входів виходів. Загальний вигляд такої плати наведено на рис. 4.

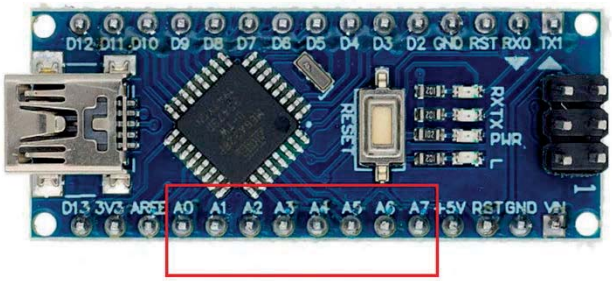


Рисунок 4 – Загальний вигляд плати мікроконтролера ARDUINO NANO

Для передачі даних на сервер по локальній мережі університету можна використати мережевий модуль ARDUINO типу HR911105A загальний вигляд якого представлено на рис. 5.

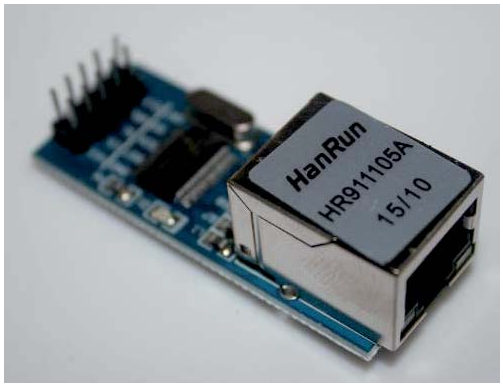


Рисунок 5 – Загальний вигляд мережевого модулю HR911105A

Завдяки модулю HR911105A оброблені мікроконтролером дані з датчиків струму та напруги будуть передаватися на сервер для зберігання та їх обробки. Також є можливість опитувати мікроконтролери з серверу для визначення поточних значень споживання електричної енергії. Для візуалізації отриманих даних створюється WEB інтерфейс (інтернет сторінка), тобто дані з сервера по запиту передаються по протоколу HTTP до мережі інтернет. Блок схема реалізації представлена на рис. 6.

В проекті для зв'язки вимірювальних даних в поточному часі можна використати модуль реального часу RTC ARDUINO типу DS1307 [19].

Принцип дії схеми вимірювання потужності. Струм, який проходить по силовій лінії, індукується в датчику струму і на виході з цього датчика створюється сигнал, який, в свою чергу, поступає на аналоговий вхід мікроконтролера. З понижувального трансформатора (див. рис. 1) напруга мережі трансформується до величини 9 В і далі через дільники напруги знижується до відповідного значення для коректної роботи аналогового входу мікроконтролера. Далі за допомогою програмної реалізації в мікроконтролері [20] за певними алгоритмами проводяться розрахунки величин струму і напруги та розраховується діюче значення споживаної потужності [21, 22]. Ці дані записуються до EEPROM мікроконтролера і оскільки ПЗУ контролера має малий об'єм пам'яті ці дані потрібно передати на сервер. Для цього можна застосувати, наприклад, мережевий модуль HR911105A. Далі отримані сервером дані порівнюються зі встановленими значеннями потужності і отриманими часовими характеристиками споживання електричної енергії, а також з метеоданими (похмуро, сонячно) та рівнями освітленості приміщень, використання навчального обладнання тощо. Після порівняння сервер формує дані в масиви та по запиту може будувати графіки встановленої (розрахункової) потужності з реально спожитою потужністю. Як інтерфейс візуалізації даних отриманих сервером можна використати, наприклад, програмний веб комплекс Megunolink [23].

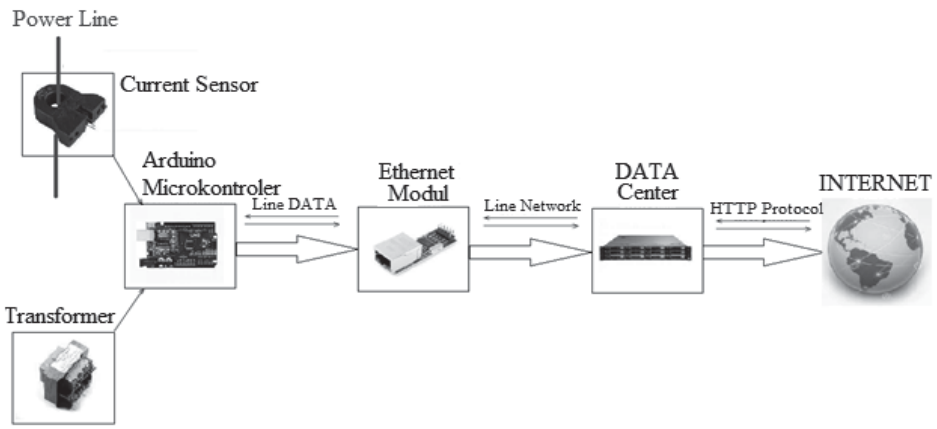


Рисунок 6 – Блок-схема проєкту

Висновки. Аналізуючи отримані дані з вище запропонованої системи обліку електричної енергії можна виявляти споживачів, які увімкнені в мережу і споживають електричну енергію не раціонально, наприклад працююча комп'ютерна техніка в навчальних класах після закінчення навчальної пари або увімкнене освітлення в ясну погоду, коли природньої освітленості достатньо для освітлення аудиторії тощо. Таким чином, виконанням такого проєкту можливо досягнути енергоефективного використання електрообладнання та надати рекомендації з енергозбереження навчального корпусу в цілому. Даний проєкт має можливість апаратного розширення, що в свою чергу дає можливість аналізувати споживання електричної енергії кожної навчальної аудиторії окремо.

Список літератури

1. *Правила улаштування електроустановок*. Київ: Міненерговугілля України, 2017. 617 с.
2. Праховник А. В., Тесик Ю. Ф., Жаркін А. Ф., Новський В. О., Гриб О. Г, Калінчик В. П., Карасінський О. Л., Довгалюк О. М., Лазуренко О. П., Ходаківський А. М., Васильченко В. І., Светелік О. Д. *Автоматизовані системи обліку та якості електричної енергії*. Харків: ПП «Ранок-НТ», 2012. 516 с.
3. Lezhniuk P. D., Bondarchuk A. S., Shullie Iu. A. Investigation and implementation of the fractal properties of electric load on civilian objects in order to efficiently predict and control electrical consumption. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. Vol. 3, No. 8 (99), P. 6–12. doi: 10.15587/1729-4061.2019.168182
4. Квицинський А. О., Кернщький, В. В., Назаров М. В., Нагорний П. Д., Рубан О. В., Зализецький А. М. Шляхи поліпшення метрологічних характеристик вимірювальних комплексів, що містять трансформатори струму та напруги. Энергетика и электрификация. 2003. № 6. С. 13–20.
5. Volokhin V. V., Diahovchenko I. M. The use of nanocrystalline and amorphous materials for electric energy metering improvement and reducing the effects of external magnetic fields. *2016 International Conference on Nanomaterials: Application & Properties (NAP)*. Lviv, Ukraine, 2016. P. 02NEA03-1-02NEA03-3. doi: 10.1109/NAP.2016.7757298
6. Volokhin V., Diahovchenko I. Peculiarities of current sensors used in contemporary electric energy metering devices. Energetika, 2017. Vol. 63, No. 1. P. 8–15. doi: 10.6001/energetika.v63i1.3504
7. Гриб О. Г., Васильченко В. И., Громадський Ю. С. и др. *Контроль потребления электроэнергии с учётом её качества* / ред. Гриб О. Г. Харьков: ХНУРЭ, 2010. 444 с.
8. Дрехслер Р. *Измерение и оценка качества электроенергии при несмиметричной и нелинейной нагрузке*. Москва; Энергоатомиздат. 1985. 113 с.
9. Morva G., Volokhin V., Diahovchenko I., Čonka Z. Analysis of the impact of nonlinear distortion in voltage and current curves on the errors of electric energy metering devices. *2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*. Kyiv, Ukraine, 2017. P. 528–533. doi: 10.1109/UKRCON.2017.8100296
10. Бесараб О. М., Бондарчук А. С., Сокол Я. О. Кореляційний аналіз впливу сучасних побутових електроприладів на комерційні показання лічильників. *Праці Одеського політехного університету*. 2013. Вип. 3 (42). С. 123–126.
11. Lee S., Kwon B., Lee S. Joint Energy Management System of Electric Supply and Demand in Houses and Buildings. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2014. Vol. 29, No. 6. P. 2804–2812. doi: 10.1109/tpwrs. 2014.2311827
12. Kabalci Y. A survey on smart metering and smart grid communication. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. No. 57. P. 302–318.
13. Кулик В. В., Пискляров Д. С. Автоматизація комерційного обліку електроенергії та підвищення її ефективності у розподільних електричних мережах. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2008. № 1. С. 59–64.
14. Мартиненко В. І., Босий Д. О. Дослідження ефективності автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії побутових споживачів. *Електрифікація транспорту*. 2018. № 15. С. 99–108.
15. *Ціна однофазного пристрою обліку енергії*. URL: https://afly.co/4sm5 (дата звернення13.12.2020).
16. *Однофазна вимірювальна електрична схема струму і напруги мережі*. URL: http://publikz.com/wp-content/uploads/2015/08/pmon.png (дата звернення 19.11.2020).
17. *Технічні характеристики плати Arduino UNO, розділ «Arduino–hardware»*. URL: https://store.arduino.cc/arduino-uno-rev3 (дата звернення: 10.10.2020).
18. *Технічні характеристики плати Arduino NANO, розділ «Arduino–hardware»*. URL: https://store.arduino.cc/arduino-nano-rev3 (дата звернення: 10.10.2020).
19. *Технічні характеристики модуль реального часу типу DS1307*. URL: https://arduino.ua/prod724-Real-Time-Clock-Modyl-DS1307-bez-batareiki (дата звернення 19.11.2020).
20. *Список основних функцій мови програмування мікроконтролерів Arduino, розділ «Arduino–reference»*. URL: https://www.arduino.cc/reference/en/ (дата звернення: 19.11.2020).
21. Muller, L., Mohammed, M., Kimball, J. W. Using the Arduino Uno to teach digital control of power electronics. *2015 IEEE 16th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*. Vancouver, BC, 2015. P. 1–8. doi: 10.1109/compel.2015.7236487.
22. Fransiska R. W., Septia E. M. P., Vessabhu W. K., Frans W., Abednego W., Hendro. Electrical power measurement using arduino uno microcontroller and labview. *2013 3rd International Conference on Instrumentation, Communications, Information Technology and*

Biomedical Engineering (ICICI-BME). Bandung, 2013. P. 226–229. doi: 10.1109/ICICI-BME.2013.6698497.
23. *Візуалізатор інтерфейсу Megunolink для Arduino, «Megunolink lite»* URL: http://www.megunolink.com/megunolinklite/ (дата звернення: 16.12.2020).

References (transliterated)

1. *Pravyla ulashtuvannya elektroustanovok* [Electrical installation rules]. Kyiv: Ministry of Fuel and Energy of Ukraine, 2017. 617 p.
2. Prakhovnyk A. V., Tesyk Yu. F., Zharkin A. F., Novs'kyy V. O., Hryb O. H, Kalinchyk V. P., Karasins'kyy O. L., Dovhalyuk O. M., Lazurenko O. P., Khodakivs'kyy A. M., Vasyl'chenko V. I., Svetelik O. D. *Avtomatyzovani systemy obliku ta yakosti elektrychnoyi enerhiyi* [Automated electricity metering and quality systems]. Kharkiv, PP «Ranok-NT» Publ., 2012. 516 p.
3. Lezhniuk P. D., Bondarchuk A. S., Shullie Iu. A. Investigation and implementation of the fractal properties of electric load on civilian objects in order to efficiently predict and control electrical consumption. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019, vol. 3, no. 8 (99), pp. 6–12. doi: 10.15587/1729-4061.2019.168182
4. Kvytsyns'kyy A. O., Kernshch'kyy, V. V., Nazarov M. V., Nahornyy P. D., Ruban O. V., Zalyzets'kyy A. M. Shlyakhy polipshennya metrolohichnykh kharakterystyk vymiryuval'nykh kompleksiv, shcho mistyat' transformatory strumu ta napruhy [Ways to improve the metrological performance of measuring systems containing current and voltage transformers]. *Energetika i elektrifikatsiya* [Energy and electrification]. 2003, no. 6, pp. 13–20.
5. Volokhin V. V., Diahovchenko I. M. The use of nanocrystalline and amorphous materials for electric energy metering improvement and reducing the effects of external magnetic fields. *2016 International Conference on Nanomaterials: Application & Properties (NAP)*. Lviv, Ukraine, 2016, P. 02NEA03-1-02NEA03-3. doi: 10.1109/NAP.2016.7757298
6. Volokhin V., Diahovchenko I. Peculiarities of current sensors used in contemporary electric energy metering devices. Energetika, 2017, vol. 63, no. 1, pp. 8–15. doi: 10.6001/energetika.v63i1.3504
7. Grib O. G., Vasil'chenko V. I., Gromads'kiy Yu. S. i dr. *Kontrol' potrebleniya elektroenergii s uchetom ee kachestva* [Control of electricity consumption considering its quality]. Kharkiv, KhNURE Publ., 2010. 444 p.
8. Drechsler R. *Měření, hodnocení a kvalita odběru elektrické energie v provozu tyristorových zařízení*. Praha, SNTL/ALFA, 1982. 134 s. (Russ. ed.: Drechsler R. Izmerenie i otsenka kachestva elektroenergii pri nesmimetrichnoy i nelineynoy nagruzke. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1985. 113 p.).
9. Morva G., Volokhin V., Diahovchenko I., Čonka Z. Analysis of the impact of nonlinear distortion in voltage and current curves on the errors of electric energy metering devices. *2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*. Kyiv, Ukraine, 2017, pp. 528–533. doi: 10.1109/UKRCON.2017.8100296
10. Besarab O. M., Bondarchuk A. S., Sokol Ya. O. Korelyatsiynyy analiz vplyvu suchasnykh pobutovykh elektropryladiv na komertsiyni pokazannya lichyl'nykiv [Correlation analysis of the impact of modern household appliances on commercial meter readings]. *Pratsi Odes'koho politekhnoho universytetu*. 2013, vol. 3 (42), pp. 123–126.
11. Lee S., Kwon B., Lee S. Joint Energy Management System of Electric Supply and Demand in Houses and Buildings. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2014, vol. 29, no. 6, pp. 2804–2812. doi: 10.1109/tpwrs. 2014.2311827
12. Kabalci Y. A survey on smart metering and smart grid communication. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016, no. 57, pp. 302–318.
13. Kulyk V. V., Pysklyarov D. S. Avtomatyzatsiya komertsiynoho obliku elektroenerhiyi ta pidvyshchennya yiyi efektyvnosti u rozpodil'nykh elektrychnykh merezhakh [Automation of commercial account of electric power and increase of its efficiency in distributive networks]. *Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute*. 2008, no. 1, pp. 59–64.
14. Martynenko V. I., Bosyy D. O. Doslidzhennya efektyvnosti avtomatyzovanoyi systemy komertsiynoho obliku elektroenerhiyi pobutovykh spozhyvachiv [Study on the efficiency of an automated commercial electricity metering system for domestic consumers]. *Elektryfikatsiya transportu*. 2018, no. 15. pp. 99–108.
15. *Tsina odnofaznoho prystroyu obliku enerhiyi* [Price of a single-phase energy meter]. Available at: https://afly.co/4sm5 (accessed.12.2020).
16. *Odnofazna vymiryuval'na elektrychna skhema strumu i napruhy merezhi* [Single-phase current and voltage measurement circuit]. Available at: http://publikz.com/wp-content/uploads/2015/08/pmon.png (accessed 19.11.2020).
17. *Tekhnichni kharakterystyky platy Arduino UNO, rozdil "Arduino–hardware"* [Arduino UNO board specifications, section"Arduino–hardware"]. Available at: https://store.arduino.cc/arduino-uno-rev3 (accessed 10.10.2020).
18. *Tekhnichni kharakterystyky platy Arduino NANO, rozdil "Arduino–hardware"* [Arduino NANO board specifications, section"Arduino–hardware"]. Available at: https://store.arduino.cc/arduino-nano-rev3 (accessed 10.10.2020).
19. *Tekhnichni kharakterystyky modul' real'noho chasu typu DS1307* [Technical specifications real-time module type DS1307]. URL: https://arduino.ua/prod724-Real-Time-Clock-Modyl-DS1307-bez-batareiki (дата звернення 19.11.2020).
20. *Spysok osnovnykh funktsiy movy prohramuvannya mikrokontroleriv Arduino, rozdil "Arduino–reference"* [List of basic functions of the Arduino microcontroller programming language, section "Arduino–reference"]. Available at: www.arduino.cc/en/Reference (accessed 19.11.2020).
21. Muller, L., Mohammed, M., Kimball, J. W. Using the Arduino Uno to teach digital control of power electronics. *2015 IEEE 16th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*. Vancouver, BC, 2015, pp. 1–8. doi: 10.1109/compel.2015.7236487.
22. Fransiska R. W., Septia E. M. P., Vessabhu W. K., Frans W., Abednego W., Hendro. Electrical power measurement using arduino uno microcontroller and labview. *2013 3rd International Conference on Instrumentation, Communications, Information Technology and Biomedical Engineering (ICICI-BME)*. Bandung, 2013, pp. 226–229. doi: 10.1109/ICICI-BME.2013.6698497.
23. *Vizualizator interfeisu Megunolink dlia Arduino, "Megunolink lite"* [Megunolink interface visualiser for Arduino, "Megunolink lite"]. Available at: http://www.megunolink.com/megunolinklite/ (accessed 16.12.2020).

Надійшла (received) 18.11.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Шевченко Сергій Юрійович (Шевченко Сергей Юрьевич, Shevchenko Sergey Yurievich) – доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», завідувач кафедри передачі електричної енергії, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-9658-7787; e-mail: syurik42@gmail.com.

Борзенков Ігор Іванович (Борзенков Игорь Иванович, Borzenkov Igor Ivanovich) – аспірант, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», кафедра передачі електричної енергії; Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-7775-9571; e-mail: i.borzenkov@etech.sumdu.edu.ua.

Лебединський Ігор Леонідович (Лебединский Игорь Леонидович, Lebedinsky Igor Leonidovich) – кандидат технічних наук, доцент, Сумський державний університет, завідувач кафедрою електроенергетики; Суми, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0003-2843-1032; e-mail: i.lebedinskiy@etech.sumdu.edu.ua.

УДК 621.315.615.2 **doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.16**

О. В. ШУТЕНКО, С. Г. ПОНОМАРЕНКО

КОРИГУВАННЯ ГРАНИЧНО ДОПУСТИМИХ ЗНАЧЕНЬ ПРОБИВНОЇ НАПРУГИ ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ МЕТОДОМ МІНІМАЛЬНОГО РИЗИКУ

Запропоновано метод коригування гранично допустимих значень пробивної напруги трансформаторних масел з метою мінімізації можливого економічного збитку в разі прийняття помилкових рішень при діагностиці стану трансформаторних масел за результатами періодичних випробувань. Наведено опис алгоритму статистичної обробки результатів періодичних випробувань, використання якого дозволяє сформувати масиви з однорідними значеннями показників в умовах апріорної обмеженості вимірювальної інформації. Виконано аналіз законів розподілу значень пробивної напруги для трансформаторних масел, придатних і не придатних до експлуатації за значеннями даного показника. За результатами аналізу встановлено, що значення пробивної напруги масел з різним станом мають розподіл Вейбула. Встановлено, що значення математичних очікувань пробивної напруги масел, придатних до експлуатації зі старінням трансформаторних масел, зсуваються в область низьких значень. З цього випливає, що гранично допустимі значення пробивної напруги масел для даних розподілів повинні відрізнятися. Підтверджено раніше відомий факт, що для одномодальних розподілів гранично допустиме значення показників, що забезпечують мінімум ризику, знаходиться в інтервалі, обмеженому математичними очікуваннями розподілів показника з різним станом. Сформульовано вирішальне правило і складена функція середнього ризику для коригування гранично допустимих значень пробивної напруги трансформаторних масел. На основі мінімізації функції середнього ризику методом Ньютона визначені гранично допустимі значення пробивної напруги масел. Виконаний порівняльний аналіз показав, що коригування гранично допустимих значень пробивної напруги масел дозволяє знизити значення ризиків у 1,52÷19,13 разів, в порівнянні з ризиками, які забезпечують використання гранично допустимих значень, регламентованих в стандартах. Встановлено, що гранично допустимі значення пробивної напруги масел, що забезпечують мінімальне значення середнього ризику, не є постійними. Вони змінюються в залежності від значень цін помилкових рішень і ймовірностей появи різних станів масла дефектного і бездефектного стану трансформаторів.

Ключові слова: силові трансформатори, діагностика, трансформаторне масло, пробивна напруга, результати періодичних випробувань, статистичний аналіз, закони розподілу, гранично допустимі значення, мінімальний ризик.

О. В. ШУТЕНКО, С. Г. ПОНОМАРЕНКО

КОРРЕКТИРОВКА ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПРОБИВНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ МЕТОДОМ МИНИМАЛЬНОГО РИСКА

Предложен метод корректировки предельно допустимых значений пробивного напряжения трансформаторных масел с целью минимизации возможного экономического ущерба в случае принятия ошибочных решений при диагностике состояния трансформаторных масел по результатам периодических испытаний. Приведено описание алгоритма статистической обработки результатов периодических испытаний, использование которого позволяет сформировать массивы с однородными значениями показателей в условиях априорной ограниченности измерительной информации. Выполнен анализ законов распределения значений пробивного напряжения для трансформаторных масел годных и не годных к эксплуатации по значениям данного показателя. По результатам анализа установлено, что значения пробивного напряжения масел с разным состоянием имеют распределение Вейбулла. Установлено, что значения математических ожидания пробивного напряжения масел годного к эксплуатации по мере старения трансформаторных масел сдвигаются в область низких значений. Из этого следует, что предельно допустимые значения пробивного напряжения масел для данных распределений должны отличаться. Подтвержден ранее известный факт, что для одномодальных распределений предельно допустимые значения показателей, которые обеспечивают минимум риска, находится в интервале, ограниченном математическими ожиданиями распределений показателя с разным состоянием. Сформулировано решающее правило и составлена функция среднего риска для корректировки предельно допустимых значений пробивного напряжения трансформаторных масел. На основе минимизации функции среднего риска методом Ньютона определены предельно допустимые значения пробивного напряжения масел. Выполненный сравнительный анализ показал, что корректировка предельно допустимых значений пробивного напряжения масел позволяет снизить значения рисков в 1,52÷19,13 раз, по сравнению с рисками, которые обеспечивают использование предельно допустимых значений, регламентированных в стандартах. Установлено, что предельно допустимые значения пробивного напряжения масел, обеспечивающие минимальное значение среднего риска, не являются постоянными. Они изменяются в зависимости от значений цен ошибочных решений и вероятностей появления различных состояний масла дефектного и бездефектного состояния трансформаторов.

Ключевые слова: силовые трансформаторы, диагностика, трансформаторное масло, пробивное напряжение, результаты периодических испытаний, статистический анализ, законы распределения, предельно допустимые значения, минимальный риск.

O. V. SHUTENKO, S. H. PONOMARENKO

CORRECTION OF TRANSFORMER OIL BREAKDOWN VOLTAGE MAXIMUM PERMISSIBLE VALUES BY THE MINIMUM RISK METHOD

The method of correction of maximum permissible values of breakdown voltage of transformer oils in order to minimize possible economic damage in case of making erroneous decisions during diagnostics of the condition of transformer oils according to the results of periodic tests is proposed. An algorithm for statistical processing of the periodic test results is described, the use of which allows forming arrays with homogeneous values of the indicators under a priori limited measuring information. Analysis of distribution laws of breakdown voltage values for the transformer oils suitable and unsuitable for operation according to the values of this indicator is done. According to the results of the analysis, it was found that the breakdown voltage values of oils with different states have Weibull distribution. It was determined that the values of mathematical expectations of breakdown voltage of serviceable oils with the ageing of transformer oils shifts to the area of low values. It means that the breakdown voltage maximum permissible values of oils for the given distributions should be different. It is confirmed by the previously known fact that for unimodal distributions, the maximum permissible values of indicators that provide a minimum of risk are in an interval bounded by the mathematical expectation of the indicator distributions with different states. A decisive rule is formulated and an average risk function is compiled to adjust the maximum permissible breakdown voltage values of transformer oils. Based on the minimisation of the average risk function by Newton's method, the maximum permissible values of the breakdown voltage of oils have been determined. The made comparative analysis has shown that the correction of maximum permissible

© О. В. Шутенко, С. Г. Пономаренко, 2020

values of breakdown voltage of oils allows decreasing the risk values by 1.52÷19.13 times in comparison with risks, which provide the use of maximum permissible values, regulated in standards. It was found that the maximum permissible values of the breakdown voltage of oils, providing a minimum value of average risk, are not constant. They vary depending on the values of faulty decision prices and the probabilities of occurrence of different defective and defect-free oil states of transformers.

Keywords: power transformers, diagnostics, transformer oil, breakdown voltage, periodic test results, statistical analysis, distribution laws, maximum permissible values, minimum risk.

Постановка проблеми. В умовах істотного старіння парку високовольтного маслонаповненого обладнання особливої актуальності набуває завдання забезпечення експлуатаційної надійності і, як наслідок, безперебійного і надійного електропостачання споживачів електричною енергією. Експлуатаційна надійність високовольтного маслонаповненого обладнання багато в чому визначається адекватністю і достовірністю методів, що використовуються для діагностики його стану. У більшості випадків оцінка стану обладнання виконується на основі порівняння виміряних значень показників з їх граничними або гранично допустимими значеннями (ГДЗ), які регламентовані діючими стандартами. Очевидно, що достовірність діагностики і, як наслідок, експлуатаційна надійність обладнання буде багато в чому залежати від того, наскільки адекватно ГДЗ показників враховують реальний стан обладнання, фізичні особливості процесів старіння ізоляції і вплив факторів, які впливають на обладнання в умовах тривалої експлуатації. Оскільки трансформаторне масло є одним з найважливіших елементів ізоляції високовольтних трансформаторів, а пробивна напруга характеризує здатність масла витримувати прикладену напругу без пробою, то в даній роботі запропоновано метод коригування ГДЗ пробивної напруги в трансформаторному маслі на основі мінімізації функції середнього ризику.

Аналіз публікацій. У більшості міжнародних і національних стандартів [1–4] оцінка стану трансформаторних масел здійснюється шляхом порівняння виміряних значень показників масла з їх ГДЗ. При цьому ГДЗ нормуються за класом напруги трансформаторів і сортом масла. Деякі компанії, наприклад, SDMyers (США) використовують багаторівневі системи контролю [5], в яких виділені три характерні області: область прийнятних значень показників якості масла, область погіршених значень показників якості і область неприйнятних показників якості. На додаток до вимог, регламентованих в [1–5], велика кількість публікацій присвячена удосконаленню методів оцінки стану трансформаторних масел. Комплексний аналіз існуючих методів діагностики стану трансформаторних масел наведено в [6–7]. У [8] для оцінки ступеня старіння масел використовувався термічний аналіз та інфрачервона спектроскопія з перетворенням Фур'є, що, на думку авторів, дозволяє виконувати оцінку стану трансформаторного масла на ранньому етапі. Аналогічний підхід використаний і в [9]. У [10] для ранньої діагностики стану масла запропонована нова технологія вимірювання флуоресцентного випромінювання, яка була експериментально зіставлена з іншими методами вимірювання (такими як метод титрування та інфрачервона спектроскопія) для перевірки її на предмет вимірювання окислення електроізоляційного масла. В [11] для оцінки стану масла розроблений метод абсорбційної спектроскопії на основі характеристики спектрального поглинання шляхом прийняття методу поглинання ультрафіолету. Не менше число досліджень присвячене вдосконаленню процедур прийняття рішень при оцінці стану трансформаторних масел. Наприклад, в [12, 13] для оцінки стану трансформаторних масел запропоновано використовувати поліноміальну модель. У [14] оцінка стану масел виконувалася з використанням методу траєкторій. У [15] запропонована стратегія технічного обслуговування силових трансформаторів, заснована на аналізі результатів випробувань масла і паперової ізоляції, яка призводить до мінімізації експлуатаційних ризиків. Однак, незважаючи на достатній обсяг публікацій, питання коригування ГДЗ показників масел висвітлені недостатньо, за винятком [16], що і послужило причиною для проведення даних досліджень.

Мета статті. В статті наведено опис методу коригування ГДЗ пробивної напруги трансформаторних масел, заснованого на мінімізації функції середнього ризику.

Метод досліджень. У теорії технічної діагностики [17] для визначення граничних значень діагностичних ознак розглядається кілька критеріїв:

1. *Критерій мінімального числа помилкових рішень*. При використанні даного критерію мінімізується ймовірність прийняття помилкових рішень. Якщо прийняти вирішальне правило, що діагностований об'єкт відноситься до справного стану, якщо значення показника не перевищує ГДЗ, і відноситься до несправного стану в іншому випадку, то ймовірність помилкових рішень визначається як:

$$P_{\text{пом}} = P_1 \int_{X_0}^{\infty} f\left(\frac{x}{D_1}\right) dx + P_2 \int_{-\infty}^{x_0} f\left(\frac{x}{D_2}\right) dx \ , \quad (1)$$

де $P_{\text{пом}}$ – імовірність прийняття помилкових рішень;

P_1 – імовірність справного стану аналізованого обладнання;

P_2 – імовірність несправного стану аналізованого обладнання;

$\int_{X_0}^{\infty} f\left(\frac{x}{D_1}\right) dx$ – імовірність того, що при справному стані діагностованого обладнання значення показника буде перевищувати ГДЗ;

$P_2 \int_{-\infty}^{x_0} f\left(\frac{x}{D_2}\right) dx$ – імовірність того, що при несправному стані діагностованого обладнання значення показника буде нижче ГДЗ;

$f\left(\frac{x}{D_1}\right)$ – функція щільності розподілу діагностичного показника для справного стану;

$f\left(\frac{x}{D_2}\right)$ – функція щільності розподілу діагностичного показника для несправного стану.

2) *Критерій мінімуму ризику*. При використанні даного критерію ГДЗ визначаються з умови мінімуму ризику. При використанні наведеного вище вирішального правила функція ризику, що підлягає мінімізації, має вигляд:

$$R = C_{21}P_1 \int_{X_0}^{\infty} f\left(\frac{x}{D_1}\right) dx + C_{12}P_2 \int_{-\infty}^{X_0} f\left(\frac{x}{D_2}\right) dx, \quad (2)$$

де R – середній ризик;

C_{21} – умовна вартість ймовірності помилки першого роду (приймається рішення про несправний стан обладнання, коли має місце справний стан);

C_{12} – умовна вартість ймовірності помилки другого роду (приймається рішення про справний стан обладнання, в той час коли має місце несправний стан).

3) *Мінімаксний критерій.* Даний критерій призначений для ситуації, коли відсутні попередні статистичні відомості про ймовірність діагнозів. Розглядається «найгірший випадок», тобто найменш сприятливі значення:

$$R(x_0, P_1) = C_{21}P_1 \int_{X_0}^{\infty} f\left(\frac{x}{D_1}\right) dx +$$

$$+C_{12}(1 - P_1) \int_{-\infty}^{X_0} f\left(\frac{x}{D_2}\right) dx. \quad (3)$$

4) *Критерій Неймана-Пірсона*. За методом Неймана-Пірсона мінімізується ймовірність помилки першого роду при заданому допустимому рівні ймовірності другого роду:

$$P_1 \int_{X_0}^{\infty} f\left(\frac{x}{D_1}\right) dx \le A, \quad (4)$$

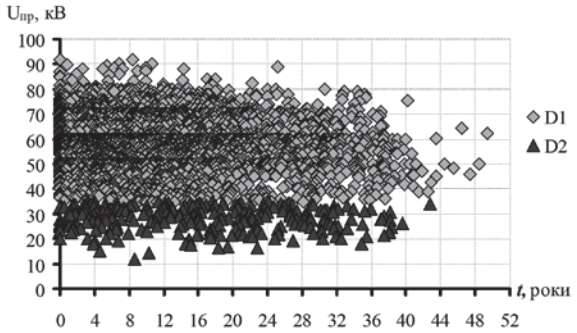
де A – заданий допустимий рівень ймовірності помилкової тривоги.

Вибір того чи іншого критерію проводиться з урахуванням конкретного завдання. При діагностиці стану високовольтних силових трансформаторів слід враховувати, що ціна помилки II-го роду багато вище, аніж ціна помилки I-го роду. В таких умовах граничні значення доцільніше визначати не з точки зору мінімізації загального числа помилкових рішень або ймовірностей одного з них, а з точки зору мінімізації можливого економічного збитку, яким супроводжується прийняття помилкового рішення. Тому в даній роботі в якості критерію для коригування ГДЗ пробивної напруги трансформаторних масел обраний критерій мінімуму середнього ризику.

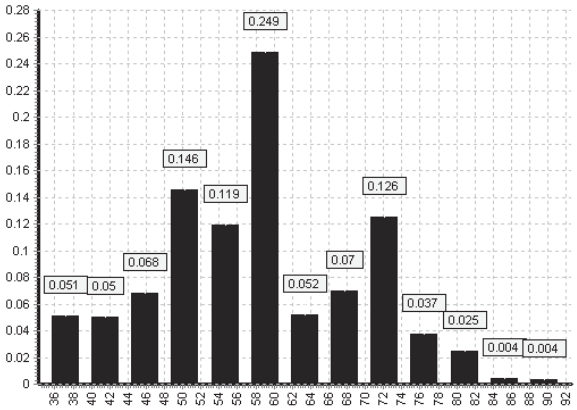
Оскільки практичне використання будь-якого з розглянутих критеріїв передбачає наявність інформації про закони розподілу діагностичної ознаки в обладнанні з різним станом, то завданням наступного етапу досліджень було дослідження законів розподілу трансформаторних масел.

Статистична обробка результатів періодичних випробувань. В якості вихідних даних були використані результати періодичного контролю пробивної напруги трансформаторних масел по 231 трансформатору напругою 110 кВ з 6 областей України. Загальний обсяг вибірки склав 3723 значення. Залежно від результатів періодичних випробувань масив вихідних даних був розбитий на два масиви: придатне до експлуатації масло і не придатне до експлуатації масло. Використовуючи основні терміни з теорії технічної діагностики [17], позначимо масив даних, що складається з результатів випробувань для придатного до експлуатації масла, за значеннями пробивної напруги як D_1, а масив даних, що складається з результатів випробувань для не придатного до експлуатації масла, як D_2. Обсяг вибіркових значень для масиву D_1 склав 3348 значень, а для масиву D_2 – 375 вибіркових значень.

Оскільки результати випробувань отримані в різних лабораторіях, а аналізовані трансформатори мають різний термін служби, експлуатуються з різним завантаженням, залиті різними сортами масел, то очевидно, що швидкість зниження пробивної напруги масла в аналізованих трансформаторах істотно різниться. Тобто вихідні дані є статистично неоднорідними. У цьому легко переконатися, проаналізувавши залежність пробивної напруги трансформаторних масел від тривалості експлуатації, яка наведена на рис. 1 (*а*) і гістограму емпіричного розподілу пробивної напруги масел, побудовану для даних з масиву D_1, яка наведена на рис. 1 (*б*). Як видно з рис. 1 (*а*), вихід значень пробивної напруги масел за межі допустимих значень спостерігається практично з моменту введення силових трансформаторів в експлуатацію. Аналогічна картина спостерігається і для значень пробивної напруги придатного до експлуатації масла. Відносно високі значення пробивної напруги можуть мати місце при великих значеннях тривалості експлуатації, а низькі значення даного показника були отримані при невеликому терміні служби. З одного боку це обумовлено різною швидкістю старіння масел, а з іншого – наявністю похибок і грубих промахів в результатах випробувань. Неоднорідність вихідних даних призводить до спотворення гістограми емпіричного розподілу (рис. 1 (*б*)), що не дозволяє виконати оцінку законів розподілу пробивної напруги трансформаторних масел з різним станом. У зв'язку з цим виникає завдання формування однорідних масивів пробивної напруги трансформаторних масел.



а



б

Рисунок 1 – Залежність пробивної напруги трансформаторних масел від тривалості експлуатації (*а*) для масиву вихідних даних і відповідна їй гістограма емпіричного розподілу (*б*)

Як показано в [14], використання формального підходу, заснованого на формуванні однорідних масивів даних за критерієм тривалості експлуатації або за типом, номінальною потужністю трансформаторів, без урахування завантаження трансформаторів (яка не завжди відома) не дозволяє сформувати масиви однорідних даних. У [18] для формування однорідних масивів діагностичних показників в умовах обмеженості апріорної інформації про режими роботи обладнання запропоновано використовувати підхід, заснований на перевірці статистичних гіпотез. Формування масивів з однорідними результатами періодичних випробувань виконувалося шляхом використання трьох статистичних критеріїв [19]:

1) ранговий непараметричний критерій Вілкоксона (W) – для перевірки статистичної гіпотези про схожість законів розподілу двох незалежних вибірок:

$$W = \sum_{i=1}^{n} s(r_i), \tag{5}$$

де r_i – ранги діагностичних ознак в загальному варіаційному ряду;

$s(r_i)$ – одна з можливих N! перестановок рангу r_i.

2) Z-критерій – для перевірки статистичної гіпотези про рівність математичних очікувань двох незалежних вибірок:

$$Z_{\text{спост}} = \frac{\bar{x}_1 - \bar{x}_2}{\sqrt{\frac{D_1}{n} + \frac{D_2}{m}}}, \tag{6}$$

де $\bar{x}_1$– вибіркове середнє значення діагностичної ознаки, розраховане за результатами випробувань першого трансформатора;

$\bar{x}_2$– вибіркове середнє значення діагностичної ознаки, розраховане за результатами випробувань другого трансформатора;

D_1 – вибіркова дисперсія діагностичної ознаки, розрахована за результатами випробувань першого трансформатора;

D_2 – вибіркова дисперсія діагностичної ознаки, розрахована за результатами випробувань другого трансформатора;

n – число спостережень діагностичної ознаки для першого трансформатора;

m – число спостережень діагностичної ознаки для другого трансформатора.

3) критерій Фішера-Снедекора (F) для перевірки статистичної гіпотези про рівність дисперсій двох незалежних вибірок:

$$F_{\text{спост}} = \frac{\delta^2_{max}}{\delta^2_{min}}, \tag{7}$$

де δ^2_{max} – значення максимальної вибіркової дисперсії;

δ^2_{min} – значення мінімальної вибіркової дисперсії.

Дві незалежні вибірки вважалися однорідними, якщо при заданому рівні значущості $\alpha = 0{,}05$ за результатами тестування не відкидалися статистичні гіпотези:

- про схожість законів розподілу двох незалежних вибірок ($W_1 > W_{n1,\, n2,\, 0{,}025}$, $W_2 < W_{n1,\, n2,\, 0{,}975}$);
- про рівність математичних очікувань двох незалежних вибірок ($Z_{\text{набл}} < Z_{\text{крит},\, 0{,}95}$);
- про рівність дисперсій двох незалежних вибірок ($F_{\text{набл}} < F_{(n1-1),\, (n2-1),\, 0{,}95}$).

Як показано в [20–21], використання такого підходу, стосовно до діагностичних ознак різної фізичної природи, дозволяє сформувати масиви з однорідними значеннями показників, навіть в умовах обмеженості вимірювальної інформації. Наведений алгоритм статистичної обробки результатів випробувань був реалізований у вигляді авторської програми «ODNORODN» [22], яка дозволяє істотно скоротити час, необхідний для статистичної обробки вихідних даних. Використання програми «ODNORODN» стосовно масиву значень пробивної напруги придатного до експлуатації масла дозволило сформувати 4 масиви значень пробивної напруги з близькими значеннями вибіркових середніх, вибіркових дисперсій і подібними законами розподілів.

Для обробки значень пробивної напруги не придатного до експлуатації масла був використаний підхід, заснований на виділенні грубих промахів з числа однотипних вимірювань. Для цих цілей був використаний критерій Ірвіна [19], який може застосовуватися для випадку, коли закон розподілу випадкової величини невідомий або відрізняється від нормального. Для цих цілей значення пробивної напруги з масиву D_2 були відсортовані за спаданням, після чого оцінювалися «підозрілі» значення пробивної напруги по краях варіаційного ряду. Значення критерію Ірвіна визначалося як:

$$\eta_{\text{розр}} = \frac{(x_k - x_{k\ \text{попер.}})}{S}, \tag{8}$$

де x_k – підозріле значення;

$x_{k\ \text{попер.}}$ – попереднє значення у варіаційному ряді.

Отримане розрахункове значення критерію Ірвіна порівнювалось із табличним $\eta_{\text{табл}}$. Якщо $\eta_{\text{розр}} > \eta_{\text{табл}}$, тоді розглянуте значення відкидалось і перевірялося наступне. Перевірка продовжувалась, поки не було одержано $\eta_{\text{розр}} < \eta_{\text{табл}}$.

Обсяг вибіркових значень N, значення вибіркового середнього M_x, вибіркової дисперсії D_x, а також коефіцієнтів асиметрії j_a і ексцесу j_e для масивів даних, отриманих в ході статистичної обробки для придатного до експлуатації масла (D_{11}–D_{14}) і не придатного до експлуатації масла (D_2), наведені в табл. 1.

Таблиця 1 – Статистичні характеристики однорідних масивів пробивної напруги

Масив	N	M_x	D_x	j_a	j_e
D_{11}	204	71,066	124,016	-0,658	3,038
D_{12}	378	67,477	144,713	-0,721	3,708
D_{13}	887	57,626	182,132	-0,431	2,777
D_{14}	680	49,259	142,046	-0,079	2,730
D_2	275	27,647	19,814	-0,653	3,083

Як видно з табл. 1, значення математичних очікувань пробивної напруги масел, навіть для нормального стану (масиви D_{11}–D_{14}), значимо відрізняються, що свідчить як про різну якість трансформаторного масла, так і про різну інтенсивність старіння масел, тобто про наявність відмінностей в режимах експлуатації трансформаторів. Математичне очікування пробивної напруги трансформаторного масла для масиву D_2 (масло не придатне до експлуатації за значенням пробивної напруги) має найнижчі значення. Для всіх 5 масивів виявлена негативна асиметрія, що свідчить про те, що «довга частина» кривої розподілу розташована зліва від математичного очікування. Позитивне значення коефіцієнта ексцесу говорить про те, що крива розподілу має більш високу і «гостру» вершину, ніж крива нормального закону. Отримані емпіричні значення коефіцієнтів асиметрії і ексцесу побічно свідчать про те, що розподіли пробивної напруги масла як для придатного до експлуатації масла, так і для масла з низьким значенням пробивної напруги можуть відрізнятися від нормального закону.

Аналіз законів розподілу пробивної напруги трансформаторних масел з різним станом. Для перевірки гіпотези про відповідність теоретичного закону розподілу емпіричним даним була використана програма «ZR», розроблена на кафедрі «Передача електричної енергії» НТУ «ХПІ» [22]. Дана програма дозволяє розбити діапазон зміни випадкової величини на інтервали, для чого за замовчуванням використовується формула Стерджеса:

$$L = 1 + 3{,}322 \cdot \lg N, \tag{9}$$

де N – обсяг вибіркових значень.

У разі необхідності користувач може сам задати необхідне число інтервалів. Далі будується гістограма емпіричного розподілу. Після чого за вибірковими значеннями виконується оцінка параметрів для таких законів розподілу: нормальний, бета-розподіл, експоненційний, екстремальний, гамма-розподіл, Лапласа, логістичний, логарифмічний нормальний, Релея, Вейбула, Парето. Для кожного з 11 законів розподілу виконується перевірка відповідності теоретичного закону розподілу емпіричним даним. Для цього використовувалися два статистичних критерії [19]:

1) Критерій χ^2 Пірсона:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^{k} \frac{(n_i - n_i')^2}{n_i'}, \tag{10}$$

де n_i – значення емпіричних частот;

n_i' – значення теоретичних частот;

k – кількість інтервалів.

Для перевірки основної гіпотези обчислюється вибіркове значення критерію χ^2 і по таблиці критичних точок розподілу критерію χ^2, по заданому рівню значущості α і числу ступенів свободи f визначається критична точка $\chi^2_{\text{крит}}(\alpha, f)$.

Число ступенів свободи f визначається як:

$$f = k - 1 - r,$$

де k – число груп (часткових інтервалів) вибірки;

r – число параметрів передбачуваного розподілу, які оцінені за даними вибірки.

Якщо розрахункове значення критерію χ^2 менше критичного, то основна гіпотеза (генеральна сукупність розподілена за цим законом) не відкидається. Якщо розрахункове значення критерію χ^2 більше критичного, то основна гіпотеза відкидається.

2) Критерій Колмогорова-Смирнова:

$$D_n = \sup_x |F_n(x) - F(x)|, \tag{11}$$

де $F_n(x)$ – емпірична функція розподілу;

$F(x)$ – теоретична функція розподілу.

Основна гіпотеза (генеральна сукупність розподілена за цим законом) відкидається, якщо $\sqrt{n} \cdot D_N$ перевищує квантиль розподілу $K\alpha$ заданого рівня значущості α, і не відкидається в іншому випадку.

Виконаний за допомогою програми аналіз показав, що значення пробивної напруги масла незалежно від його стану може бути описане розподілом Вейбула. Значення параметрів закону розподілу Вейбула, а також розрахункові і критичні значення (при α = 0,05) критеріїв Пірсона і Колмогорова-Смирнова наведені в табл. 2.

Таблиця 2 – Значення параметрів закону розподілу Вейбула, а також розрахункові і критичні значення (при α = 0,05) критеріїв Пірсона і Колмогорова-Смирнова

Масив	Параметри закону розподілу		Значення критерію Пірсона			Значення критерію Колмогорова-Смирнова	
	α	β	f	$\chi^2_{розр.}$	$\chi^2_{крит.}$	$\lambda_{розр.}$	$\lambda_{крит.}$
D_{11}	75,62	7,52	5	6,590	11,1	0,601	1,36
D_{12}	72,29	6,56	3	6,303	7,82	0,617	1,36
D_{13}	62,74	4,88	8	15,41	15,5	0,601	1,36
D_{14}	53,74	4,7	6	5,835	12,6	0,398	1,36
D_2	29,46	7,31	4	3,162	9,49	0,355	1,36

Як видно з табл. 2, розрахункові значення критеріїв згоди для всіх п'яти аналізованих масивів даних не перевищують критичні значення при рівні значущості α = 0,05 і відповідному значенні ступенів свободи, що не дозволяє відкинути гіпотезу про прийнятність розподілу емпіричних даних пробивної напруги трансформаторних масел – закону розподілу Вейбула.

Щільність розподілу Вейбула має вигляд:

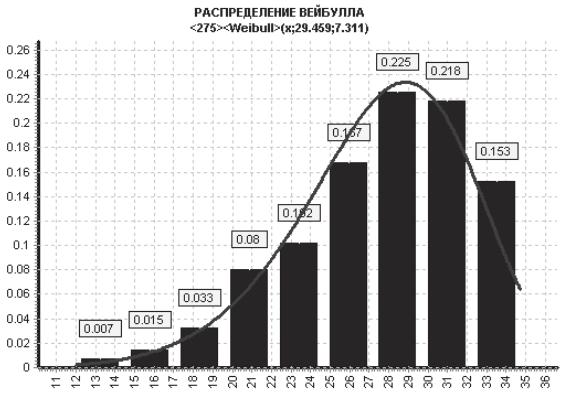
$$p(x, \alpha, \beta) = \frac{\beta}{\alpha^{\beta}} \cdot x^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^{\beta}}, \qquad (12)$$

де α, β – параметри закону розподілу, інтерпретовані відповідно як параметр масштабу і параметр форми.

На рис. 2 наведені гістограми емпіричних розподілів і функції щільності теоретичних розподілів Вейбула для придатного до експлуатації (рис. 2 *а*) і не придатного до експлуатації масла (рис. 2 *б*).

Коригування ГДЗ пробивної напруги масла методом мінімального ризику. Отримані параметри законів розподілу пробивної напруги масел з різним станом дозволяють використовувати метод мінімального ризику для коригування ГДЗ даного показника.

а



б

Рисунок 2 – Гістограма емпіричного розподілу і функція щільності розподілу Вейбула для пробивної напруги масла: *а* – масло придатне до експлуатації (масив D_{13}); *б* – масло не придатне до експлуатації (масив D_2)

Оскільки при оцінці стану масел за значенням пробивної напруги масло визнається непридатним до експлуатації, якщо виміряні значення пробивної напруги менше ГДЗ [1–4], то вирішальне правило має вигляд:

$$U_{пр} \in D_1 \text{ при } U_{пр} > U_{пр\ г.д.},$$

$$U_{пр} \in D_2 \text{ при } U_{пр} < U_{пр\ г.д.}, \qquad (13)$$

де D_1 – придатне до експлуатації масло;

D_2 – непридатне до експлуатації масло;

$U_{пр\ г.д}$ – ГДЗ пробивної напруги масла.

Даному правилу відповідає і взаємне розташування теоретичних щільностей розподілу пробивної напруги трансформаторних масел, відображене на рис. 3. Пунктирною лінією позначено ГДЗ пробивної напруги, регламентоване в Україні.

Як видно з рис. 3, значення математичних очікувань пробивної напруги придатного до експлуатації масла (D_{11}–D_{14}) зі старінням трансформаторних масел зсуваються в область низьких значень. З чого випливає, що ГДЗ пробивної напруги масел для даних розподілів повинні відрізнятися.

Рисунок 3 – Щільності теоретичного розподілу пробивної напруги трансформаторних масел з різним станом

Враховуючи вирішальне правило (13) і щільності розподілу Вейбула (12), вираз для середнього ризику (1) матиме вигляд:

$$R = C_{21}P_1 \int_{U_{\text{г.д.}}}^{\infty} \frac{\beta_1}{\alpha_1^{\beta_1}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_1 - 1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр}}}{\alpha_1}\right)^{\beta_1}} dU_{\text{пр}} +$$

$$+C_{12}P_2 \int_{-\infty}^{U_{\text{г.д.}}} \frac{\beta_2}{\alpha_2^{\beta_2}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_2 - 1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр}}}{\alpha_2}\right)^{\beta_2}} dU_{\text{пр}}, \qquad (14)$$

де α_1, β_1 – значення параметрів масштабу і форми для розподілу значень пробивної напруги для придатного до експлуатації масла;

α_2, β_2 – значення параметрів масштабу і форми для розподілу значень пробивної напруги для не придатного до експлуатації масла;

$U_{\text{г.д.}}$ – ГДЗ пробивної напруги масла, що підлягає визначенню.

Відомо [17], що мінімальне значення функції середнього ризику забезпечують значення параметра $U_{\text{г.д.}}$, для яких виконуються дві умови:

$$\frac{dR}{dU_{\text{г.д.}}} = 0 \text{ і } \frac{d^2R}{d\text{tg}\delta_{\text{гр}}^2} > 0. \qquad (15)$$

Враховуючи, що точне аналітичне рішення для функції (14) з умовами (15) відсутне, для визначення ГДЗ $U_{\text{г.д.}}$ був використаний метод Ньютона [23]. Згідно [17], для одномодальних розподілів (в тому числі і для розподілу Вейбула) граничне значення, що забезпечує мінімум ризику, знаходиться між математичними очікуваннями щільності розподілів двох станів, що значно спрощує процес розрахунку. Виконаний аналіз показав, що дана тенденція має місце і для пробивної напруги трансформаторних масел. Як приклад, на рис. 4 наведена залежність величини середнього ризику від значень пробивної напруги масла, розрахована для масиву придатного до експлуатації масла D_{11} при значеннях $P_1 = 0{,}95$, $P_2 = 0{,}05$, $C_{21} = 1$ і $C_{12} = 100$. Пунктирними лініями на рисунку позначені значення математичних очікувань пробивної напруги масла з різним станом, які для розподілу Вейбула визначалися як:

$$m = \alpha_i \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta_i}\right), \qquad (16)$$

де α_i, β_i – значення параметрів масштабу і форми пробивної напруги масел для розподілу Вейбула;

$\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} t^{x-1} \cdot e^{-t} dt$ – гамма-функція Ейлера.

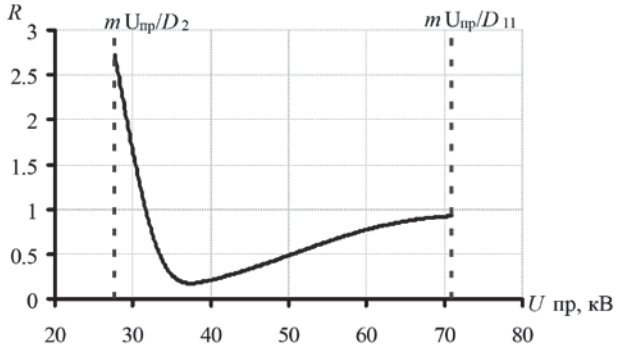


Рисунок 4 – Залежність величини середнього ризику від значень пробивної напруги

Як видно з рис. 4, наведена залежність має чітко виражений мінімум, який відповідає певному значенню пробивної напруги. У табл. 3 наведені ГДЗ пробивної напруги, що забезпечують мінімум ризику, отримані при значеннях $P_1 = 0{,}95$, $P_2 = 0{,}05$, $C_{21} = 1$ і $C_{12} = 100$. Там же наведені значення ймовірностей правильних (P_{11}, P_{22}) і помилкових рішень (P_{21}, P_{12}), а також значення середнього ризику (R), які супроводжують використання отриманих ГДЗ.

Таблиця 3 – ГДЗ пробивної напруги трансформаторних масел, отримані методом мінімального ризику, значення ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значення середнього ризику

Масив	$U_{\text{г.д.}}$	P_{11}	P_{21}	P_{22}	P_{12}	R
D_{11}	39,6	0,992	0,008	0,9998	0,0002	$8{,}1\ 10^{-3}$
D_{12}	39,0	0,982	0,018	0,9996	0,0004	0,018
D_{13}	38,0	0,9167	0,0833	0,9984	0,0016	0,0869
D_{14}	37,4	0,833	0,167	0,996	0,004	0,174

Як видно з табл. 3, ГДЗ трансформаторних масел, що забезпечують мінімум економічного збитку в разі прийняття помилкових рішень, відрізняються для різних масивів даних. При цьому вони перевищують значення 35 кВ, яке регламентовано в якості ГДЗ в [2–4]. Також з табл. 3 легко побачити, що з погіршенням властивостей масел (зниження значень математичних очікувань пробивної напруги придатних до експлуатації масел від масиву D_{11} до масиву D_{14}) спостерігається зменшення значення ймовірностей прийняття правильних рішень (P_{11} і P_{22}) і, як наслідок, збільшення значення середнього ризику. Тобто ризик зростає зі зниженням значення пробивної напруги, що є цілком логічним висновком.

Оскільки отримані ГДЗ пробивної напруги тільки мінімізують значення можливого ризику, але не усувають його повністю, то становить інтерес порівняння значень середнього ризику, який супроводжується використанням отриманих ГДЗ, з ризиками, які супроводжуються використанням ГДЗ пробивної напруги масел, що регламентуються національними та міжнародними стандартами [2–4]. Значення ймовірностей правильних (P_{11}, P_{22}) і помилкових рішень (P_{21}, P_{12}), а також значення середнього ризику (R), які мають місце при використанні ГДЗ пробивної напруги масел, що регламентуються в стандартах [2–4], стосовно аналізованих масивів наведені в табл. 4.

Таблиця 4 – Значення ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значення середнього ризику при використанні ГДЗ пробивної напруги масел, що регламентуються в стандартах [2–4]

Масив	P_{11}	P_{21}	P_{22}	P_{12}	R
D11	0,996	0,004	0,9706	0,0294	0,155
D12	0,991	0,009	0,9706	0,0294	0,157
D13	0,943	0,057	0,9706	0,0294	0,200
D14	0,875	0,125	0,9706	0,0294	0,265

Порівнюючи значення ризиків з табл. 3 і 4, легко побачити, що коригування ГДЗ пробивної напруги масел дозволяє знизити значення ризиків в 1,52÷19,13 разів порівняно з ризиками, які забезпечують використання ГДЗ, регламентованих у стандартах [2–4].

Отримані ГДЗ пробивної напруги трансформаторних масел є «точковими», оскільки забезпечують мінімум ризику тільки для заданих значень цін помилкових рішень, ймовірностей станів і параметрів законів розподілів. На практиці і значення ймовірностей діагнозів, і значення цін помилкових рішень, і значення параметрів розподілів можуть змінюватися в широких межах. У зв'язку з цим представляє безпосередній інтерес виконання аналізу впливу цих параметрів на ГДЗ пробивної напруги масел. При виконанні даного аналізу в якості параметрів законів розподілу були використані значення для параметрів масштабу і форми для масиву D_{11}, які наведені в табл. 2. Задаючись замість значень цін помилкових рішень значеннями їх відношень C_{12}/C_{21} (відношення ціни помилки II-го роду до ціни помилки I-го роду) і приймаючи, що $C_{21} = 1$, і вважаючи, що $P_2 = 1 - P_1$, були розраховані ГДЗ пробивної напруги трансформаторних масел в залежності від ймовірності P_1. На рис. 5 наведені залежності ГДЗ пробивної напруги трансформаторних масел від значення ймовірності P_1 (ймовірність того, що масло буде придатне до експлуатації за значеннями пробивної напруги), при різних значеннях відношень цін помилкових рішень.

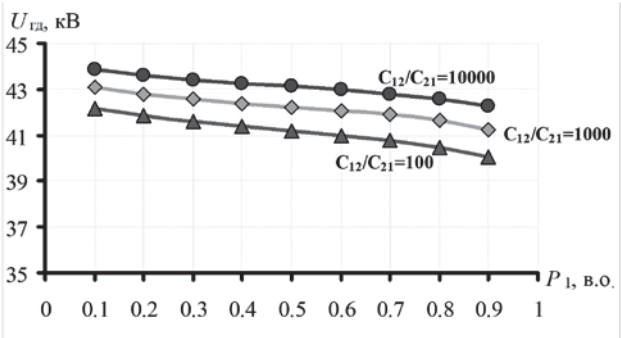


Рисунок 5 – Залежність ГДЗ пробивної напруги масел, що забезпечують мінімум ризику від ймовірності P_1

Як видно з рис. 5, з ростом ймовірності P_1 ГДЗ пробивної напруги масел, що забезпечують мінімум ризику, знижуються. З ростом ціни помилки II-го роду по відношенню до ціни помилки I-го роду залежності зміщуються в область більш високих значень пробивної напруги масел.

Аналогічні залежності ГДЗ пробивної напруги трансформаторних масел, але від умовних вартостей помилкових рішень наведені на рис. 6.

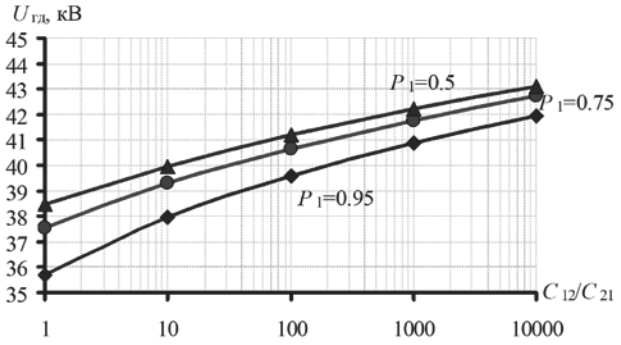


Рисунок 6 – Залежність ГДЗ пробивної напруги масел, що забезпечують мінімум ризику від умовних цін помилкових рішень

З рис. 6 видно, що при зростанні відношення ціни помилки II-го роду до ціни помилки I-го роду ГДЗ пробивної напруги масел, що забезпечують мінімум ризику зростають. З ростом ймовірності P_1 залежності зміщуються в область більш високих значень пробивної напруги масел.

Наведені результати показують, що ГДЗ пробивної напруги масел, що забезпечують мінімальне значення середнього ризику, не є постійними. Вони змінюються в залежності від значень цін помилкових рішень і ймовірностей появи різних станів масла. Таким чином, коригування ГДЗ пробивної напруги масел, з метою мінімізації можливого економічного збитку, повинне виконуватися з урахуванням даних факторів.

Висновки. Виконаний аналіз законів розподілу значень пробивної напруги для придатних і непридатних до експлуатації масел за значеннями даного показника дозволив встановити, що незалежно від стану масел розподіли пробивної напруги можуть бути описані законом розподілу Вейбула.

На підставі аналізу значень коефіцієнтів масштабу і форми для розподілів пробивної напруги масел з різним станом встановлено, що значення математичних очікування пробивної напруги придатних до експлуатації масел зі старінням трансформаторних масел зсуваються в область низьких значень. З чого випливає, що ГДЗ пробивної напруги масел для даних розподілів повинні відрізнятися.

Запропоновано метод для коригування ГДЗ пробивної напруги масел з метою мінімізації можливого економічного збитку в разі прийняття помилкових рішень. Даний метод відрізняється тим, що ГДЗ пробивної напруги трансформаторних масел визначаються шляхом мінімізації функції середнього ризику. Наведений підхід дозволяє отримати ГДЗ пробивної напруги масел з урахуванням сорту і якості трансформаторних масел, використовуваних в конкретному обладнанні енергетичних компаній, умов експлуатації цього обладнання та ряду інших факторів.

Виконаний порівняльний аналіз показав, що коригування ГДЗ пробивної напруги масел дозволяє знизити значення ризиків в 1,52÷19,13 разів у порівнянні з ризиками, які забезпечують використання ГДЗ, регламентованих у стандартах.

Виконаний аналіз показав, що ГДЗ пробивної напруги масел, що забезпечують мінімальне значення середнього ризику, не є постійними. Вони змінюються в залежності від значень цін помилкових рішень і ймовірностей появи різних станів масла, дефектного і бездефектного стану трансформаторів. Таким чином, коригування ГДЗ пробивної напруги масел, з метою мінімізації можливого економічного збитку, повинне виконуватися з урахуванням даних факторів.

Список літератури

1. *IEC 60422:2013. Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2013. 93 p.
2. *IEEE Std C57.106–2015. IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*. Piscataway, NJ, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2015. 38 p.
3. *СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020. Норми випробування електрообладнання*. ПАТ «Національна енергетична компанія «УКРЕНЕРГО», 2020. 238 с.
4. *СТО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования*. ПАО «Россети», 2017. 262 с.
5. Алексеев Б. А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 216 с.
6. Islam M., Lee G., Hettiwatte S. N. A review of condition monitoring techniques and diagnostic tests for lifetime estimation of power transformers. *Electrical Engineering*. 2018. Vol. 100, no. 2. P. 581–605. doi: 10.1007/s00202-017-0532-4
7. N'cho J. S., Fofana I., Hadjadj Y., Beroual A. Review of physicochemical-based diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. *Energies*. 2016. Vol. 9, no. 5. P. 367. doi: 10.3390/en9050367
8. Degeratu, S., Rotaru, P., Rizescu, S., Danoiu S., Bizdoaca N. G., Alboteanu L. I., Manolea H. O. Condition monitoring of transformer oil using thermal analysis and other techniques. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. 2015. No. 2015. P. 1679–1692. doi: 10.1007/s10973-014-4276-3
9. Fofana I., Bouaïcha A., Farzaneh M. Characterization of aging transformer oil–pressboard insulation using some modern diagnostic techniques. *European Transactions on Electrical Power*. 2011. Vol. 21, no. 1. P. 1110–1127. doi: 10.1002/etep.499
10. Wicaksono B., Kong H., Markova L. V., Han H.-G. Application of fluorescence emission ratio technique for transformer oil monitoring. *Measurement*. 2013. Vol. 46, no. 10. P. 4161–4165. doi: 10.1016/j.measurement.2013.07.033
11. Hussain K., Karmakar S. Condition assessment of transformer oil using UV-Visible spectroscopy. *2014 Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC)*. Guwahati, India. 2014. P. 1–5. doi: 10.1109/NPSC.2014.7103841
12. Gouda O. E., El Dein A. Z. Prediction of Aged Transformer Oil and Paper Insulation. *Electric Power Components and Systems*. 2019. Vol. 47, no. 4–5. P. 406–419. doi: 10.1080/15325008.2019.1604848
13. Бондаренко В. Е., Щапов П. Ф., Шутенко О. В. *Повышение эффективности эксплуатационного измерительного контроля трансформаторных масел [Монография]*. Харьков: НТУ «ХПИ», 2007. 452 с.
14. Бондаренко В. Е., Шутенко О. В. Усовершенствование процедуры принятия решений при оценке степени старения трансформаторных масел. *ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность*. 2009. No. 1. С. 17–21.
15. Suwanasri T., Phadungthin R., Suwanasri C. Asset management of power transformer practical experience in Thailand. *17th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2011)*. Hannover, Germany. 2011. Vol. 2011. P. 22–26.
16. Azis N., Zhou D., Wang Z. D., Jones D., Wells B., Wallwork G. M. Operational condition assessment of in-service distribution transformers. *2012 IEEE International Conference on Condition and Diagnosis*. Bali, Indonesia. 2012. P. 1156–1159. doi: 10.1109/CMD.2012.6416364
17. Биргер И. А. *Техническая диагностика*. Москва: Машиностроение, 1978. 240 с.
18. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. Особенности статистической обработки результатов эксплуатационных испытаний при исследовании законов распределения результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов. *Вестник Нац. техн. ун-та «ХПИ»: сб. науч. тр. Темат. вып.: Техника и электрофизика высоких напряжений*. Харьков: НТУ «ХПИ», 2013. № 60 (1033). С. 136–150.
19. Гмурман В. Е. *Теория вероятностей и математическая статистика*. Москва: Высшая школа, 1977. 479 с.
20. Шутенко О. В., Баклай Д. М. Аналіз законів розподілу концентрацій газів, розчинених у маслі високовольтних трансформаторів негерметичного виконання. *Вісник Нац. техн. ун-ту «ХПІ»: зб. наук. пр. Темат. вип.: Енергетика: надійність та енергоефективність*. Харків: НТУ «ХПІ», 2014. № 24. С. 102–117.
21. Shutenko O., Zagaynova A., Serdyukova G. Analysis of distribution laws of insulation indicators of high-voltage oil-fillled bushings of hermetic and non-hermetic execution. *Technology audit and production reserves*. 2018. Vol. 4, no. 1 (42). P. 30–39. doi: 10.15587/2312-8372.2018.140873.
22. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. Планирование экспериментальных исследований в электроэнергетике. Методы обработки экспериментальных данных. Харьков: НТУ «ХПИ», 2013. 268 с.
23. Черноруцкий И. Г. *Методы принятия решений*. Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2005. 416 с.

References (transliterated)

1. *IEC 60422:2013. Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2013. 93 p.
2. *IEEE Std C57.106–2015. IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*. Piscataway, NJ, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2015. 38 p.
3. *SOU-N EE 20.302:2020. Normy vyprobuvannya elektroobladnannya* [Company Standard 20.302:2020. Test standards for electrical equipment]. PrJSC National Power Company Ukrenergo, 2020. 238 p.
4. *STO 34.01-23.1-001-2017. Ob"em i normy ispytaniy elektrooborudovaniya* [Company Standard34.01-23.1-001-2017.

Scope and standards for testing electrical equipment]. PJSC "Rosseti", 2017. 262 p.
5. Alekseev B. A. *Kontrol' sostoyaniya (diagnostika) krupnykh silovykh transformatorov* [Condition monitoring (diagnostics) of large power transformers]. Moscow, NTs ENAS Publ., 2002. 261 p.
6. Islam M., Lee G., Hettiwatte S. N. A review of condition monitoring techniques and diagnostic tests for lifetime estimation of power transformers. *Electrical Engineering*. 2018, Vol. 100, no. 2, pp. 581–605. doi: 10.1007/s00202-017-0532-4
7. N'cho J. S., Fofana I., Hadjadj Y., Beroual A. Review of physicochemical-based diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. *Energies*. 2016, Vol. 9, no. 5, pp. 367. doi: 10.3390/en9050367
8. Degeratu, S., Rotaru, P., Rizescu, S., Danoiu S., Bizdoaca N. G., Alboteanu L. I., Manolea H. O. Condition monitoring of transformer oil using thermal analysis and other techniques. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. 2015, no. 2015, pp. 1679–1692. doi: 10.1007/s10973-014-4276-3
9. Fofana I., Bouaïcha A., Farzaneh M. Characterization of aging transformer oil–pressboard insulation using some modern diagnostic techniques. *European Transactions on Electrical Power*. 2011, vol. 21, no. 1, pp. 1110–1127. doi: 10.1002/etep.499
10. Wicaksono B., Kong H., Markova L. V., Han H.-G. Application of fluorescence emission ratio technique for transformer oil monitoring. *Measurement*. 2013, vol. 46, no. 10, pp. 4161–4165. doi: 10.1016/j.measurement.2013.07.033
11. Hussain K., Karmakar S. Condition assessment of transformer oil using UV-Visible spectroscopy. *2014 Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC)*. Guwahati, India. 2014, pp. 1–5. doi: 10.1109/NPSC.2014.7103841
12. Gouda O. E., El Dein A. Z. Prediction of Aged Transformer Oil and Paper Insulation. *Electric Power Components and Systems*. 2019, Vol. 47, no. 4-5, pp. 406–419. doi: 10.1080/15325008.2019.1604848
13. Bondarenko V. E., Shchapov P. F., Shutenko O. V. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsionnogo izmeritel'nogo kontrolya transformatornykh masel [Monografiya]* [Improving the efficiency of in-service measuring control of transformer oils [Monograph]]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2007. 452 p.
14. Bondarenko V. E., Shutenko O. V. Usovershenstvovanie protsedury prinyatiya resheniy pri otsenke stepeni stareniya transformatornykh masel [Improved decision-making procedure for assessing the ageing of transformer oils]. *ELEKTRO. Elektrotekhnika, elektroenergetika, elektrotekhnicheskaya promyshlennost'*. 2009, no. 1, pp. 17–21.
15. Suwanasri T., Phadungthin R., Suwanasri C. Asset management of power transformer practical experience in Thailand. *17th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2011)*. Hannover, Germany. 2011, vol. 2011, pp. 22–26.
16. Azis N., Zhou D., Wang Z. D., Jones D., Wells B., Wallwork G. M. Operational condition assessment of in-service distribution transformers. *2012 IEEE International Conference on Condition and Diagnosis*. Bali, Indonesia. 2012, pp. 1156-1159. doi: 10.1109/CMD.2012.6416364
17. Birger I. A. *Tekhnicheskaya diagnostika* [Technical diagnostics]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1978. 240 p.
18. Shutenko O. V., Baklay D. N. Osobennosti statisticheskoy obrabotki rezul'tatov ekspluatatsionnykh ispytaniy pri issledovanii zakonov raspredeleniya rezul'tatov khromatograficheskogo analiza rastvorennykh v masle gazov [Particularities of statistical processing of in-service test results when investigating the distribution laws of chromatographic analysis of dissolved gases in oil]. *Visnyk Natstekhn. un-tu «KhPI»: zb. nauk. pr. Temat. vyp.: Tekhnika i elektrofizika vysokikh napryazheniy* [Bulletin of the National Technical University "KhPI": a collection of scientific papers. Thematic issue: High voltage engineering and electrophysics]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2013, no. 60 (1033), pp.136–150.
19. Gmurman V. E. *Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika* [Probability theory and mathematical statistics]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1977. 479 p.
20. Shutenko O. V., Baklay D. M. Analiz zakoniv rozpodilu kontsentratsiy haziv, rozchynenykh u masli vysokovol'tnykh transformatoriv nehermetychnoho vykonannya [The analysis of laws of distribution of concentration of the gases dissolved in oil of high-voltage transformers of not hermetically sealed execution]. *Visnyk Natstekhn. un-tu «KhPI»: zb. nauk. pr. Temat. vyp.: Enerhetyka: nadiynist' ta enerhoefektyvnist'* [Bulletin of the National Technical University "KhPI": a collection of scientific papers. Thematic issue: Energetics: reliability and energy efficiency]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2014, no. 24, pp. 102–117.
21. Shutenko O., Zagaynova A., Serdyukova G. Analysis of distribution laws of insulation indicators of high-voltage oil-fillled bushings of hermetic and non-hermetic execution. *Technology audit and production reserves*. 2018, vol. 4, no. 1 (42), pp. 30–39. doi: 10.15587/2312-8372.2018.140873.
22. Shutenko O. V., Baklay D. N. *Planirovanie eksperimental'nykh issledovaniy v elektroenergetike. Metody obrabotki eksperimental'nykh dannykh* [Planning experimental studies in the electricity sector. Methods of processing experimental data]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2013. 268 p.
23. Chernorutskiy I. G. *Metody prinyatiya resheniy* [Decision-making methods]. Saint Petersburg, BKhV-Peterburg Publ., 2005. 416 p.

Надійшла (received) 18.11.2020

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Шутенко Олег Володимирович (Шутенко Олег Владимирович, Shutenko Oleg Volodymyrovych) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри передачі електричної енергії, Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0003-3141-7709; e-mail: o.v.shutenko@gmail.com.

Пономаренко Сергій Григорович (Пономаренко Сергей Григорьевич, Ponomarenko Serhii Hryhorovych) – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-7860-079X; e-mail: PonomarenkSerhii@gmail.com.

ЗМІСТ

Шевченко С. Ю. Звернення до читачів 3
Барбашов І. В., Бондаренко В. О., Ніжевський В. І., Шевченко С. Ю. До 90-річчя кафедри «Передача електричної енергії» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» 4
Говоров П. П., Говорова К. В., Кіндінова А. К., Абдельрахім О. Smart Grid технології, передача електричної енергії в системах електропостачання та освітлення міст 10
Кулик О. С. Аналіз діагностичних критеріїв, що використовуються для розпізнавання типів дефектів за результатами аналізу розчинених у маслі газів 15
Буданов П. Ф., Бровко К. Ю., Хом'як Е. А., Тимошенко О. А. Удосконалення методу контролю оболонки тепловиділяючого елементу для підвищення безпеки ядерного реактора 26
Буданов П. Ф., Бровко К. Ю., Хом'як Е. А., Федоров Є. В. Удосконалення АСУ ТП енергоблоку електростанції для різних режимів функціонування 32
Довгалюк О. М., Бондаренко Р. В., Яковенко І. С. Розробка заходів щодо підвищення ефективності експлуатації автономних освітлювальних комплексів для автодоріг України 38
Зайцев Р. В. Аналіз вимог та розробка оптимального рішення гнучких сонячних елементів для використання у комбінованих PV/T системах 46
Лебедка С. М., Петровський М. В., Дяговченко І. М. Розробка математичної моделі перехідних процесів в електричній мережі у фазних координатах 56
Піротті О. Є., Баленко О. І., Бречко В. О., Гузін М. Ю., Гонтар Ю. Г. Аналіз принципів побудови та функціональних можливостей систем моніторингу стану високовольтних силових трансформаторів 61
Романченко М. А., Кунденко М. П., Романченко В. М., Санін Ю. К., Санін М. Ю. Мікроклімат виробничих приміщень з обігрівними підлогами 71
Рубаненко О. О., Данильченко Д. О., Тептя В. В. Визначення генерування ВДЕ з використанням штучних нейронних мереж 76
Трунова І. М., Дишлевський А. В., Куліш Л. О. Вдосконалення методики обґрунтування реконструкції об'єктів розподільних мереж 84
Черкашина В. В., Баклицький В. М. Вдосконалення техніко-економічних моделей повітряних ліній електропередачі на базі критеріального методу 89
Чернюк А. М., Кирисов І. Г., Качанов Є. І. Засоби забезпечення процесу генерації та споживання електричної енергії в електроенергетичних системах з розподіленою генерацією з урахуванням фактору невизначеності погодних та кліматичних умов 95
Шевченко С. Ю., Борзенков І. І., Лебединський І. Л. Спосіб вимірювання спожитої потужності електроприймачів на прикладі навчального корпусу Сумського державного університету 100
Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. Коригування гранично-допустимих значень пробивної напруги трансформаторних масел методом мінімального ризику 105

CONTENT

Shevchenko S. Yu. Message to readers 3
Barbashov I. V., Bondarenko V. O., Nizhevsky V. I., Shevchenko S. Yu. To the 90th anniversary of the Department of Electric Power Transmission of the National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute" 4
Hovorov P. P., Hovorova K. V., Kindinova A. K., Abdelrhim O. Smart Grid technology, transmission of electrical energy in power supply and lighting systems of cities 10
Kulyk O. S. Analysis of the diagnostic criteria used to defect type recognition based on the results of analysis of gases dissolved in oil 15
Budanov P. F., Brovko K. Yu., Khomiak E. A., Tymoshenko O. A. Improvement of fuel element shell control methods to increase nuclear reactor safety 26
Budanov P. F., Brovko K. Yu., Khomiak E. A., Fedorov E. V. Improvement of ICS of power plant unit for different modes of operation 32
Dovgalyuk O. M., Bondarenko R. V., Yakovenko I. S. Development of measures to improve the operational efficiency of autonomous lighting complexes for Ukrainian roads 38
Zaitsev R. V. Requirements analysis and development of the flexible solar cells optimal solution for use in combined PV/T systems 46
Lebedka S. M., Petrovskyi M. V., Diahovchenko I. M. Development of a mathematical model of transitional processes in the electrical network in phase coordinates 56
Pirotti O. Ye., Balenko O. I., Brechko V. O., Guzin M. Yu., Gontar Yu. H. Analysis of construction principles and functionality of high-voltage power transformer condition monitoring systems 61

Romanchenko N. A., Kundenko N. P., Romanchenko V. N., Sanin Yu. K., Sanin M. Yu. The microclimate of production rooms with underfloor heating 71
Rubanenko O. O., Danylchenko D. O., Teptya V. V. Determination of RESs generation using artificial neural networks 76
Trunova I. M., Dyshlevskyi A. V., Kulish L. O. Improvement of the methodology of substantiation of distribution networks reconstruction 84
Cherkashina V. V., Baklitsky V. M. Improvement of technical and economic models of overhead lines transmission based on criterial method 89
Cherniuk A. M., Kirisov I. G., Kachanjv I. I. Management facilities by generation and consumption of electric energy in electric power systems with the up-diffused generation taking into account factor of vagueness of weather and climatic terms 95
Shevchenko S. Yu., Borzenkov I. I., Lebedynsky I. L. Method of measuring power consumption of electric receivers on the example of the educational building of Sumy State University 100
Shutenko O. V., Ponomarenko S. H. Correction of transformer oil breakdown voltage maximum permissible values by the minimum risk method 105

НАУКОВЕ ВИДАННЯ

ВІСНИК НАЦІОНАЛЬНОГО ТЕХНІЧНОГО УНІВЕРСИТЕТУ «ХПІ». СЕРІЯ: ЕНЕРГЕТИКА: НАДІЙНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ

Збірник наукових праць

№ 1 (1) 2020

Відповідальний редактор: Шевченко С. Ю., д-р техн. наук, проф., НТУ «ХПІ», Україна
Відповідальний секретар: Кулик О. С., аспірант, НТУ «ХПІ», Україна

Відповідальний за випуск Довгалюк О. М., канд. техн. наук

АДРЕСА РЕДКОЛЕГІЇ:
61002, Харків, вул. Кирпичова, 2, НТУ «ХПІ».
Кафедра передачі електричної енергії
Тел.: (057) 707-66-43; e-mail: oleksii.kulyk@ieee.khpi.edu.ua

Підп. до друку 29.12.2020 р. Формат 60×84 1/8. Папір офсетний.
Друк офсетний. Гарнітура Таймс. Умов. друк. арк. 13,37. Облік.-вид. арк. 5,22.
Тираж 100 пр. Зам. № 802. Ціна договірна.

Видавець та виготовлювач ТОВ «Друкарня Мадрид»
через ФОП Гобельовська Л. П.
61024, м. Харків, вул. Гуданова, 18. Тел.: **0800-33-67-62**
Свідоцтво суб’єкта видавничої справи: Серія ДК № 4399 від 27.08.12 р.
www.madrid.in.ua **info@madrid.in.ua**