

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

ЦИГАН Павло Сергійович

УДК 621.314.213:621.3.051.025

ДИСЕРТАЦІЯ
ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ
МЕРЕЖ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

_____ П. С. Циган

Науковий керівник: Луценко І.М., кандидат технічних наук, доцент

Дніпро – 2023

АНОТАЦІЯ

Циган П. С. Енергетична ефективність режимів розподільних мереж фотоелектричних станцій. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Міністерство освіти і науки України, Дніпро, 2023.

У дисертаційній роботі вирішено **важливу наукову задачу**, що полягає у підвищенні енергоефективності режимів фотоелектричних станцій шляхом встановлення закономірностей впливу вищих гармонік струму, викликаних нестационарними режимами роботи мережевих інверторів з урахуванням специфічного характеру графіків генерації, на режими роботи та ефективність вибору обладнання розподільної мережі, що дозволяє забезпечити раціональні параметри електротехнічного комплексу, зниження втрат електроенергії та електромагнітного збитку.

Необхідність забезпечення електромагнітної сумісності децентралізованих джерел енергії, до яких відносяться фотоелектричні станції (ФЕС), викликана наявністю у їх структурі перетворювачів параметрів електричної енергії – мережевих інверторів, які при роботі створюють електромагнітні завади у вигляді вищих гармонічних складових струму, закономірності зміни та способи зниження яких представляють суттєвий науковий і практичний інтерес. Існуючі методологічні підходи вибору обладнання розподільних мереж фотоелектричних станцій, зокрема, силових трансформаторів вимагають удосконалення для підвищення їх точності, а в подальшому – забезпечення енергетичної ефективності режимів роботи основного устаткування. Це досягається шляхом врахування закономірностей впливу електромагнітних завад та характеристик реальних графіків генерації на параметри режимів роботи обладнання розподільних мереж ФЕС.

Удосконалена методика й алгоритм вибору номінальної потужності силових трансформаторів ФЕС враховує параметри режимів генерації електричної енергії, географічне розташування та характеристики фотоелектричних модулів (ФЕМ), теплову інерційність індивідуальних елементів системи, вплив факторів оточуючого електромагнітного і навколишнього середовища та дозволяє адекватно визначати раціональну потужність силових трансформаторів в унікальних умовах експлуатації.

Запропонований у роботі спосіб підвищення енергоефективності режимів роботи інверторів та отримані залежності зміни рівнів вищих гармонік в діапазоні фактичних режимів завантаження перетворювачів дозволяють оцінити потенціал зниження втрат електричної енергії та електромагнітного збитку в елементах мереж. Раціональний вибір номінальної потужності трансформаторного парку ФЕС дозволяє оптимізувати капітальні та експлуатаційні витрати в електротехнічний комплекс станції.

Обґрунтовано методологічні підходи щодо забезпечення раціонального вибору й ефективної експлуатації ліній електропередачі ФЕС з урахуванням факторів електромагнітної сумісності та режимів їх завантаження.

Встановлено закономірності впливу параметрів режимів роботи інверторного обладнання за навантаженням на показники рівнів вищих гармонік та запропоновано спосіб довантаження мережевих інверторів, що дозволяє підвищити енергетичну ефективність режимів розподільних мереж ФЕС.

Ключові слова: фотоелектричні станції, мережеві інвертори, розподільні мережі, якість електричної енергії, енергоефективність, навантажувальна здатність, силові трансформатори, навантажувальна здатність, електромагнітна сумісність.

SUMMARY

Tsyhan P. S. Energy efficiency of distribution networks modes of photovoltaic plants. – Qualifying scientific work on manuscript rights.

Dissertation for obtaining the scientific degree of Doctor of Philosophy in specialty 141 - Electrical energetics, electrical engineering and electromechanics – Dnipro University of Technology, Ministry of Education and Science of Ukraine, Dnipro, 2023.

The dissertation solved an important scientific problem, which consists the increasement of the energy efficiency of the photovoltaic plants modes by establishing the regularities of the higher current harmonics influence caused by the non-stationary modes of network inverters, operation taking into account the specific nature of the generation schedules, on the operation modes and the efficiency of the equipment selection of the distribution network, which allows to ensure rational parameters of the electrotechnical complex, reduction of electricity losses and electromagnetic damage.

The need to ensure the electromagnetic compatibility of decentralized energy sources, which include photovoltaic stations, is caused by the presence of electric energy parameters converters in their structure. That means network inverters, which during operation create electromagnetic disturbances in the form of higher harmonic components of the current. Their change patterns and ways of reduction represent significant scientific and practical interest. The existing methodological approaches to the selection of equipment for distribution networks of photovoltaic plants, in particular, power transformers, require improvement in order to increase their accuracy, and in the future - to ensure the energy efficiency of the main equipment operating modes. This is achieved by taking into account the regularities of the electromagnetic disturbances influence and the characteristics of real generation schedules on the operation modes parameters of the distribution networks equipment of the photovoltaic stations.

The improved methodology and algorithm for choosing the nominal power of the photovoltaic stations power transformers takes into account the parameters of the power generation modes, the geographical location and characteristics of the photovoltaic modules, the thermal inertia of individual system elements, the influence of the surrounding electromagnetic and environmental factors, and allows to adequately determine the rational power of power transformers in unique operating conditions.

The method of increasing the energy efficiency of the inverter operating modes proposed in the work and the obtained dependencies of the changes in the levels of higher harmonics in the range of the converters actual loading modes make it possible to assess the potential for reducing electrical energy losses and electromagnetic damage in network elements. The rational choice of the nominal power of the photovoltaic stations transformer park allows to optimize the capital and operational costs of the electrical engineering complex of the stations.

Methodological approaches to ensure the rational selection and effective operation of photovoltaic stations power transmission lines, taking into account electromagnetic compatibility factors and their load modes, are substantiated.

The regularities of the parameters influence of the operating modes of the inverter equipment according to the load on the indicators of the higher harmonics levels have been established, and a method of additional loading of network inverters has been proposed, which allows to increase the energy efficiency of the distribution networks modes of the power plant.

Keywords: photovoltaic plants, network inverters, distribution networks, quality of electrical energy, energy efficiency, load capacity, power transformers, load capacity, electromagnetic compatibility.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ,

в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

Статті у фахових виданнях:

1. Lutsenko I., Rukhlova N., Kyrychenko M., Tsyhan P., Panchenko V. (2023). Increasing the energy efficiency of modes of distribution networks with photovoltaic stations. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (1), 99-106 <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-1/099>
2. Оцінка потенціалу підвищення енергоефективності в smartgrid-системах з просьюмерами на базі електромобілів / Луценко І. М., Федоряченко С. О., Малієнко А. В., Рухлова Н. Ю., Кошеленко Є. В., Циган П. С. // Вісник Харківського національного автомобільно-дорожнього університету : зб. наук. пр. / М-во освіти і науки України, ХНАДУ. – Харків, 2021. – Вип. 95. – С. 241–251.
3. Методика вибору номінальної потужності силових трансформаторів в умовах розподільчих мереж населених пунктів / Ю.А. Папаїка, І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган // Електротехніка та електроенергетика – 2021. – No2.
4. Метод форсування первинного двигуна дизельного генератора малої потужності для збереження його синхронної роботи із мережевою фотоелектричною станцією. / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган. // Гірнична електромеханіка та автоматика – 2019. – № 102. – С.
5. Проблеми ефективності роботи розподільчих електричних мереж. / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган., Кузнєцов Д.О. // Гірнична електромеханіка та автоматика. – 2018. – № 100. – С. 3-9.
6. Впровадження комбінованих систем релейного захисту в розподільчих електричних мережах 6-10 кВ / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган. // Вісник КрНУ. – Кременчук: 2018. – Вип. 5/2018 (112). – С.39-44. (входить до наукометричної бази «Index Copernicus»)

7. Підвищення точності вибору та ефективності використання силових трансформаторів розподільчих мереж / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган. // Вісник КрНУ. – Кременчук: 2017. – Вип. 5/2017 (106) . – С. 14-20. (входить до наукометричної бази «Index Copernicus»)

8. Технічні та економічні аспекти використання електромобілів в електричних мережах України / І.М. Луценко, П.С. Циган. // Вісник КрНУ. – Кременчук: 2017. – Вип. 6/2017 (107). – С. 21-30. (входить до наукометричної бази «Index Copernicus»)

9. Оцінка енергетичної ефективності огорожуючих конструкцій будівель / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган. // Гірнича електромеханіка та автоматика. – 2018. – № 100. – С. 95-99.

Тези доповідей:

10. Стаціонарні режими роботи мережевих інверторів фотоелектричних станцій / І. М. Луценко, П. С. Циган // Молодь: наука та інновації – 2021: тез. доп. Всеукр. наук.-тех. конф., - Д. НТУ «ДП», 2021. – С. 266.

11. Increase of the energy efficiency of the huge industrial power-consuming equipment / I. Lutsenko, I. Koshelenko, P. Tsyhan, N. Rukhlova // Фізико-хімічні геотехнології – 2018: тез. доп. міжнар. наук.-практ. конф., - Д. НТУ «ДП», 2018. – С. 103.

12. Аналіз впливу характеристик захисних апаратів на вибір перерізу кабельних ліній електропередачі / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган // Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах: тез. доп. міжнар. наук.-тех. конф., - Луцьк. ЛНТУ, 2020.

13. Впровадження комбінованих систем релейного захисту в розподільчих електричних мережах 6-10 кВ / І. М. Луценко, Є. В. Кошеленко, П.С. Циган // Матеріали ІХ Всеукраїнської науково-технічної конференції студентів, аспірантів і молодих вчених «Наукова весна» - Д. НТУ «ДП», 2018. – С. 11-12.

14. Використання фундаментів малоповерхових будівель в якості тепло накопичувачів для підвищення класу енергетичної ефективності цих об'єктів / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган // Матеріали XVI конференції молодих вчених «Геотехнічні проблеми розробки родовищ» - 2018.

15. Implementation of the combined relay protection systems in distribution grids with several sources / I. Lutsenko, P. Tsyhan, I. Koshelenko, N. Rukhlova // Фізико-хімічні геотехнології – 2018: тез. доп. міжнар. наук.-практ. конф., - Д. НТУ «ДП», 2018. – С. 105-106.

16. Енергоефективність будівель ЖКГ: оцінка поточного стану та потенціал енергозбереження / І. М. Луценко, Є. В. Кошеленко, П.С. Циган // III міська науково-технічна конференція «Екологічні заходи міської влади на шляху до сталого розвитку» – Д. 2018.

17. Показники ТНД струмів фотоелектричних станцій у нестационарних режимах роботи інверторів / І. М. Луценко, П. С. Циган // XIX Міжнародна конференція молодих учених «Геотехнічні проблеми розробки родовищ» – Д. 2021.

18. Спосіб підвищення енергетичної ефективності режимів роботи мереж з фотоелектричними станціями / П.С. Циган // Секція 1 – Перетворення параметрів електричної енергії. Семінар «Напівпровідникові перетворювачі в гірничій промисловості» – Д. 2022.

19. Методика вибору структури зарядних станцій з ВДЕ для електромобілів з урахуванням технологій Vehicle-to-Grid / І. М. Луценко, С. О. Федоряченко, А. В. Малієнко, П. С. Циган // Сучасні інноваційні технології підготовки інженерних кадрів для гірничої промисловості і транспорту 2021

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	12
ВСТУП.....	13
1 ПРОБЛЕМИ ТА ОСОБЛИВОСТІ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ФЕС	23
1.1 Проблематика та тенденції розвитку систем електрозабезпечення в Україні	23
1.2 Особливості розвитку та проблематика роботи сонячних станцій в електричних мережах.....	35
1.3 Режими генерації електричної енергії та завантаження електрообладнання розподільних мереж ФЕС	41
1.4 Шляхи підвищення енергоефективності режимів розподільних мереж ФЕС	46
1.5 Висновки і постановка задач дослідження	53
2 ЕЛЕКТРОМАГНІТНА СУМІСНІСТЬ РЕЖИМІВ РОБОТИ ФЕС	57
2.1 Схемотехнічні рішення та режими роботи мережевих інверторів	57
2.2 Електромагнітна сумісність мережевих інверторів ФЕС	60
2.3 Спосіб підвищення рівня завантаження мережевих інверторів	66
2.4 Апаратна частина та алгоритм роботи системи довантаження інвертора	75
Висновки по розділу	80
3 ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО КОМПЛЕКСУ ФЕС	81
3.1 Особливості вибору обладнання розподільних мереж ФЕС	81
3.2 Оцінка завантаження та відпрацювання ресурсу силових трансформаторів	89
3.3 Методика вибору раціональної потужності силових трансформаторів ФЕС	107
3.4 Методологія ефективного вибору ліній електропередачі за фактичним режимом роботи ФЕС	114
3.5 Висновки по розділу	118

4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ РІШЕНЬ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ФЕС.....	120
4.1 Оцінка електромагнітних збитків в системі електропостачання ФЕС	120
4.2 Техніко-економічна оцінка потенціалу прийняття трансформаторів раціонального типорозміру	127
4.3 Висновки по розділу	130
ВИСНОВКИ.....	132
Перелік посилань.....	136
Додаток А.....	141

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- ВГС – вищі гармоніки струму
- ЕП - електроприймач
- КЛ – кабельна лінія
- КТП – комплектна трансформаторна підстанція
- ЛЕП – лінія електропередачі
- ОСР – оператор системи розподілу
- ПЛ – повітряна лінія
- ПУЕ – Правила улаштування електроустановок
- ПЯЕ – показники якості електричної енергії
- РП - розподільчий пристрій
- СЕП – система електропостачання
- ФЕС – фотоелектрична станція
- ФЕМ – фотоелектричний модуль

ВСТУП

Актуальність теми.

Бурхливий розвиток децентралізованої генерації в Україні протягом останніх 3-5 років пов'язаний зі стимулюванням інвесторів до виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії за так званим «зеленим тарифом». На сьогодні встановлена потужність відновлюваних джерел енергії в Україні складає більше 8ГВт. При цьому, домінуюче положення у структурі займають мережеві фотоелектричні станції (ФЕС), промислові та приватні, для яких використовуються мережеві інвертори типу Grid-tie.

Основною проблемою генерації енергії з відновлюваних джерел (ВДЕ) є стохастичний режим її виробництва, низький рівень точності його прогнозування та суттєва залежність від погодних умов. Неврахування техніко-економічних аспектів при широкомасштабному впровадженні джерел децентралізованої генерації у різних точках електричної мережі протягом попередніх років створили передумови до незбалансованого режиму роботи Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України. Періодично це викликає необхідність обмеження генерації ВДЕ, коли енергія від них створює додаткові перетікання в ОЕС і порушує стійкість роботи системи в цілому.

Функціонування одиничної або групи ФЕС може мати суттєвий вплив на режим завантаження основного електрообладнання розподільчої мережі протягом доби, що викликатиме неефективне використання устаткування за номінальними параметрами. Додатково, зважаючи на те, що по суті встановлена потужність ФЕС – це сукупна номінальна потужність інверторного обладнання, виникає проблема електромагнітної сумісності відповідних джерел з електричною мережею, що в певній мірі може погіршувати показники енергоефективності режимів роботи таких систем. Це відбувається внаслідок виникнення додаткових втрат електричної енергії та електромагнітного збитку, зумовлених впливом показників якості електричної енергії, зокрема – гармонійними складовими, що з'являються в мережах при роботі інверторів ФЕС. Тому, задача встановлення та оцінки закономірностей впливу показників

якості електричної енергії при роботі фотоелектричних станцій на втрати електричної енергії, а також розробка способів підвищення енергоефективності їх режимів є актуальною та важливою в умовах сьогодення.

Існуючі методологічні підходи вибору обладнання електротехнічного комплексу фотоелектричних станцій, зокрема, силових трансформаторів, ліній електропередачі вимагають удосконалення для підвищення їх точності, а в подальшому – забезпечення енергетичної ефективності режимів основного електроустаткування розподільної мережі ФЕС.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дослідження за темою дисертації виконано відповідно до планів науково-дослідних робіт НТУ «Дніпровська політехніка»: «Оцінка електромагнітної сумісності систем електропостачання шахт в умовах потужних нелінійних навантажень та діагностика технічного стану і підвищення ефективності шахтних вентиляторних та підйомних установок» (науковий керівник - академік НАН України, д.т.н, проф., Півняк Г.Г., госпдоговір № 984-ПУ-ШУГК/030101-19 від 02.05.2019р.); «Компенсація реактивної потужності в шахтних електричних мережах» (науковий керівник - академік НАН України, д.т.н, проф., Півняк Г.Г., госпдоговір № 808-ПУ-ШУП/030102-19 від 01.07.2019р.), ГП-508 «Методи та засоби енергоефективного розподілу та споживання електроенергії на основі концепції «Smart grid» (2021-2022 рр.) (№ держреєстрації 0115U002296), госпдоговори «Дослідження поточних та аналіз очікуваних параметрів режиму роботи системи електропостачання водовідливної установки за умови її живлення від дизельного генератора: оцінка необхідної структури, параметрів, вимог, умов для ВСП «Шахтоуправління ім. Героїв Космосу» ПрАТ «ДТЕК ПАВЛОГРАДВУГІЛЛЯ»» (2023 р., №072266-23); «Дослідження поточних та аналіз очікуваних параметрів режиму роботи системи електропостачання водовідливної установки за умови її живлення від дизельного генератора: оцінка необхідної структури, параметрів, вимог, умов для ВСП «Шахтоуправління Тернівське» ПрАТ «ДТЕК ПАВЛОГРАДВУГІЛЛЯ»» (2023 р., №0722267-23); «Дослідження поточних та аналіз очікуваних параметрів

режиму роботи системи електропостачання водовідливної установки за умови її живлення від дизельного генератора: оцінка необхідної структури, параметрів, вимог, умов для ВСП «Шахтоуправління Дніпровське» ПрАТ «ДТЕК ПАВЛОГРАДВУГІЛЛЯ»» (2023 р., №0722268-23); «Визначення електромагнітної сумісності елементів приводу головної вентиляційної установки ВРПД - 4.5 СМ шахти ім. героїв космосу ВСП "Шахтоуправління імені Героїв Космосу" ПрАТ "ДТЕК ПАВЛОГРАДВУГІЛЛЯ"» (2023 р., №0722272); «Дослідження поточних та аналіз очікуваних параметрів режиму роботи системи електропостачання підйомної установки ЦРбч3,2/0,5_ за умови її живлення від дизельного генератора через підвищуючий трансформатор: оцінка необхідної структури, параметрів, вимог, умов та обмежень і технічних рішень в системі електропостачання щодо забезпечення стабільної роботи установки для ВСП ШУ «Тернівське» шахта Західно-Донбаська» (2023 р., №0722281); «Дослідницькі послуги щодо вимірювання показників якості електричної енергії для об'єкта системи електропостачання» (2023 р., №0722283), у яких автор брав участь як виконавець.

Наукова задача дисертаційної роботи полягає у підвищенні енергоефективності режимів фотоелектричних станцій шляхом встановлення закономірностей впливу вищих гармонік струму, викликаних нестационарними режимами роботи мережевих інверторів з урахуванням специфічного характеру графіків генерації, на режими роботи та ефективність вибору обладнання розподільної мережі, що дозволяє забезпечити раціональні параметри електротехнічного комплексу, зниження втрат електроенергії та електромагнітного збитку.

Мета і задачі дослідження.

Мета досліджень полягає у підвищенні енергоефективності режимів роботи фотоелектричних станцій шляхом раціонального вибору параметрів обладнання їх розподільних мереж з урахуванням особливостей процесів

генерації електричної енергії та показників електромагнітної сумісності мережевих інверторів ФЕС.

Для досягнення мети поставлено та вирішено наступні задачі:

- проаналізувати поточний стан та визначити основні проблеми експлуатації фотоелектричних станцій;
- оцінити відповідність параметрів обладнання розподільних мереж діючих ФЕС за показниками фактичних режимів роботи з позицій забезпечення їх ефективного вибору та експлуатації;
- проаналізувати режими роботи мережевих перетворювачів ФЕС за показниками їх електромагнітної сумісності;
- встановити закономірності зміни показників якості електричної енергії в мережах з ФЕС та їх вплив на енергоефективність режимів роботи обладнання розподільних мереж;
- обґрунтувати спосіб довантаження мережевих інверторів для підвищення їх енергоефективності за показниками електромагнітної сумісності, розробити технічну реалізацію та алгоритм роботи системи;
- обґрунтувати заходи щодо удосконалення методики й алгоритму вибору раціональних номінальних параметрів силових трансформаторів та ліній електропередачі для ФЕС з урахуванням комплексу факторів впливу та показників режимів їх експлуатації;
- оцінити потенційний економічний ефект від впровадження розроблених заходів для електротехнічного комплексу ФЕС щодо підвищення енергетичної ефективності його режимів роботи.

Об'єктом дослідження виступають режими роботи електротехнічних комплексів фотоелектричних станцій.

Предметом дослідження є параметри енергоефективності процесів генерації та розподілу електричної енергії з урахуванням показників електромагнітної сумісності перетворювачів фотоелектричних станцій.

Методи дослідження. При виконанні досліджень використовувались теоретичні та експериментальні методи досліджень, а також математичне

моделювання об'єктів фотоелектричних станцій з використанням програмних продуктів, методи математичної статистики та обробки експериментальних даних, математичний апарат перетворення Фур'є.

Ідея роботи полягає у забезпеченні енергоефективних процесів генерації електричної енергії, покращенні показників якості електричної енергії та раціонального вибору устаткування розподільних мереж ФЕС.

Допущення, прийняті у роботі:

1. Інвертори фотоелектричних станцій за конструктивним виконанням та схемо-технічними рішеннями є подібними: схема вихідного каскаду силових ключів інвертора, L-C фільтр на виході мережевого інвертора зі сторони змінного струму, вхідний каскад перетворювача постійного струму (DC-DC-converter) є аналогічними за структурою для інверторів безтрансформаторного типу різних виробників.

2. Розглядаються трифазні мережеві інвертори, які працюють в симетричних електричних мережах.

Наукові положення, що виносяться на захист.

1. Раціональне значення розрахункової потужності силових трансформаторів електротехнічного комплексу фотоелектричної станції з урахуванням особливостей генерації електричної енергії протягом року при зміні інсоляції знаходиться на інтервалі, обмеженому коефіцієнтами теплової інерції та електромагнітної обстановки в діапазоні 0,6...0,9 від нормативного значення.

2. Амплітуди вищих гармонік струму мережевих інверторів ФЕС у динамічному режимі роботи із завантаженням до 50% від номінального змінюються гіперболічно, обернено рівню завантаження перетворювача.

Наукові результати та їх новизна

1. Проведені дослідження показників електромагнітної сумісності інверторів мережевих фотоелектричних станцій в стаціонарних (лабораторних) та реальних режимах роботи дозволили встановити характерні спектри та амплітуди вищих гармонічних складових залежно від рівня завантаження

перетворювача. Експериментально встановлено гіперболічну залежність зміни коефіцієнта викривлення синусоїдальності сигналу від рівня завантаження інвертора.

2. Розроблено спосіб зниження рівнів електромагнітних завад, що спричиняються перетворювачами фотоелектричних станцій, шляхом реалізації схемотехнічного рішення та алгоритму довантаження мережевих інверторів в нестационарних режимах з метою покращення їх електромагнітної сумісності та підвищення енергоефективності роботи розподільних електричних мереж з відповідними децентралізованими джерелами.

3. Встановлено залежності впливу режимів генерації на параметри обладнання електротехнічного комплексу ФЕС, що дозволили вдосконалити методику вибору номінальної потужності силових трансформаторів та ліній електропередачі ФЕС, яка, на відміну від існуючих, враховує фактичні параметри режимів роботи обладнання, тип та характеристики фотоелектричних модулів, теплову інерційність індивідуальних елементів системи, вплив інсоляції та електромагнітного середовища. Це дозволяє застосувати раціональні типорозміри силових трансформаторів та ліній електропередачі та суттєво знизити капітальні й експлуатаційні витрати у розподільній мережі ФЕС при проектуванні.

Обґрунтованість та достовірність наукових положень і результатів.

Наукові положення, висновки і рекомендації, запропоновані у роботі, підтверджуються: коректністю допущень і початкових умов, прийнятих у математичних моделях, їх відповідністю завданням моделювання та умовам експлуатації електрообладнання ФЕС, використанням даних репрезентативної вибірки щодо фактичних режимів роботи обладнання ФЕС; результатами зіставлення теоретичних і експериментальних досліджень, проведених в реальних умовах із застосуванням сучасного вимірювального комплексу; позитивним досвідом впровадження результатів роботи.

Практичне значення одержаних результатів.

1. Спосіб зниження рівнів електромагнітних завад, що створюються перетворювачами фотоелектричних станцій шляхом реалізації запропонованого схемотехнічного рішення та алгоритму довантаження мережевих інверторів в нестационарних режимах є універсальним та може бути застосований для будь-якої мережевої фотоелектричної станції, що сприятиме зниженню втрат електричної енергії та електромагнітного збитку для обладнання від дії вищих гармонічних складових.

2. Існуючі методи вибору розрахункових параметрів елементів розподільних мереж на етапі проектування суттєво впливають на похибку і завищення номінальної потужності трансформаторів та перерізів ліній електропередачі. Для зниження цієї похибки рекомендовано ввести в розрахунок коригуючі коефіцієнти, які комплексно враховують узгодження теплового режиму роботи трансформаторів з характерним графіком генерації ФЕС в умовах унікальної електромагнітної обстановки та географічного розташування, що в результаті дозволяє прийняти раціональний типорозмір силового трансформатора та ліній електропередачі.

3. Результати проведених досліджень придатні до використання інвесторами у виробництво електричної енергії з енергії сонця, проектними організаціями, для зниження капіталовкладень у електротехнічний комплекс ФЕС із одночасним забезпеченням надійності функціонування обладнання шляхом прийняття раціональних параметрів устаткування розподільної мережі; виробниками мережевих інверторів – для передбачення серійної схемотехнічної реалізації довантаження інвертора в режимах низької інсоляції.

4. Результати дисертаційної роботи у вигляді удосконаленої методики вибору потужності силових трансформаторів та ліній електропередачі в розподільних мережах ФЕС з урахуванням алгоритму застосування уточнюючих коефіцієнтів впроваджено у ТОВ «ЕДС-Проект».

5. Результати досліджень, розроблені заходи та підходи використовуються в освітньому процесі на кафедрі електроенергетики Національного технічного

університету «Дніпровська політехніка» в рамках дисциплін «Моделювання об'єктів електроенергетики», «Сонячна енергетика», «Інтелектуальне електропостачання SmartGrid в системах розподіленої генерації» при підготовці бакалаврів та магістрів за спеціальністю 141. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Апробація результатів дисертації. Основні матеріали і результати, отримані в дисертаційній роботі, доповідались і були схвалені на науково-технічних конференціях:

- «Estimation of the potential impact of electric vehicles on the distribution network's operation modes», Mechanics, Materials Science & Engineering, 2017 р.,

- «Increase of the energy efficiency of the huge industrial power-consuming equipment», міжнародна науково-практична конференція «Фізико-хімічні геотехнології - 2018», Дніпро, 2018 р.,

- «Аналіз впливу характеристик захисних апаратів на вибір перерізу кабельних ліній електропередачі», VIII міжнародна науково-технічна інтернет-конференція «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах», Луцьк, 2020 р.,

- «Дослідження зниження втрат електричної енергії в розподільчих мережах зі споживачами-регуляторами на базі електромобілів», 85-та науково-технічна та науково-методична конференція ХНАДУ, Харків, 2021 р.,

- «Стаціонарні режими роботи мережевих інверторів фотоелектричних станцій» Молодь: наука та інновації – 2021: Всеукр. наук.-тех. конф., НТУ «ДП»,

- «Впровадження комбінованих систем релейного захисту в розподільчих електричних мережах 6-10 кВ», IX Всеукраїнська науково-технічна конференція студентів, аспірантів і молодих вчених «Наукова весна», 2018,

- «Енергоефективність будівель ЖКГ: оцінка поточного стану та потенціал енергозбереження», III міська науково-технічна конференція «Екологічні заходи міської влади на шляху до сталого розвитку», Дніпро, 2018,

- «Показники ТНД струмів фотоелектричних станцій у нестационарних режимах роботи інверторів», XIX Міжнародна конференція молодих учених «Геотехнічні проблеми розробки родовищ», Дніпро, 2021,

- «Спосіб підвищення енергетичної ефективності режимів роботи мереж з фотоелектричними станціями», Сучасні інноваційні технології підготовки інженерних кадрів для гірничої промисловості і транспорту, 2021

- «Методика вибору структури зарядних станцій з ВДЕ для електромобілів з урахуванням технологій Vehicle-to-Grid», Сучасні інноваційні технології підготовки інженерних кадрів для гірничої промисловості і транспорту, 2021.

Публікації. Основні положення і результати роботи опубліковані у 19 друкованих працях, з них 9 – статті у фахових виданнях (у тому числі 1 – у виданнях, які включено до наукометричної бази Scopus, 2 – до наукометричної бази Index Copernicus), 9 – матеріали наукових конференцій.

Особистий внесок здобувача полягає у формулюванні мети та основних завдань дослідження, зборі, обробці та аналізі інформації щодо режимів роботи ФЕС. Автором розроблено алгоритм реалізації вибору раціональної потужності силових трансформаторів з урахуванням узгодження режимів генерації ФЕС, факторів електромагнітної обстановки, теплового стану обладнання, для забезпечення енергетичної ефективності режимів та надійності експлуатації електротехнічних комплексів ФЕС. Проведено експериментальні дослідження та оцінку впливу параметрів електромагнітної обстановки, створеної інверторним обладнанням ФЕС, що дозволило вирішити наукову задачу підвищення ефективності експлуатації та проектування електротехнічних комплексів фотоелектричних станцій. Проведені попередньо дослідження для електротехнічних комплексів промислових підприємств та міст дозволили застосувати розроблені принципи та отримати нові закономірності для розподільних мереж фотоелектричних станцій.

Структура і обсяг дисертаційної роботи. Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів і висновків, викладених на 140 сторінках

машинописного тексту, ілюстрованого 37 рисунками. Робота містить 12 таблиць, перелік посилань із 42 найменувань на 5 сторінках.

1 ПРОБЛЕМИ ТА ОСОБЛИВОСТІ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ФЕС

1.1 Проблематика та тенденції розвитку систем електрозабезпечення в Україні

Протягом 2022-2023 рр. Україна зіткнулася з проблемою необхідності вимушеної трансформації електроенергетики внаслідок російської агресії та суттєвого руйнування об'єктів виробництва, передачі та розподілу електричної енергії. На рис. 1.1 наведена структура джерел виробництва електроенергії в Україні станом на початок 2022 року.

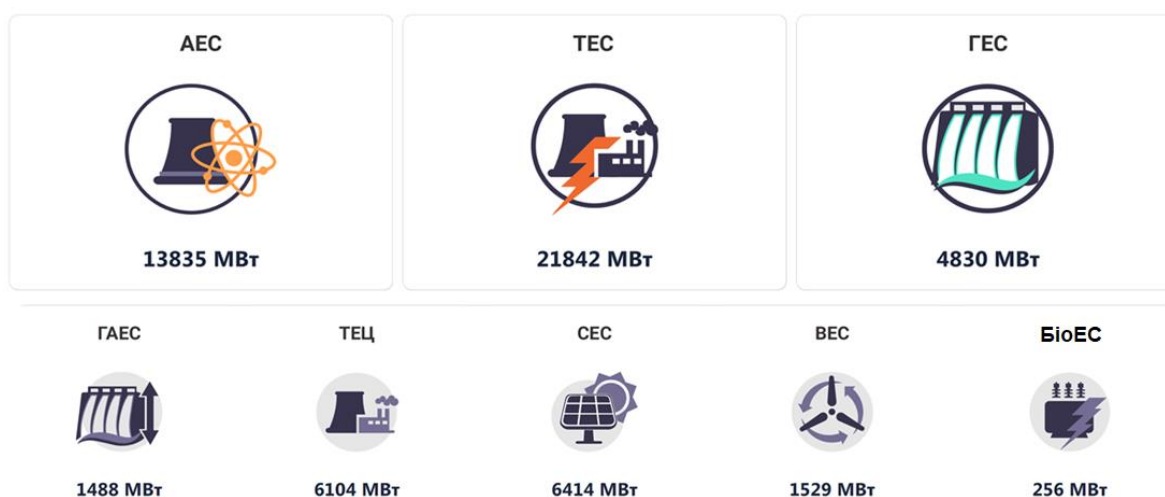


Рисунок 1.1 – Встановлена потужність енергосистеми України за джерелами генерації на 01.2022

За даними компанії ДТЕК внаслідок руйнування та окупації об'єктів енергетики Україна втратила значні обсяги різних джерел енергії та суттєво скоротила її виробництво (див. рис. 1.2). Через атаки на енергетичну інфраструктуру суттєво зменшились обсяги генерації електроенергії – спад близько 30 % по кожному сектору виробництва.

Значного руйнування, поряд з окупацією, зазнали теплові та атомні станції, які є основними джерелами електрозабезпечення в Україні.

Концентрація вітроенергетики у прибережних районах Чорного і Азовського морів призвела до окупації 75% вітроенергетичних станцій.

Збиток енергетичній інфраструктурі оцінюється у 8,8 млрд. доларів США.

Потреба у раціональному «новітньому» розвитку ОЕС набула першочергового значення в контексті енергонезалежності та енергобезпеки України та світових тенденцій.

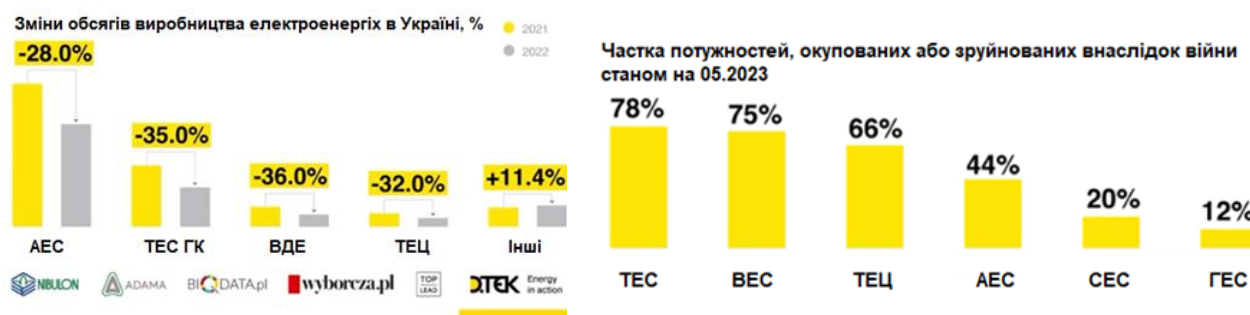


Рисунок. 1.2 – Зміни в обсягах генерації та рівень пошкодження (окупації) систем виробництва електроенергії внаслідок російської військової агресії

Розвиток енергетики України має відбуватися у відповідності до 3D-концепції, яка стосується декарбонізації, децентралізації та діджиталізації [1].

Основними напрямками створення систем електрозабезпечення майбутнього на думку експертів CIGRE мають стати наступні:

- впровадження силової електроніки і постійного струму (HVDC);
- розвиток систем розподіленої генерації;
- нові технології, принципи в регулюванні аварійних і нормальних режимів енергосистеми;
- системи накопичення енергії (ГАЕС, акумуляторні батареї);
- нові конструкції ліній електропередачі, підстанції, адаптація мереж до навколишнього середовища;
- активні розподільчі мережі;
- збільшення пропускної спроможності мереж;
- активний споживач і виробник енергії;

- підвищення надійності роботи електричної мережі для споживача (SAIDI, SAIFI);
- цифровізація електроенергетичних об'єктів;
- нові концепції електричного захисту;
- інформування учасника ринку енергії про технічні і комерційні ризики, наслідки.

Забезпечення наведених вище принципів в розподільчих електричних мережах енергосистеми України є ускладненим внаслідок застарілості та суттєвого зносу (60-70%) основного обладнання мереж.

Актуальними залишаються заходи щодо модернізації електромереж з метою зменшення втрат та перерв у електропостачанні, при цьому необхідно враховувати тенденції щодо зростання попиту на електричну енергію, а також необхідність впровадження децентралізованих джерел енергії.

Основними заходами щодо підвищення ефективності роботи розподільчих мереж слід вважати наступні [2]:

- створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
- зниження технологічних витрат електроенергії при її транспортуванні;
- усунення дефіциту потужності в центрах живлення за рахунок раціонального впровадження споживачів-регуляторів, наприклад, за рахунок електрообігріву або електромобілів за технологією Vehicle-to-Grid (V2G);
- раціональне впровадження джерел розподіленої генерації (фотоелектричні станції, вітрогенератори, біогазові установки тощо).

Децентралізована генерація електричної енергії є одним з перспективних шляхів вирішення проблеми дефіциту потужності в мережах, проте через стохастичність процесів виробництва електричної енергії вона може навіть поглибити проблему стійкої роботи енергосистеми країни та збільшити витрату палива на теплових електростанціях.

Тенденції розвитку децентралізованої генерації, в першу чергу, пов'язані зі стимулюванням збільшення обсягів альтернативної енергетики, що зумовлює

низку питань наукового й технічного характеру. Вони пов'язані з необхідністю пошуку оптимальних параметрів режимів роботи електричних мереж та систем електропостачання підприємств, які у своєму складі мають об'єкти децентралізованої генерації.

Все більшої уваги сьогодні приділяється необхідності якісного та надійного енергозабезпечення споживачів з урахуванням таких факторів як екологічність процесів вироблення, споживання та утилізації продукції, у тому числі – безпосередньо низьковуглецевий розвиток самої електроенергетичної галузі. Це дозволяє вирішувати глобальну проблему зміни клімату на планеті, зниження шкідливих викидів в атмосферу, покращення екологічного стану навколишнього середовища.

Досягнення цілей кліматичної нейтральності неможливе без радикального підходу в питаннях виробництва електроенергії та трансформації електрогенеруючих систем у бік широкомасштабного використання альтернативних та відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) із застосуванням досить розвинених на сьогодні технологій інтеграції відповідних децентралізованих систем в електроенергетичні системи, а також мережі практично будь-якої країни.

Основними проблемними аспектами масового переозброєння системи генерації електроенергії та реалізації «енергетичного переходу» з урахуванням 3D-концепції розвитку електроенергетичної сфери (декарбонізація, децентралізація, діджиталізація) у короткостроковій та середньостроковій перспективі в Україні є такі:

- реалізація раціональних планів розвитку електроенергетичного сектора та систем виробництва електричної енергії шляхом планомірного адекватного переходу до низьковуглецевої енергетики гарантованого енергозабезпечення;
- розвиток «зеленого», розумного транспорту;
- розвиток атомної енергетики, яка також визначена ЄС як «зелена».

Безперечно, розвиток низьковуглецевої енергетики має ряд особливостей, які слід враховувати з метою недопущення зворотного ефекту, який може

проявитися у зниженні стійкості енергосистеми, підвищенню вимог до частки високоманевреної генерації з метою компенсації, наприклад, вимушених відхилень прогнозування генерації ВДЕ або використання надлишків виробленої електричної енергії.

Раціональна комбінація різних видів децентралізованої генерації з високоінтелектуальними системами енергетичного моніторингу та менеджменту, динамічного ціноутворення дозволить створювати стійкі структури надійного та якісного енергозабезпечення об'єктів та сприятиме досягненню цілей енергобезпеки та енергонезалежності держав від політик чи кон'юнктури ринку. Особливо актуальною ця проблема постає у випадках гострої залежності електроенергетичної галузі від імпортованих енергоресурсів, що характерно для економіки України. Це слід враховувати при формуванні зовнішньої та внутрішньої політики з метою уникнення кризових ситуацій, характерних для 2022 року, пов'язаних з військовими діями на території України з боку РФ.

Таким чином, Україна у своєму розвитку може повторити та запозичити досвід країн ЄС, особливо у сфері енергоефективності, розвитку відновлюваної енергетики. Досвід впровадження значних обсягів ВДЕ з урахуванням успішного їх балансування, безсумнівно, може і повинен бути використаний у розвитку даного сектора в Україні [3].

За 2021 рік обсяг виробництва електричної енергії електростанціями України у цілому склав 156,6 ТВт·год [4]. Основну частку в загальному виробітку протягом 2021 року складає АЕС – 55,0%, ТЕС та ТЕЦ – 29,3%, а виробіток ГЕС та ГАЕС – 6,7%. За структурою виробництва електроенергії у відносних одиницях Україна у 5 разів перевищує показники, наприклад, ФРН за часткою АЕС і обернено пропорційно має менші показники генерації від ВДЕ.

Проте, за останні п'ять років сектор ВДЕ збільшився суттєво як за встановленою потужністю, так за обсягами генерації електроенергії, що в сумі з генерацією від ГЕС та ГАЕС дозволило досягти показника 15 % в загальному енергобалансі. Це демонструє можливості інтенсивного розвитку ВДЕ в умовах

України та досягнення цілей низьковуглецевого розвитку і диверсифікації викопних джерел енергії.

Також значний внесок у енергозабезпеченість країни створюють вугільні ТЕС та ТЕЦ, які, відповідно до стратегій низьковуглецевого розвитку та енергетичного переходу плануються до поступового закриття [5].

Внаслідок повномасштабного вторгнення та агресії від РФ щодо України, відбулося прискорене повне відокремлення нашої енергосистеми від об'єднаної енергосистеми країн СНД та інтеграція до європейської системи передачі електроенергії ENTSO-E. Внаслідок цього, існує гостра потреба у диверсифікації енергоресурсів та забезпеченні стійкості роботи енергосистеми України, що потребує суттєвої трансформації в системі генерації електричної енергії, переходу до низьковуглецевих або взагалі кліматично нейтральних технологій виробництва електричної енергії. Це очікувано викличе другий етап пікового розвитку сектору ВДЕ, але з необхідністю дещо змістити акценти в сторону побудови систем з можливостями балансування та накопичення електричної енергії (СНЕ), переходу від альтернативних джерел негарантованої потужності (сонячна, вітроенергетика) до систем з гарантованою видачею обсягів електричної енергії за визначеним графіком генерації (ГЕГ). Такі системи будуть затребувані як на макрорівні, так і у мікрогрід-системах децентралізованої генерації з метою максимального задоволення споживачів у місцях попиту на енергію. Окрім балансування режимів генерації-споживання, розвиток ВДЕ також пов'язаний з перспективними планами виробництва "зеленого" водню. Впровадження відповідних технологій його виробництва разом з раціональною інтеграцією електромобілів та зарядної інфраструктури в електричні мережі муніципалітетів, дозволить ефективно "поглинати" й використовувати надлишки генерації ВДЕ. [3].

Інтеграція ОЕС України до загальноєвропейської та синхронізація режиму роботи з ENTSO-E з повним відокремленням від енергосистем РФ та Білорусі відкривають перед нашою державою перспективні ринки ЄС. Одночасно і Україна стає ринком для постачальників з ЄС, що стимулюватиме

євроінтеграційні зміни в енергетиці, реконструкцію електричних мереж під європейські норми. Проте, залишається проблемним питанням обмежена пропускна спроможність міжсистемних мереж України та ЄС, яка складає лише 650 МВт з Угорщиною, Словаччиною, Румунією, 235 МВт – з Польщею та 700 МВт – з Молдовою. Це свідчить про те, що на сьогодні суттєвої диверсифікації електрозабезпечення від ЄС Україна отримати фізично не спроможна.

За спільними дослідженнями ДП НЕК «Укренерго» та Tetra Tech ES максимальний рівень потужності ВДЕ в енергосистемі України не має перевищувати 4750 МВт, з них вітрова генерація – 1750 МВт, а сонячна – 3000 МВт у 2020 році. Передбачалося, якщо цей рівень не буде перевищено, українська енергосистема буде спроможна збалансувати їх за рахунок інших традиційних джерел (ГЕС, ГАЕС, ТЕС). В іншому випадку необхідне будівництво високоманеврової генерації та акумуляторів (energy storages). У зв'язку зі скороченням вугільної генерації для компенсації ВДЕ до 2025 року, існувала необхідність збудувати 1000 МВт газових енергоустановок зі швидким стартом та 500 МВт energy storages.

На рівні 2022 року в енергосистемі України вже функціонує більше 6 ГВт сонячних електростанцій (ФЕС) та близько 1,7 ГВт вітроелектростанцій (ВЕС) [6]. У 2022-2023 рр. (до початку воєнних дій з боку РФ) очікувалося завершення будівництва ще близько 2-3 ГВт ВЕС на півдні України та подальше нарощування потужності ФЕС. Тобто, енергосистема України перебуває в режимі нестійкої роботи, що спричиняє вимушене виведення в резерв потужностей АЕС в періоди значної сонячної активності (березень-жовтень), періодичне обмеження генерації об'єктів ВДЕ через загрозу стабільній роботі ОЕС [7].

В умовах інтенсифікації розвитку ВДЕ та розподіленої генерації особливої уваги заслуговуватимуть рекомендації міжнародних енергетичних організацій (МЕА, CIGRE та ін.) щодо перегляду систем режимно-технологічного управління і планування розвитку енергосистем.

Важливо розуміти, що прив'язка об'єктів лише до центральної мережі електропередачі має свої ризики, натомість наявність комбінованої системи з генерацією, максимально наближеною до споживача, балансує енергосистему в цілому.

Звіт НЕК «Укренерго» з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей [5] у 2020 році враховує поточні тенденції у сфері енергозбереження та передбачає подальше зростання частки всіх видів ВДЕ у структурі виробництва електроенергії до 2050 року. У перспективі ВДЕ мають частково замінити електроенергію з вугільних ТЕС, які за прогнозом до 2031 року зменшать свої обсяги виробництва електроенергії на майже 12%. Реалізація такого сценарію розвитку ВДЕ в Україні вимагає підвищення гнучкості енергосистеми. Для цього вже найближчим часом необхідно побудувати: мінімум 1 ГВт високоманеврових потужностей зі швидким стартом (повна активація з зупиненого стану – не більше 15 хвилин, можливість здійснювати пуск та зупинку не менше чотирьох разів за добу з діапазоном регулювання не менше 80% від встановленої потужності). Водночас для максимізації виробництва електроенергії з ВДЕ і відповідно максимального зменшення його обмежень доцільно будувати не менш 2 ГВт високоманеврових потужностей.

Запропонованих обсягів СНЕ на сьогодні явно недостатньо. Для підтримання балансу енергосистем та створення маневрового резерву потужності, найбільш ефективними системами зберігання, які спроможні згладжувати добові та пікові зміни навантаження, вважаються гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС), або впроваджувати альтернативні рішення та способи балансування режимів роботи локальних мікро- та макроглід-систем, наприклад, за допомогою електромобілів тощо [8-9].

Якщо ці заходи не будуть невідкладно реалізовані, то до поточних проблем з невідповідністю генеруючих потужностей, за результатами оцінювання по базовому сценарію вже з 2025 року виникне проблема недостатності генеруючих потужностей та забезпечення стійкості енергосистеми.

За оцінками міжнародного агентства IRENA, Україна має найбільший серед країн Південно-Східної Європи технічний потенціал використання ВДЕ. Особливо це стосується вітрової генерації. Моделювання розвитку української енергетики від аудиторської компанії KPMG говорить, що основними драйверами росту може стати саме вітрова генерація (зростання до 37% у 2050 році) та сонячна генерація (зростання до 13% у 2050 році).

НЕК «Укренерго» на основі результатів проведених досліджень по узгодженню прогнозів розвитку енергетики з прогнозами розвитку економіки сформовано три репрезентативні сценарії розвитку (стратегії) попиту та пропозиції для енергосистеми України [5].

Перша стратегія — сценарій прагматичного розвитку (СцПР): передбачає реалізацію рішень з розвитку економіки та енергетики, з оглядом на реальний ресурсний, економічний та кадровий потенціал для розвитку економіки, при виконанні вимог щодо розвитку ВДЕ згідно НЕС з пролонгацією тенденцій розвитку ВДЕ на перспективу до 2050 року згідно з передбаченими певними тенденціями. СцПР передбачає збереження та розвиток традиційних для України секторів економіки при поступовому розвитку імпортозаміщуючих галузей, інноваційних та новітніх виробництв продукції, товарів та послуг [5].

Друга стратегія — сценарій низьковуглецевого розвитку (СцНР): передбачає досягнення нейтральності економіки країни в контексті викидів ПГ на рівні 2050 року, тобто не менше 50 % електричної енергії вироблено з використанням ВДЕ. Розвиток економіки передбачає поступове закриття енергоємних виробництв, що використовують органічне паливо, за рахунок проведення жорсткої екологічної політики — зростання платежів за викиди ПГ та забруднювачів, що зробить їх неконкурентоспроможними [5].

Третя стратегія — сценарій енергетичного переходу (СцЕП): головною відмінністю якої від СцНР є відмова від розвитку атомної енергетики [5].

Особливістю формування СцНР та СцЕП є те, що поряд зі сценарним визначенням розвитку виробництва електричної енергії на базі ВДЕ,

передбачається поступове зниження потужностей вугільних ТЕЦ та ТЕС з виведенням їх з експлуатації на рівні 2030–2035 років.

В контексті задекларованих цілей сталого розвитку та політики енергетичного переходу [10] від існуючої енергосистеми до енергосистеми побудованої на новітніх принципах та технологіях за відмови від використання викопного органічного палива, частка генерації, яка використовує ВДЕ, на рівні 2050 року повинна становити не менше 50 % у виробництві електричної енергії при реалізації сценаріїв, які передбачають підтримку атомної генерації на рівні не менш 14 ГВт, та подальший перехід до 70 % використання ВДЕ для вирішення завдань електрозабезпечення власних споживачів при відмові від подальшого розвитку атомної енергетики в країні.

З урахуванням існуючих тенденцій розвитку генерації, що використовує ВДЕ та структури виданих технічних умов на їх приєднання було сформовано 3 сценарії їх розвитку, які відповідають різним стратегіям електрозабезпечення країни у перспективі. Структура генеруючих потужностей електростанцій, що працюють з використанням ВДЕ, згідно з цими сценаріями, наведена на рис. 1.3–1.5 [5].

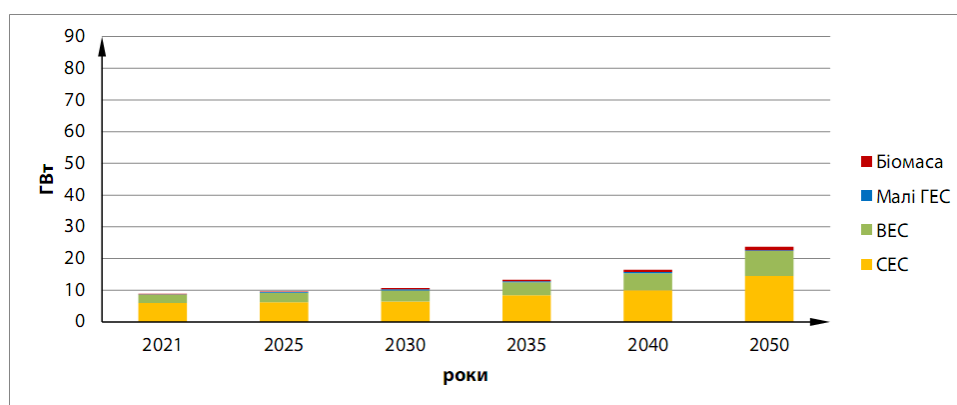


Рисунок 1.3 – Структура потужностей ВДЕ за СцПР [5]

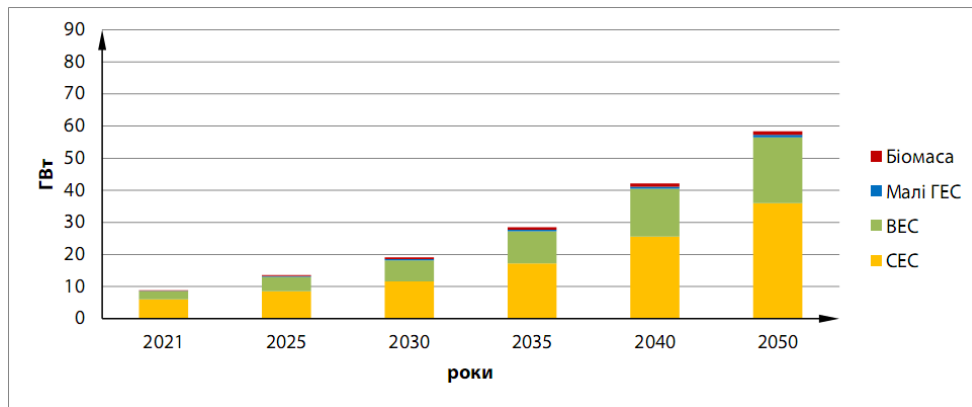


Рисунок 1.4 – Структура потужностей ВДЕ за СцНР [5]

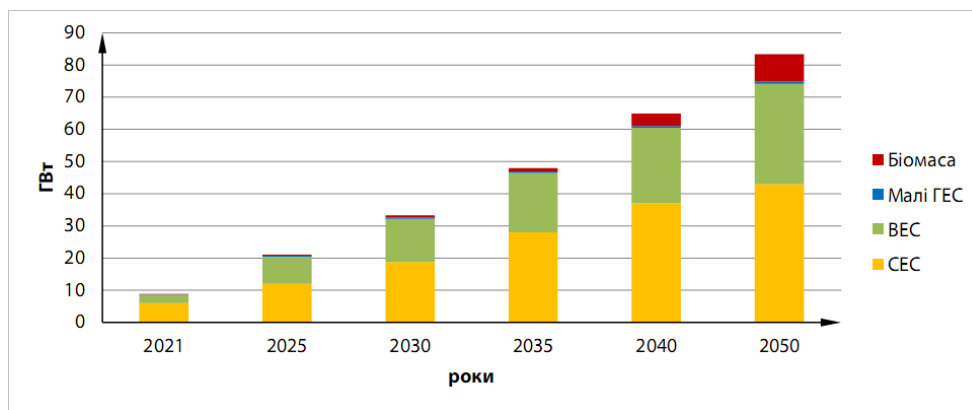


Рисунок 1.5 – Структура потужностей ВДЕ за СцЕП [5]

Основною проблемою генерації енергії з відновлюваних джерел є стохастичний режим її виробництва, низький рівень точності його прогнозування та суттєва залежність від погодних умов. Неврахування техніко-економічних аспектів при широкомасштабному впровадженні джерел децентралізованої генерації у різних точках електричної мережі протягом попередніх років створили передумови до незбалансованого режиму роботи Об'єднаної енергетичної системи України. Періодично це викликає необхідність обмеження генерації ВДЕ, коли енергія від них створює додаткові перетікання в ОЕС і порушує стійкість роботи системи в цілому.

При збільшенні попиту на електричну енергію, за рівних умов, знижується потреба в обмеженнях потужності електростанцій, які працюють з використанням ВДЕ, та спрощується вирішення проблем їх балансування. В той час як при зниженні попиту ситуація зворотна.

Зазначена проблематика свідчить про гостру необхідність децентралізації систем виробництва електроенергії з інтенсифікацією раціонального переходу на ВДЕ шляхом постійного збільшення їх частки та розташування у відповідності до енергопотребі споживачів, що сприятиме підвищенню стійкості роботи енергосистеми та вузлів навантаження, підвищенню енергоефективності процесів електрозабезпечення. Ці принципи можливо реалізувати шляхом прагматичного впровадження планомірного енергетичного переходу в енергетиці та економіці України з використанням кращих практик та досвіду країн ЄС та уникнення основних помилок щодо непередбаченого й незбалансованого розвитку систем ВДЕ, які вже відчуваються в Україні, навіть при існуючій частці відновлюваної генерації.

Розподілена генерація – найважливіший сектор світової енергетики у майбутньому. Удосконалення технологій та підвищена увага до питань екології відповідно до Паризької кліматичної угоди, вичерпність енергоресурсів, особливо вугілля та нафти, змінюватимуть структуру попиту на первинні енергоресурси та вимагатимуть перегляду традиційних підходів, принципів і механізмів функціонування енергосистеми, розроблення та впровадження нових сучасних технологій на основі ВДЕ, здатних забезпечити сталий розвиток, підвищення споживчих властивостей та ефективності використання енергії [11].

Широкомасштабна інтеграція об'єктів РГ обумовлює цілий ряд нових викликів і завдань для електроенергетичних систем (ЕЕС), зокрема:

- забезпечення надійної роботи об'єктів РГ у складі ЕЕС;
- нестабільний/стохастичний характер виробництва електроенергії на базі ВДЕ і необхідність зміни підходів до режимно-технологічного планування та управління попитом з урахуванням маневрових резервів та систем зберігання енергії;
- удосконалення систем керування розвитком і змінами в енергосистемі в умовах нарощування нестабільної генерації на ринку електроенергії, впровадження гнучких систем управління попитом, включаючи програмне та апаратне забезпечення;

- зростання взаємозалежності й взаємовпливу передавальних і розподільчих мереж з появою зворотних і швидкозмінних перетікань енергії та потужності з відповідною зміною ролі споживача;

- посилення координації операторів передавальних і розподільчих мереж, у тому числі зміна принципів їх взаємодії під час розв'язання оперативних і ринкових завдань, а також завдань перспективного розвитку ЕЕС;

- оптимізація ринкових механізмів із урахуванням поступового переходу традиційних об'єктів генерування на ринок надання послуг із забезпечення системної надійності.

1.2 Особливості розвитку та проблематика роботи сонячних станцій в електричних мережах

Випереджаючий розвиток у світовій енергетичній сфері потужностей ВДЕ з нестабільною генерацією каталізував зусилля з модернізації інфраструктури енергосистем з відповідним розвитком регулюючих та резервних засобів управління енергозабезпеченням, як засобів резервування нестабільної генерації для підвищення «гнучкості» енергосистеми.

Сумарна встановлена потужність фотоелектричних станцій у світі у 2022 році перевищила 1 ТВт, а у 2023 році очікується будівництво ще близько 350 ГВт відповідних джерел. Найбільшими за встановленою потужністю сонячними станціями у світі станом на 2022 рік є наступні [12]:

- Сонячний парк Бхадла, Індія - 2 245 МВт;
- Сонячний парк Хайнань, Китай - 2200 МВт;
- Сонячний парк Павагада, Індія - 2 050 МВт;
- Сонячний парк Бенбан, Єгипет - 1650 МВт;
- Сонячний парк пустелі Тенггер, Китай - 1547 МВт;
- Сонячна електростанція Kalyon Karapinar, Туреччина – 1350 МВт;
- Нур Абу-Дабі, Об'єднані Арабські Емірати - 1 177 МВт;

- Сонячний парк Мохаммеда бен Рашида Аль Мактума, Об'єднані Арабські Емірати - 1 013 МВт;
- Сонячний парк Курнул Ультра Мега, Індія - 1000 МВт;
- Datong Сонячна енергія Top Runner Base, Китай - 1000 МВт

Найбільшими за встановленою потужністю сонячними станціями в Україні станом на 2022 рік є:

- Покровська сонячна електростанція – 240 МВт;
- Нікопольська сонячна електростанція – 200 МВт;
- Сонячна електростанція "Яворів-1" – 72 МВт;
- Кам'янець-Подільська сонячна електростанція – 63,8 МВт;
- СЕС Токмак Solar Energy – 50 МВт

Протягом останніх 5 років середня ефективність перетворення фотогальванічних панелей (ККД) зросла з 15% до 22-23%. Це зумовило збільшення номінальної потужності панелей стандартного розміру з 250 Вт до 400-500 Вт, при цьому найпотужніші сонячні панелі зараз досягають потужності до 700 Вт.

Типовий ККД різних типів сонячних фотоелементів:

- полікристалічні сонячні елементи- від 15 до 18%
- монокристалічні сонячні елементи- від 16,5 до 19%
- полікристалічні PERC сонячні елементи – від 17 до 19,5%
- монокристалічні PERC сонячні елементи – від 17,5 до 20%
- монокристалічні сонячні елементи n-типу – від 19 до 20,5%
- монокристалічні HJT сонячні елементи n-типу – від 19 до 21,7%
- монокристалічні IBC сонячні елементи n-типу – від 20 до 22,8%
- кадмієві – 11%;
- CIGS – 15%;
- з органічних полімерів - від 5%

Основні виробники ФЕМ

Найбільші підприємства-виробники ФЕМ знаходяться в КНР, США, Канаді а їх позиції щоквартально оновлюються та публікуються агентством

Bloomberg за рейтингами TIER 1, 2, 3. Рейтинг TIER 1 є найпрестижнішим, оскільки до нього потрапляють компанії-виробники, які мають власні науково-дослідні підрозділи, що розвивають та покращують технологію виробництва та відповідно гарантують якість продукції (Sunpower/Maxeon, LG Solar, Trina Solar, REC Group, Jinko, QCells, LONGi, Canadian Solar, Risen Energy, JA Solar тощо).

В Україні функціонує міжнародна група компаній KNESS PV (м. Вінниця), У лютому 2019 року відбулося відкриття заводу з виготовлення сонячних панелей, де досягнуто показника в 100% українського виробництва основних комплектуючих для сонячних електростанцій. Компанія до 2021 року займала одну із домінуючих позицій на ринку виробництва ФЕМ, оскільки застосування панелей вітчизняного виробництва дозволяє збільшити «зелений» тариф, за яким з виробниками з енергії сонячного випромінювання проводить розрахунки ДП «Гарантований покупець». В березні 2021 завод KNESS PV припинив виробництво поточної моделі фотоелектричного модуля і розпочав процес заміни виробничої лінії для отримання можливості виробництва модулів з максимальною ефективністю за найсучаснішими технологіями.

В Україні на даний час не відбувається необхідних змін щодо видачі технічних умов до спорудження об'єктів відновлюваної енергетики, зокрема ФЕС, із засобами акумуляції електричної енергії для можливості рівномірної генерації у відповідності до потреб енергосистеми у потужності. Принцип, який зберігається – максимальна видача «зеленої» потужності у мережу, незважаючи на її значну залежність від природних факторів. Про проблеми стійкості енергосистеми поки що йдуть лише розмови без впровадження конкретних дій і обмежень. І хоча частка ВДЕ в загальному енергобалансі займає близько 15 %, проблеми з їх ефективною роботою вже відчутні та мають тенденції до погіршення ситуації щодо стійкості роботи енергосистеми.

Першочергового розв'язання потребують задачі балансування добових і сезонних коливань виробництва електроенергії об'єктами сонячної генерації, а також стохастичний (нестабільний) характер виробництва електроенергії ними. Зі збільшенням частки ВДЕ зростає навантаження на традиційні генерувальні

потужності для балансування ЕЕС, а також потреба в обертовому резерві. При зміні виробітку об'єктами генерування на основі ВДЕ може виникнути необхідність непланового запуску інших генерувальних установок традиційного типу або резервних (маневрених) потужностей. Для цього можуть знадобитися нові види резервних джерел електроенергії, а також зміна вимог до динамічних характеристик і структури різних типів генерувальних установок у складі енергосистем. Зростання кількості та потужності спостережуваних і керованих об'єктів генерування різного типу, а також підвищення оперативності реагування на зміни системних параметрів вимагають відповідного перегляду систем режимного управління.

Із усіх ВДЕ найбільші темпи зростання отримання ТУ та будівництва об'єктів демонструє сонячна генерація. На сьогодні сонячна генерація є найменш прогнозованою, їй властиві значні коливання потужності за короткі проміжки часу – година-дві, які не завжди можуть бути компенсовані існуючими джерелами балансування. З 2018 року приріст потужності СЕС, відповідно до виданих ТУ на приєднання до розподільчих мереж, відбувався з істотно вищими темпами, ніж інших видів більш прогнозованих відновлюваних джерел (ВЕС, БіоЕС). А це означає суттєве посилення ризиків балансування енергосистеми в наступні роки [13].

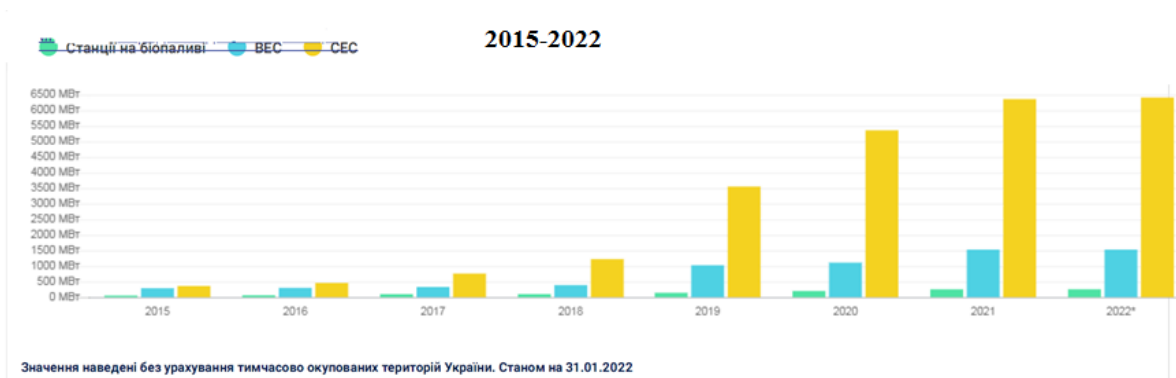


Рисунок 1.6 – Динаміка введення в експлуатацію об'єктів генерації на ВДЕ [12]

Розвиток низьковуглецевої енергетики має особливості, які слід врахувати з метою недопущення зворотного ефекту: зниження стійкості енергосистеми, підвищення вимог до високоманеврової генерації з метою компенсації вимушених відхилень прогнозування генерації ВДЕ або використання надлишків виробленої електричної енергії. Проблема недосконалого прогнозування виробництва електроенергії (див. рис. 1.6) та невпорядковане зростання частки ВДЕ в енергобалансі, їх розміщення за економічними інтересами інвесторів, а не за технічною потребою конкретного енерговузла енергосистеми України призводить до відповідних наслідків та «зелено-вугільного» парадоксу: чим більш невпорядкований розвиток ВДЕ та неузгоджена їх структура, тим більшою є необхідність використання теплових електростанцій в маневрених режимах зі збільшеною витратою вугілля та більшим обсягом шкідливих викидів.

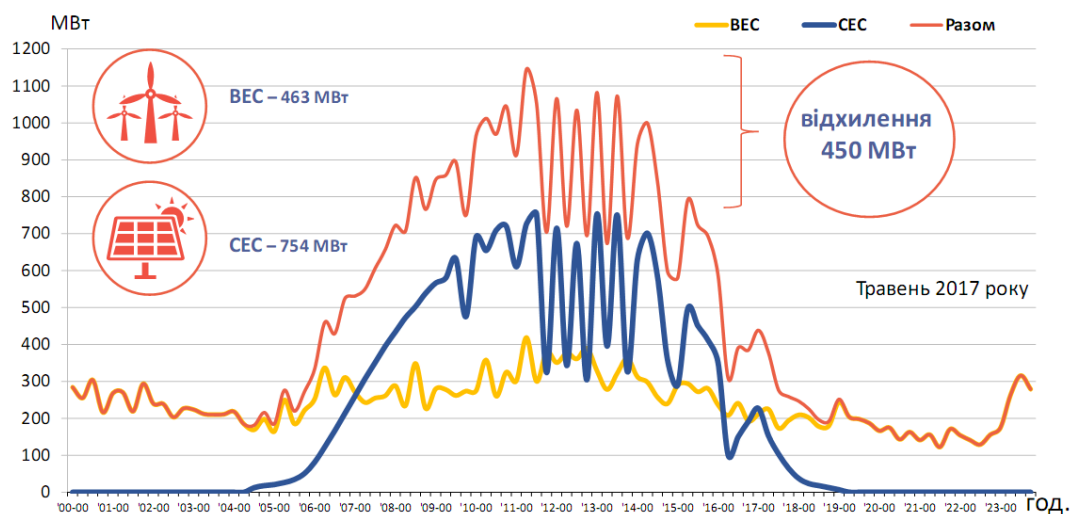


Рисунок 1.7 – Проблема точності прогнозування виробництва електроенергії з ВДЕ [14]

На рис. 1.7 наведено дані щодо похибки в прогнозуванні виробництва електричної енергії з ВДЕ, яке складає близько 30% (450 МВт станом на 2017 рік), що за показниками 2022 року може становити близько 3 ГВт потужності, які повинні будуть оперативно покриватися маневреною генерацією, яка на

сьогодні в Україні все ще відсутня, а регулювання та балансування продовжує здійснюватися піловугільними енергоблоками ТЕС ГК, що має зворотній ефект в питанні екологізації процесів виробництва електроенергії.

Відповідно до Національного плану дій з розвитку відновлюваної енергетики до 2020 року частка ВДЕ в електроенергетиці країни перевищила плановий показник зростання (11%). Базовими джерелами відновлюваної енергії стали вітрові й сонячні електростанції. На початку 2022 року в енергосистемі України функціонували близько 1,7 ГВт вітроелектростанцій та більше 6 ГВт сонячних електростанцій.

Проте, швидкі темпи розвитку сектору ВДЕ та їх стимулювання за рахунок високого рівня «зелених» тарифів (суто економічна складова) без прив'язки до реальних потреб відповідних джерел у вузлах навантаження (технічна складова) призвели до суттєвого перекосу у співвідношенні встановленої потужності ВЕС і СЕС, що негативно впливає на режим роботи енергосистеми, її стійкість та збалансованість. При цьому, 37% генерації ВДЕ забезпечують ВЕС (лише 3% від загальносистемного виробництва), а близько 60% - СЕС (4,6% від загальносистемного) при чотирикратному перевищенні встановленої потужності СЕС над ВЕС.

За оцінками експертів вважалося, що енергосистема України може збалансовано працювати при включенні до неї сукупної потужності ВДЕ 3 ГВт зі співвідношенням ВЕС/СЕС 1:1. Реальна картина суттєво відрізняється від раціональної: 1:4 та сукупна потужність 8,2 ГВт, яка продовжує зростати.

1.3 Режими генерації електричної енергії та завантаження електрообладнання розподільних мереж ФЕС

Для кількісного і якісного підтвердження різкозмінного режиму генерації електричної енергії фотоелектричними станціями як протягом добового проміжку, так і за сезонами року було проведено експериментальні заміри по двом станціям потужністю 2 МВт і 7 МВт.

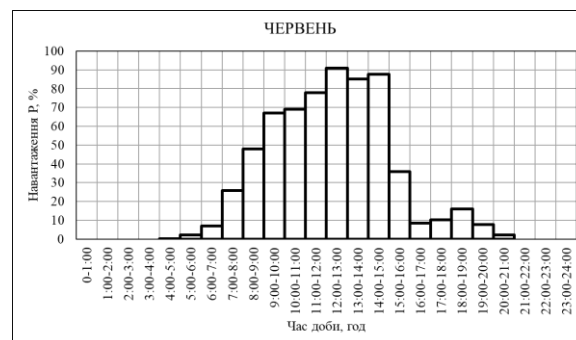
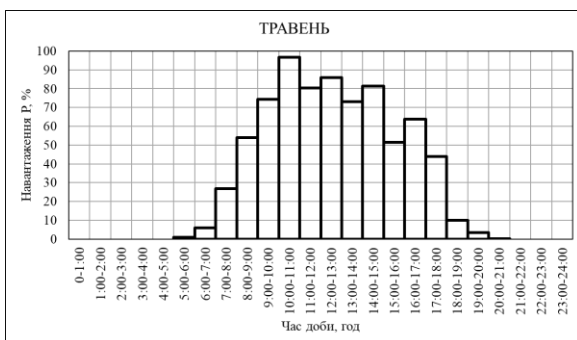
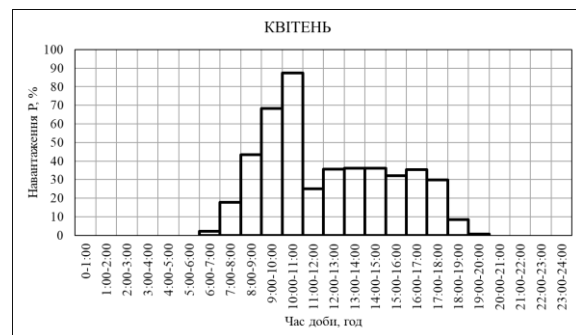
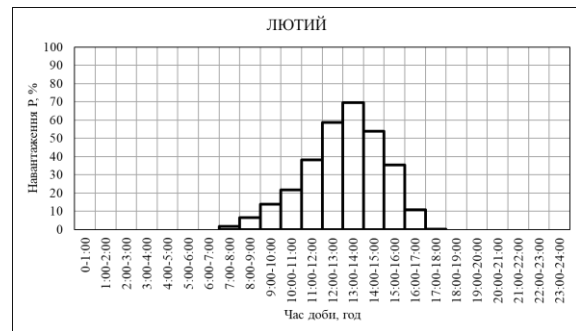
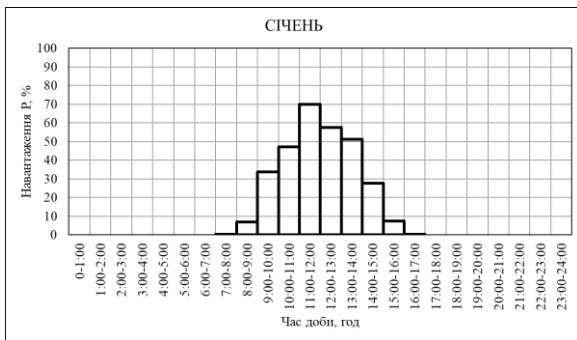
Результати експерименту, який виконано за 15-хвилинними інтервалами дискретизації з подальшим осередненням до годинних графіків генерації електричної енергії протягом доби за місяцями року для ФЕС потужністю 2 МВт наведено у табл. 1.1 та на рис. 1.8.

Таблиця 1.1 – Добові показники графіків генерації ФЕС 2 МВт протягом року

Місяць	Години доби / Завантаження трансформаторів (інверторів) відносно номінального, %											
	0-1:00	1:00-2:00	2:00-3:00	3:00-4:00	4:00-5:00	5:00-6:00	6:00-7:00	7:00-8:00	8:00-9:00	9:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00
Січень	0	0	0	0	0	0	0	0,20	6,80	33,66	47,04	69,83
Лютий	0	0	0	0	0	0	0	1,60	6,47	13,77	21,73	38,05
Березень	0	0	0	0	0	0	4,62	29,25	59,15	81,02	90,54	97,96
Квітень	0	0	0	0	0	0	2,28	17,68	43,39	68,19	87,36	24,92
Травень	0	0	0	0	0	0,98	5,85	26,72	53,90	74,45	96,63	80,48
Червень	0	0	0	0	0,07	2,30	7,03	25,80	47,99	67,13	69,09	77,74
Липень	0	0	0	0	0	1,65	6,27	21,83	43,20	61,88	55,62	61,92
Серпень	0	0	0	0	0	0,21	2,47	8,82	33,53	33,89	24,98	45,73
Вересень	0	0	0	0	0	0	1,20	13,14	35,41	57,07	72,99	83,52
Жовтень	0	0	0	0	0	0	0,00	2,42	28,77	55,25	63,60	83,71
Листопад	0	0	0	0	0	0	0,15	13,20	43,52	64,71	69,42	65,82
Грудень	0	0	0	0	0	0	0,00	0,17	8,90	26,76	13,70	13,68

продовження табл. 1.1

Об'єкт	Години доби / Завантаження трансформаторів (інверторів) відносно номінального, %											
	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00
Січень	57,38	51,05	27,52	7,29	0,20	0	0	0,00	0	0	0	0
Лютий	58,61	69,48	53,88	35,27	10,73	0,16	0	0,00	0	0	0	0
Березень	93,15	91,45	74,61	52,13	23,72	3,14	0	0,00	0	0	0	0
Квітень	35,67	36,00	36,00	32,01	35,47	29,94	8,38	0,67	0	0	0	0
Травень	85,92	72,95	81,30	51,56	63,66	43,96	9,84	3,55	0,26	0	0	0
Червень	90,90	85,09	87,76	35,93	8,45	10,20	16,07	7,72	2,19	0	0	0
Липень	98,14	84,93	90,18	62,40	62,71	29,13	12,28	3,97	0,91	0	0	0
Серпень	39,29	57,19	70,51	59,90	32,20	27,69	7,75	0,79	0	0	0	0
Вересень	87,37	85,85	78,07	65,20	45,57	21,63	4,23	0,07	0	0	0	0
Жовтень	87,74	80,63	70,85	47,48	0	0	0	0	0	0	0	0



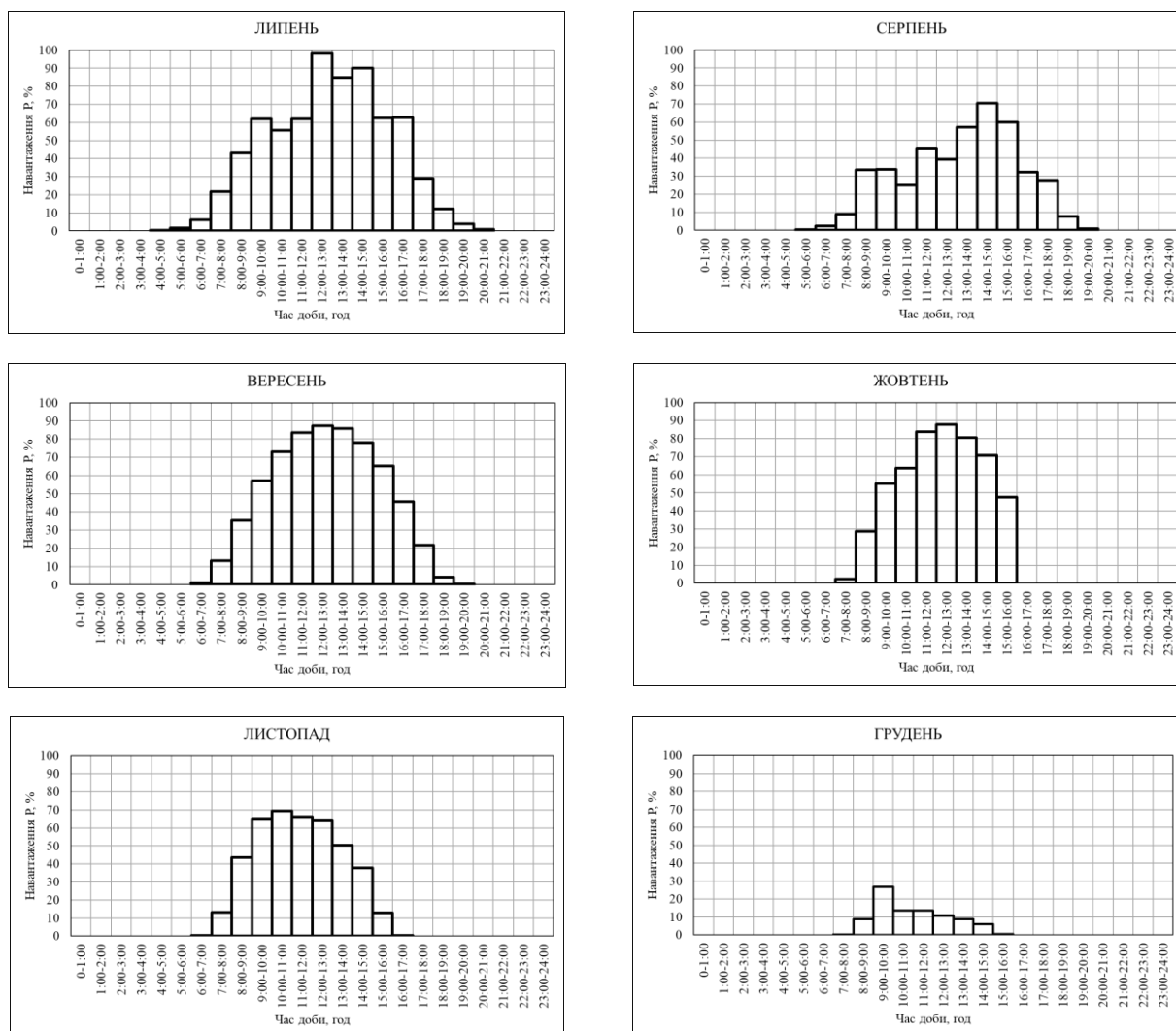


Рисунок 1.8 – Графіки фактичної генерації ФЕС протягом року
(експериментальні дані)

Генерація для розглянутої ФЕС обумовлюється наступними параметрами:

- географічне розташування (інсоляція), напрям і кут встановлення фотоелектричних модулів;
- тип застосованих ФЕМ та їх ККД;
- співвідношення між сумарною потужністю ФЕМ по стороні DC та номінальною потужністю інвертора (коефіцієнт перевантаження інвертора $K_{пер.dc}$);
- додаткові втрати потужності і електричної енергії, що викликані дією ВГС при роботі інверторів в режимі систематичних нестационарних

малих навантажень (даний параметр необхідно встановити у дослідженні).

Розглянута станція «Сан Енерджі» потужністю 2 МВт має такі вихідні дані:

ФЕС «Сан Енерджі», що аналізується, розташована у м. Підгородне:

- встановлена потужність фотоелектричних модулів $P_{\text{фем.dc}} = 2,16$ МВт;

- інверторна потужність станції $P_{\text{inv}} = 2,0$ МВт;

- об'єм річної генерації електроенергії – 2454 МВт·год/рік;

- кількість і потужність сонячних панелей «Jinko» -8000 шт по 270 Вт, ККД – 16,5 %;

- кількість і потужність інверторів «SMA-25» – 80 шт. по 25 кВт;

- комплектна трансформаторна підстанція КТП 1000/6/0,4 – 2 шт з трансформаторами типу ТМ-1000 кВА;

- інсоляція у місці встановлення ФЕС $Ins_{\text{факт}} = 1226,4$ кВт·год/м²·рік;

- коефіцієнт перевантаження за встановленою потужністю ФЕМ по стороні DC:

$$K_{\text{пер.dc}} = P_{\text{фем.dc}} / P_{\text{inv}} = 2,16/2 = 1,08;$$

- коефіцієнт впливу вищих гармонійних складових, що виникають при роботі інверторного обладнання $K_{\text{ЕМС}}$ - невідомий;

- орієнтація панелей за сторонами світу (орієнтація на південь під оптимальним кутом нахилу відповідно до широти місцевості).

Доцільно зазначити, що відповідні параметри будуть унікальними та змінюватимуться у кожному конкретному випадку реалізації проекту ФЕС, що потрібно враховувати при розробці методологічних підходів вибору раціональних номінальних параметрів основного електрообладнання розподільних мереж ФЕС (трансформаторів, ліній електропередачі змінного струму).

Згідно експериментальних даних, коефіцієнти завантаження основного електрообладнання розподільних мереж ФЕС (інвертори, лінії електропередачі, підвищувальні трансформатори) для розглянутих умов є наступними:

$K_3 = 0 - 45$ % протягом року (близько 4000 год);

$0 < K_3 \leq 0,5$ – 25-30 % протягом року (близько 2000-2500 год);

$K_3 > 0,5$ – 25-30% протягом року (близько 2000-2500 год).

Характерним для режиму роботи обладнання розподільних мереж ФЕС є те, що в процесі експлуатації воно не зазнає електричного перевантаження, оскільки принцип роботи мережевого інвертора полягає у «зрізанні» можливих перевантажень, які перевищують його номінальну потужність. Умовне перевантаження може виникнути внаслідок надмірної температури у місці встановлення ФЕС і розташування, наприклад, КТП в літній період часу. Проте слід зазначити, що висока температура (вища від стандартних умов, які становлять для фотоелектричних модулів 20°C) оточуючого середовища обернено пропорційно впливає на генерацію окремого ФЕМ і ФЕС в цілому, тобто унеможлиблюється поєднання факторів «висока температура + максимальна генерація». Додатково, за умови впливу підвищеної температури може бути передбачена система автоматичного кондиціонування трансформатора, що дозволить не завищувати його потужність і забезпечити стандартні умови експлуатації.

Таким чином, наведені вище обґрунтування дозволяють однозначно встановити факт суттєвого недовантаження основного електрообладнання розподільних мереж ФЕС, викликаних характерним режимом генерації електричної енергії, що вимагає встановлення шляхів вилучення наявних резервів навантажувальної здатності з метою прийняття раціональних типорозмірів устаткування електротехнічного комплексу сонячних станцій.

1.4 Шляхи підвищення енергоефективності режимів розподільних мереж ФЕС

Питання підвищення ефективності експлуатації основного обладнання електротехнічних комплексів ФЕС є досить важливим в контексті його вибору та застосування раціональних типорозмірів.

ФЕС є специфічними комплексами та відрізняються від інших впливом широкого переліку факторів на параметри режиму їх генерації, яка формує відповідні режими роботи та завантаження електрообладнання.

Мережева сонячна електростанція складається з наступних елементів: фотоелектричні модулі, лінії постійного струму, інвертори, лінії і розподільчий пристрій низької напруги 0,4-0,8 кВ, підвищувальні КТП 0,4...0,8/6-35 кВ (рис. 1.9).

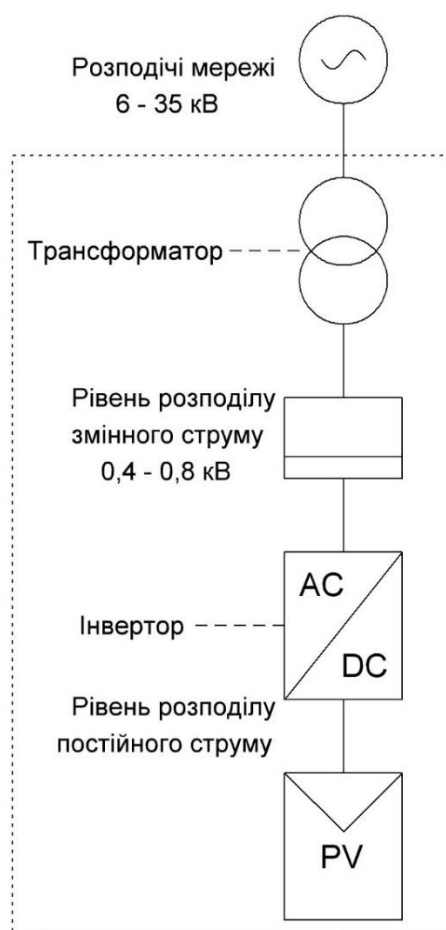


Рисунок 1.9 – Принципова схема електротехнічного комплексу ФЕС

Електротехнічний комплекс ФЕС та його розподільну мережу можна представити у вигляді декомпозиції системи по наступним ієрархічним рівням (рис. 1.10):

1-й рівень: фотоелектричні модулі та система постійного струму з суматорами чи без, інверторні перетворювачі та розподільчий пристрій 0,4-0,8 кВ змінного струму з відповідними кабельними лініями;

2-й рівень: підвищувальні КТП 0,4...0,8/6-35 кВ та кабельні лінії 6-35 кВ видачі потужності в розподільну мережу ОСР;

3-й рівень: головна підвищувальна підстанція 35-220 кВ з повітряними/кабельними лініями видачі потужності в мережу ОСР/ОСП

Як правило, більшість ФЕС потужністю від сотень кіловат до десятків мегават складаються з елементів обладнання 1,2 рівнів, а ФЕС більшої потужності (як правило більше 50 МВт) вже можуть у складі мати головну підвищувальну підстанцію на третьому рівні ієрархічної декомпозиції системи видачі потужності в розподільні мережі.

До значущих факторів, які впливають на режим ФЕС слід віднести наступні:

- географічне розташування та інсоляція у місці встановлення ФЕС;
- оптимальність розташування (кут, напрям за сторонами світу);
- сезонність режиму генерації, викликана зміною сонячної активності;
- електромагнітна сумісність перетворювачів (інверторів) ФЕС;
- тип фотоелектричних модулів та їх продуктивність (ККД), процес деградації;
- конфігурація системи постійного струму та значення сумарної потужності фотоелектричних модулів.

У якості прикладу за фактичними режимами роботи протягом року виконаємо розрахунок зносу ізоляції обмоток для трансформаторів, встановлених на ФЕС «Сан Енерджі» потужністю 2 МВт та ФЕС «Межеріч» потужністю 7 МВт. Це дозволить визначити базовий коефіцієнт запасу за

потужністю для вибору раціональної потужності трансформатора залежно від фактичного режиму генерації станції та факторів впливу.

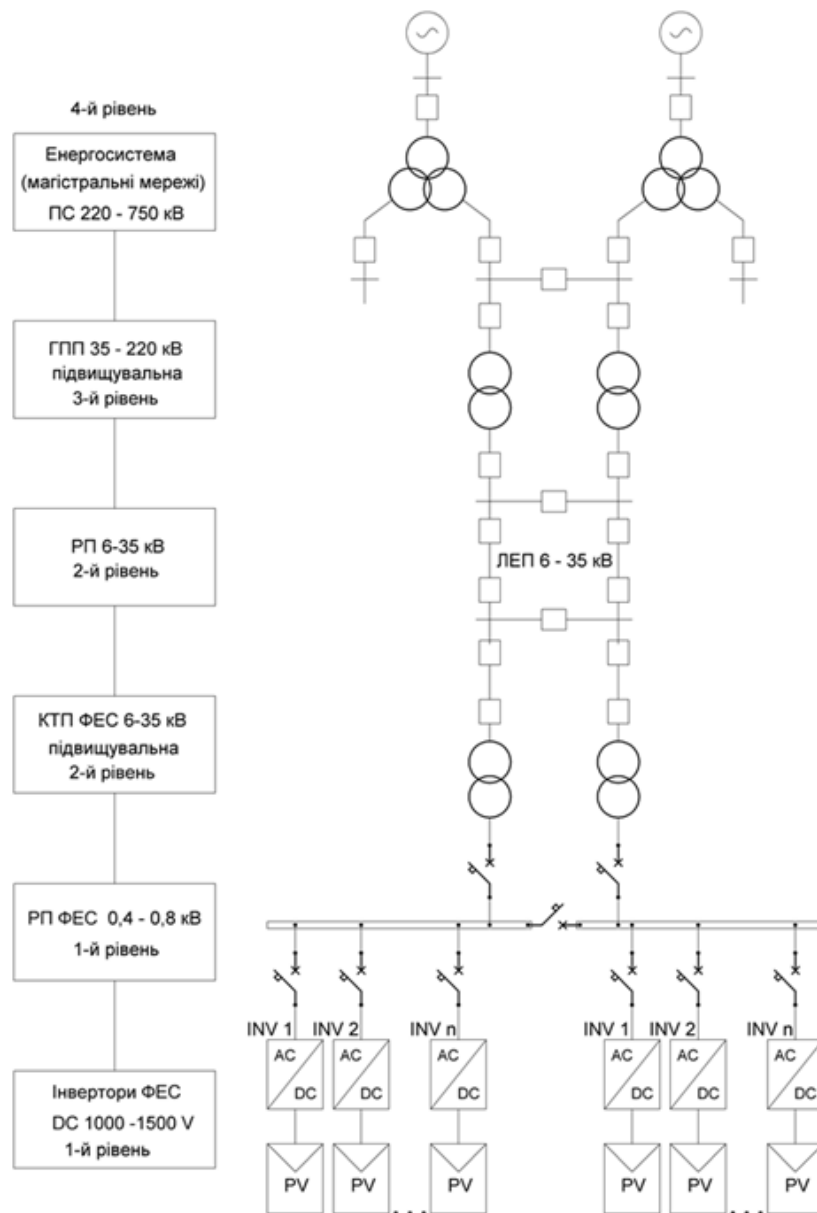


Рисунок 1.10 – Однолінійна ієрархічна схема електротехнічного комплексу ФЕС та розподільної мережі системи видачі потужності

На рис. 1.11 наведено карту розташування мережевих ФЕС 5-20 МВт в Україні. З неї слідує, що ФЕС розподілені нерівномірно по території, яка має різну інсоляцію, тобто режими генерації ФЕС, ідентичних за встановленим

обладнанням і потужністю будуть відрізнятися. Цей фактор є важливим та має бути врахований при виборі параметрів електротехнічного комплексу ФЕС.

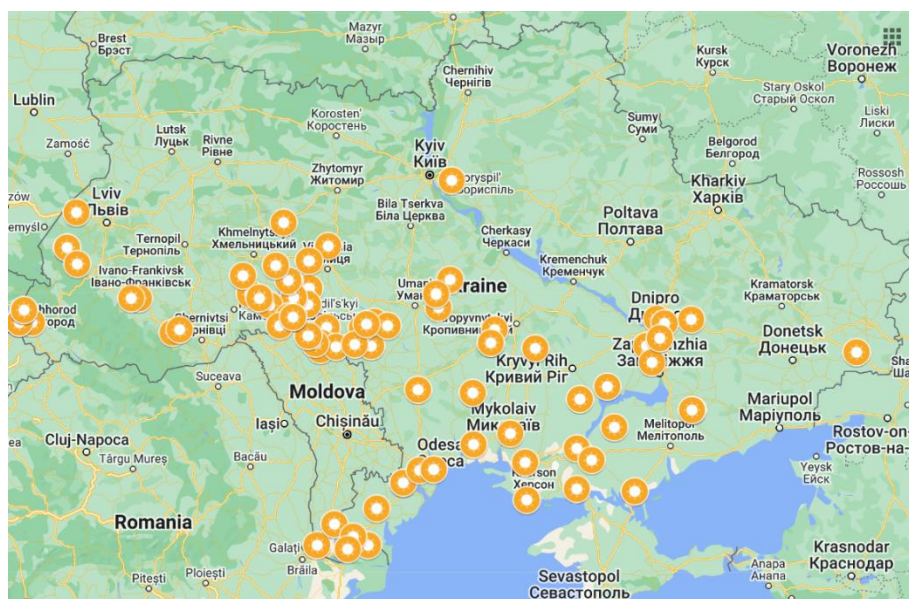


Рисунок 1.11 – Карта розташування мережевих ФЕС 5-20 МВт в Україні

У роботах [15, 16] наведені принципи аналізу специфічних електротехнічних комплексів підприємств та міст, які характеризуються типовими графіками навантажень, що залежать від складу та категорії споживачів. Проблематикою їх функціонування було визначено факти щодо тотального перевищення обладнанням регламентованих термінів експлуатації та необхідності заміни основного електротехнічного обладнання через неефективне використання навантажувальної здатності й надмірні терміни експлуатації. Зважаючи, що сфера сонячної енергетики є відносно новою, зокрема в Україні, немає необхідного обсягу даних щодо повного проходження періоду експлуатації ФЕС та використання електрообладнання відповідного комплексу. Можна лише констатувати, що регламентований термін експлуатації фотоелектричних модулів (25 років) відповідає термінам експлуатації основного електротехнічного обладнання (трансформатори, ЛЕП). Це вказує на необхідність дослідження прогнозованої ефективності використання номінальних параметрів електрообладнання, що вибирається для ФЕС, з метою

врахування коригуючих коефіцієнтів, які дозволять забезпечити відпрацювання ресурсу із повноцінним використанням навантажувальної здатності устаткування. Принципи, отримані у роботах [15, 16] можуть бути перенесені на електротехнічний комплекс та розподільні мережі ФЕС з урахуванням специфіки та особливостей режиму відповідного об'єкту.

ФЕС є специфічним об'єктом, для якого відсутні класичні методики розрахунку електричних навантажень, як це прийнято для промислових підприємств, цивільних будівель і споруд тощо, оскільки станція є генеруючою установкою. Номінальна потужність ФЕС – це сумарна потужність інверторного обладнання (інверторна потужність), яка вважається розрахунковою і саме у відповідності до її значення виконується вибір основного електроустаткування.

Гіпотеза про завищення номінальних параметрів обладнання при проектуванні ФЕС пов'язана з тим фактом, що сонячна активність, яка викликає режим генерації електричної енергії та відповідне завантаження обладнання, спостерігається лише вдень. Залежно від сезону року, спостерігається значна тривалість «нульового» завантаження обладнання протягом темного часу доби, що викликає необхідність аналізу можливостей вилучення резервів навантажувальної здатності протягом року з прийняттям відповідних коригуючих коефіцієнтів та розробкою методологічного підходу ефективного вибору раціональних параметрів обладнання. Коефіцієнти повинні враховувати фактичний режим роботи устаткування за основними значущими факторами, що впливають на режим генерації електричної енергії.

Так, у попередніх аналогічних дослідженнях напрямом ефективного використання обладнання розподільних електричних мереж було проаналізовано ефективність експлуатації трансформаторів районних підстанцій високовольтних електричних мереж напругою 110-220 кВ [17], розподільчих трансформаторів 6(10)/0,4 кВ [18]. В них було встановлено та доведено, що проблема неадекватно завищеної потужності є системною, а вирішувати її необхідно, перш за все, на етапі проектування шляхом максимально можливого врахування поправкових коефіцієнтів та параметрів режимів роботи

електричних мереж, технічних заходів і рішень щодо зниження розрахункового максимуму з одночасним задоволенням параметрів мережі за пропускну здатністю та електромагнітною сумісністю.

Характерним для ФЕС є організація у постійному режимі моніторингу роботи генерації електричної енергії кожного окремого інвертора і ФЕС в цілому за допомогою системи телемеханіки, що забезпечує інформатизацію процесу та можливість аналізу фактичних режимів роботи.

З урахуванням наведених вище обґрунтувань та визначених факторів впливу, є необхідність визначення загальних критеріїв з розробкою заходів щодо підвищення ефективності використання обладнання електротехнічного комплексу ФЕС (трансформатори, ЛЕП). Це дозволить розробити методологію розрахунку та вибору їх раціональної потужності та відповідних адекватних реальним умовам типорозмірів з урахуванням комплексу коригуючих коефіцієнтів та факторів. Основною метою є забезпечення ефективного використання електроустаткування ФЕС відповідно до номінальних параметрів з урахуванням навантажувальної здатності та особливостей режиму у відповідності до регламентованого строку служби.

В структурі електротехнічних комплексів ФЕС основними елементами є підвищувальні КТП та ГПП з трансформаторами (переважно маслонаповненими), а також лінії електропередачі постійного (виконані сонячним кабелем PV на напругу 1000-1500 В) та змінного 0,4-150 кВ (переважно виконані кабелем з ізоляцією зі зшитого поліетилену - ЗПІ).

Для розподільних мереж характерними проблемами функціонування кабельних ліній в умовах операторів системи розподілу знову-таки є застарілість і відповідно низька надійність з частими відмовами через понаднормову експлуатацію. Щодо ФЕС, кабельні лінії в експлуатації перебувають менше регламентованого строку експлуатації, оскільки сонячні станції працюють в Україні лише близько 10 років. Тим не менш, основними причинами відмови є невідповідність заявлених паспортних характеристик даних елементів

фактичним в реальних умовах експлуатації через недоброчесність виробників тощо.

Відповідно до технічних політик та сучасних технологій розвитку кабельних ліній електропередачі масово застосовуються кабельні лінії з ізоляцією зі зшитого поліетилену. Основною перевагою таких ЛЕП є можливість врахування реального режиму роботи об'єкта та відображення цього фактору у вигляді поправочного коефіцієнту навантаження $K_{(m)}$ для КЛ напругою до 35 кВ та вище 110 кВ. У табл. 1.2 наведено порівняння експлуатаційних характеристик кабелів з різними видами ізоляції. Чітко простежуються переваги КЗ з ЗПІ за всіма параметрами порівняно з іншими типами.

Таблиця 1.2 – Порівняння експлуатаційних характеристик кабелів з різними видами ізоляції [19]

Найменування показника	Значення показника для кабелів		
	З ізоляцію зі зшитого поліетилену	З ізоляцію із поліетилену та полівінілхлоридного пластику	З паперовою просоченою ізоляцією
Тривало допустима температура нагріву жил, (°C)	90	90	70
Тривало допустимі струмові навантаження, (%), при прокладці в повітрі	173	100	116
Тривало допустимі струмові навантаження, (%), при прокладці в землі	125	100	108
Допустимий нагрів жил в аварійному режимі (не більше 8 годин на добу і 1000 годин за термін служби), (°C)	130	80	100
Максимально допустима температура при струмах короткого замикання, (°C)	250	130 (ПЕ) 160 (ПВХ)	200
Мінімальна температура при прокладці без попереднього підігріву, (°C)	-15	-15	0
Різниця рівнів на трасі прокладки, (м)	Не обмежено	Не обмежено	15

Для кабельних ліній із ЗПІ застосування раціонального типорозміру повинно обґрунтовуватися урахуванням режиму роботи (рівня генерації) ФЕС та

впливу електромагнітної обстановки у вигляді вищих гармонік струму, що створюються інверторами ФЕС. Це дозволить забезпечити підвищення точності вибору та ефективності експлуатації ліній електропередачі у відповідності до фактичного режиму завантаження.

Таким чином, для забезпечення енергетичної ефективності режимів ФЕС в розподільних мережах необхідно враховувати наступні локальні аспекти їх експлуатації шляхом вирішення відповідних задач:

- вплив режиму роботи ФЕС на режим завантаження обладнання їх власного електротехнічного комплексу та розподільних мереж видачі потужності;
- вплив роботи перетворювачів (інверторів) ФЕС на показники якості та додаткові втрати електричної енергії, електромагнітний збиток в межах електротехнічного комплексу та розподільних мереж системи видачі потужності;
- визначення можливостей щодо вилучення резервів навантажувальної здатності з метою вибору раціональних параметрів основного обладнання (трансформатори, лінії електропередачі) ФЕС;
- розроблення інноваційних алгоритмів та способів підвищення енергоефективності ФЕС та використання їх обладнання;
- вдосконалення системного метеорологічного прогнозування генерації ВДЕ на основі ефективного досвіду зарубіжних країн.

1.5 Висновки і постановка задач дослідження

1. Світові тенденції та євроінтеграційні процеси України в електроенергетичній сфері, посилені внаслідок російської військової агресії, диктують необхідність низьковуглецевої трансформації енергетики з раціональним переходом до енергоефективної, інтелектуальної, ресурсно незалежної системи зі значною часткою розподіленої генерації. Частка

фотоелектричних станцій складає 80% в загальній встановленій потужності ВДЕ в Україні, проте відповідні джерела мають ряд особливостей режиму генерації, основною з яких є суттєва залежність від сонячної активності протягом доби та сезонів року, що слід враховувати в контексті забезпечення збалансованості та стійкості розвитку енергосистеми. Саме тому, подальший розвиток відповідних систем має відповідати технічній потребі енерговузлів, а територіальний розподіл бути більш рівномірним по території країни, що суттєво зменшить негативний вплив на режим роботи енергосистеми.

2. Проведений аналіз фактичних показників експлуатації основного обладнання розподільних мереж ФЕС дозволив встановити наступне: близько 45 % часу в середньому за рік завантаження устаткування є нульовим; ступінь завантаження в діапазоні до 50 % спостерігається 25-30 % часу, а відносно нормальне завантаження на рівні >50% проходить через струмоведучі частини лише 25-30% часу. Це у подальшому спричинить відому проблему роботи традиційних розподільних мереж, пов'язаних із понаднормовою експлуатацією основного устаткування за терміном, збільшенням технологічних втрат енергії, низькою надійністю електрозабезпечення внаслідок неефективного використання номінальних параметрів основних складових електротехнічного комплексу.

3. Специфічність структури електротехнічного комплексу ФЕС та його розподільної мережі, наявність значної кількості інверторних перетворювачів, що працюють в нестаціонарних режимах протягом добового і річного періоду вимагають формування нових підходів щодо вибору основного обладнання розподільної мережі ФЕС з метою створення передумов щодо ефективного використання закладених номінальних параметрів устаткування шляхом врахування впливу значущих факторів та параметрів режимів роботи мережевих ФЕС в унікальних умовах їх проектування та будівництва. Це дозволить уникнути нераціональних підвищених капіталовкладень та експлуатаційних витрат для інвесторів у ФЕС, а також підвищити енергетичну ефективність

режимів їх роботи, у тому числі, з урахуванням умов електромагнітної обстановки.

4. З урахуванням наведеної проблематики, для підвищення енергоефективності режимів мережеских ФЕС у даній роботі визначено та вирішено наступні задачі:

- проаналізувати поточний стан та визначити основні проблеми експлуатації фотоелектричних станцій;

- оцінити відповідність параметрів обладнання діючих ФЕС за показниками фактичних режимів роботи з позицій забезпечення їх ефективного вибору та експлуатації;

- проаналізувати режими роботи мережеских перетворювачів ФЕС за показниками їх електромагнітної сумісності;

- встановити закономірності зміни показників якості електричної енергії в мережах з ФЕС та їх вплив на енергоефективність режимів роботи обладнання розподільчих мереж;

- обґрунтувати спосіб довантаження мережеских інверторів для підвищення їх енергоефективності за показниками електромагнітної сумісності, розробити технічну реалізацію та алгоритм роботи системи;

- обґрунтувати заходи щодо удосконалення методики й алгоритму вибору раціональних номінальних параметрів силових трансформаторів та ліній електропередачі для ФЕС з урахуванням комплексу факторів впливу та показників режимів їх експлуатації;

- оцінити потенційний економічний ефект від впровадження розроблених заходів для електротехнічного комплексу ФЕС щодо підвищення енергетичної ефективності його режимів роботи.

5. Вирішення поставлених локальних задач дослідження дозволить забезпечити вирішення комплексної *наукової задачі дисертаційної роботи*, яка полягає у встановленні закономірностей впливу вищих гармонік струму, викликаних нестаціонарними режимами роботи мережеских інверторів з урахуванням специфічного характеру графіків генерації, на режими роботи та

ефективність вибору обладнання розподільних мереж, що дозволяє забезпечити підвищення енергоефективності режимів фотоелектричних станцій шляхом прийняття раціональних параметрів електротехнічного комплексу, зниження втрат електроенергії та електромагнітного збитку.

2 ЕЛЕКТРОМАГНІТНА СУМІСНІСТЬ РЕЖИМІВ РОБОТИ ФЕС

2.1 Схемотехнічні рішення та режими роботи мережевих інверторів

За принципом роботи інвертори фотоелектричних станцій поділяються на типи: автономні, гібридні, мережеві. Саме тип інвертора характеризує і відповідне виконання фотоелектричної станції. Найбільшого поширення набули інвертори, ведені мережею і діапазоні потужностей від кількох кВт до кількох МВт. Основними виробниками інверторного обладнання є компанії Huawei, SMA, Fronius, Prime. Інверторні перетворювачі за схемотехнічною реалізацією та принципом роботи є подібними. Це дозволить універсалізувати розроблені закономірності для основного діапазону потужностей відповідного обладнання в контексті його електромагнітної сумісності з розподільною мережею ФЕС.

Мережеві інвертори як інше електротехнічне обладнання виготовляються для роботи з номінальними параметрами навантаження. В умовах специфічного режиму фотоелектричних станцій навантаження у діапазоні більше 0,5 від номінального спостерігаються лише 25-30% часу протягом року.

Для визначення параметрів електромагнітної обстановки в розподільній мережі ФЕС та її впливу на додаткові втрати та нагрів ізоляції основних елементів (трансформатори, кабельні лінії) є необхідність проведення дослідження реальних режимів роботи інверторів в нестационарних (фактичних) умовах перетворення електричної енергії. Проаналізувавши реальні графіки генерації (рис. 1.8), можна зробити висновок що упродовж дня інвертор ФЕС суттєво недовантажений: близько 45% часу протягом року (середньодобове значення) генерація не відбувається взагалі, в осінньо-зимовий період ці показники навіть погіршуються до 50-65 %, в весняно-літній покращуються і становлять 30-35 %. Для аналізу електромагнітної обстановки, яка створюється інверторними перетворювачами необхідно розглядати саме їх робочий режим, протягом якого енергія віддається в розподільну мережу.

Схемотехнічні рішення сучасних інверторів фотоелектричних станцій мають наступні основні тенденції розвитку:

1. Перехід на напругу постійного струму значенням 1500 В;
2. Зменшення габариту систем за рахунок покращення феро-магнітних матеріалів.

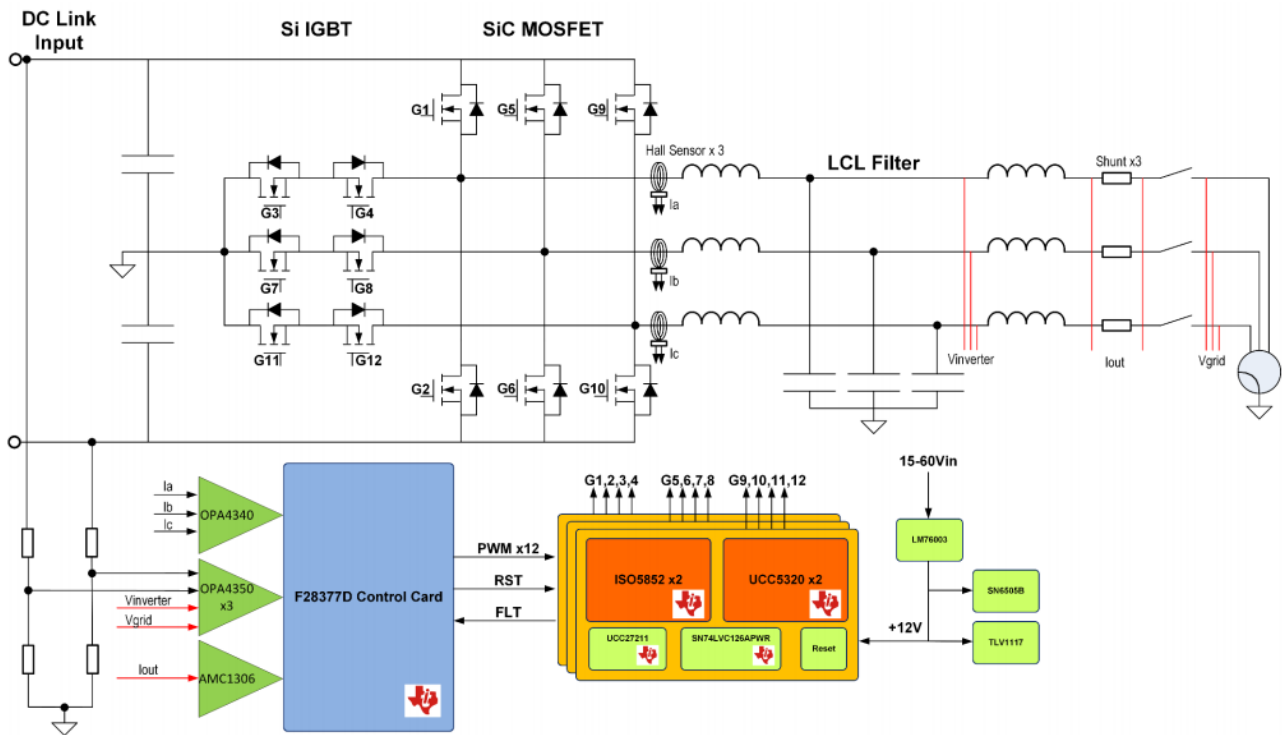


Рисунок 2.1 – Принципова електрична схема типового трифазного мережевого інвертора з блок-схемою системи керування вентильним каскадом [20]

Схема складається з чотирьох окремих плат, які взаємодіють між собою: силова плата, плата керування, три карти драйверів, плата вимірювання напруги шини постійного струму.

Типовий трифазний Т-подібний мережевий інвертор конструктивно являє собою мостову схему яка живиться від шин постійного струму і має у своєму складі LC – фільтр (див. рис. 2.1). Паспортні параметри інвертора регламентують граничні значення коефіцієнту вмісту вищих гармонічних складових THD_i, який, як правило, не перевище 3%. Але цей показник спостерігається лише в

номінальному режимі. В системах електропостачання з джерелом напруги, представленим сучасними фотоелектричними інверторами, загороджуючі LCL-фільтри, як правило, забезпечують достатній рівень затухання гармонік.

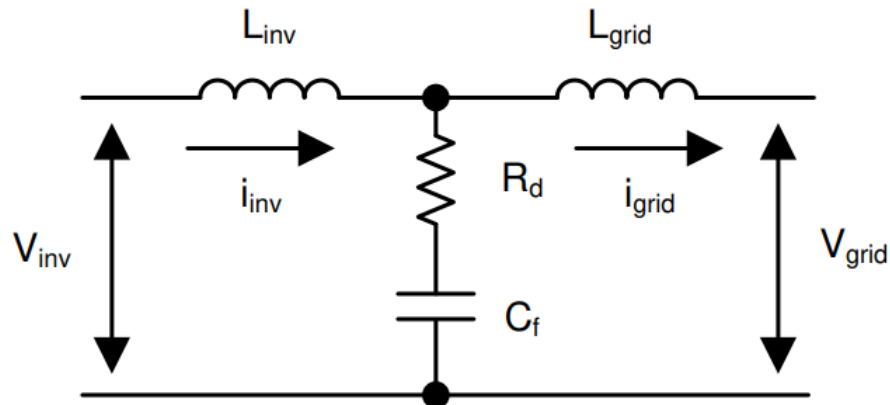


Рисунок 2.2 – Принципова електрична схема фільтру ВГС типового мережевого інвертора [20]

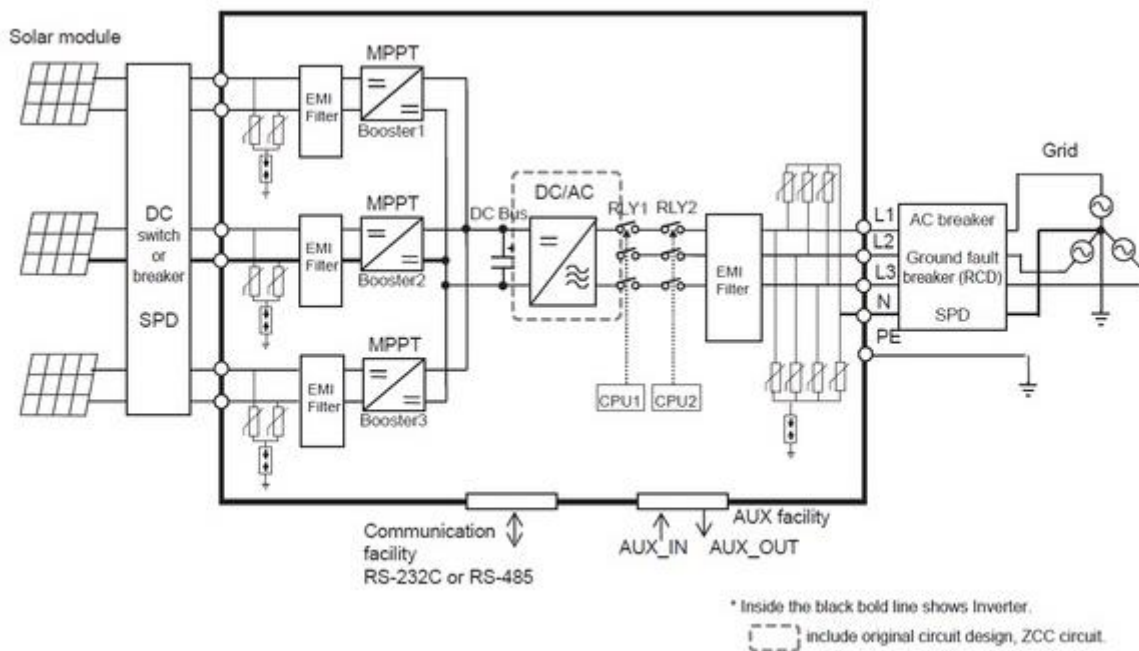


Рисунок 2.3 – Принципова схема мережевого інвертора

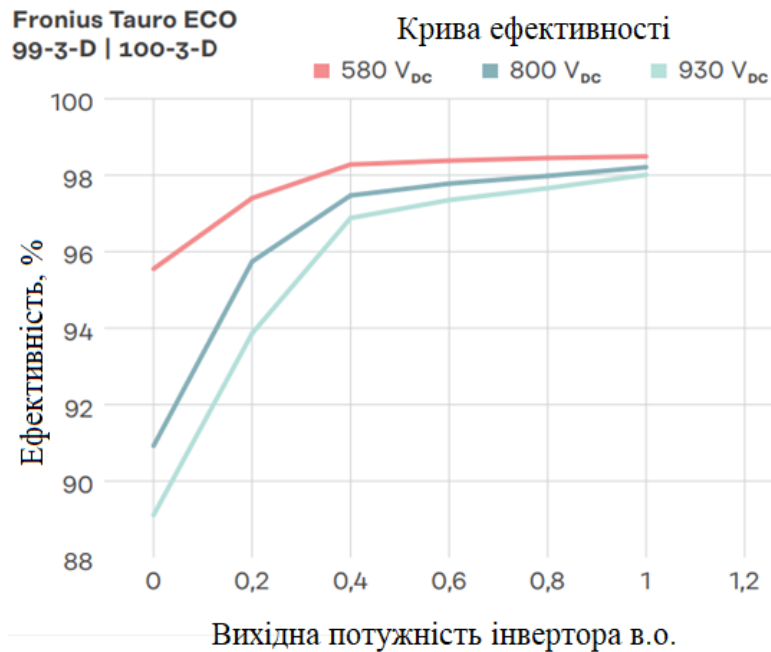


Рисунок 2.4 – Криві залежностей ефективності мережевого інвертора типу Fronius Tauro ECO 99-3-D | 100-3-D від завантаження [21]

2.2 Електромагнітна сумісність мережевих інверторів ФЕС

В розподільній мережі ФЕС режими роботи окремих інверторних перетворювачів та їх сукупностей внаслідок систематичного нестационарного процесу генерації електричної енергії створюють унікальну електромагнітну обстановку. Вона характеризується негативним впливом електромагнітних завад у вигляді вищих гармонік струму на основні елементи ФЕС та енергетичну ефективність їх режимів, яка характеризується зростанням втрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередачі [22].

Бурхливий розвиток децентралізованої генерації в Україні протягом останніх 3-5 років пов'язаний зі стимулюванням інвесторів до виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії за так званим «зеленим тарифом». На сьогодні встановлена потужність відновлюваних джерел енергії в Україні складає більше 8 ГВт [13]. При цьому, домінуюче положення у структурі займають мережеві фотоелектричні станції (ФЕС), промислові та приватні, для яких використовуються мережеві інвертори типу Grid-tie.



Рисунок 2.5 – Структура відновлюваних джерел енергії в Україні за встановленою потужністю

Основною проблемою генерації енергії з відновлюваних джерел є стохастичний режим її виробництва, низький рівень точності його прогнозування та суттєва залежність від погодних умов. Неврахування техніко-економічних аспектів при широкомасштабному впровадженні джерел децентралізованої генерації у різних точках електричної мережі протягом попередніх років створили передумови до незбалансованого режиму роботи Об'єднаної енергетичної системи України. Періодично це викликає необхідність обмеження генерації ВДЕ, коли енергія від них створює додаткові перетікання в ОЕС і порушує стійкість роботи системи в цілому [7].

Функціонування одиничної або групи ФЕС може мати суттєвий вплив на режим завантаження основного електрообладнання розподільної мережі протягом доби, що викликатиме неефективне використання устаткування [16] за номінальними параметрами. Додатково, зважаючи на те, що по суті встановлена потужність ФЕС – це сукупна номінальна потужність інверторного обладнання, виникає проблема електромагнітної сумісності відповідних джерел з електричною мережею, що в певній мірі може погіршувати показники енергоефективності режимів роботи таких комбінованих систем. Це

відбувається внаслідок виникнення додаткових втрат електричної енергії та електромагнітного збитку, зумовлених впливом показників якості електричної енергії, зокрема – гармонійними складовими, що з'являються в мережах при роботі інверторів ФЕС. Тому задача встановлення та оцінки закономірностей впливу показників якості електричної енергії при роботі комбінованих систем електрозабезпечення на втрати електричної енергії, а також розробка способів підвищення енергоефективності їх режимів роботи є актуальною та важливою в умовах сьогодення.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Дослідженням параметрів режимів роботи ФЕС присвячено низку робіт, які переважно спрямовані на математичне моделювання відповідних станцій в електричних мережах, обґрунтування схем та систем керування ними, розгляд принципів електромагнітної сумісності, оцінку динаміки зміни втрат електроенергії в мережах з розподіленою генерацією тощо.

Так, у роботі [23] розглянуті аспекти систем керування мережевими інверторами та приведені відповідні математичні моделі. Проте ці моделі не можуть бути застосовані для аналізу електромагнітної сумісності інверторів ФЕС за показниками якості електричної енергії, зокрема, відсутня можливість урахування дії вищих гармонійних складових (ВГС) на параметри режимів роботи основного обладнання мереж. Ці фактори є важливими, що буде показано в основній частині даного дослідження.

У роботі [24] авторами встановлено залежності між показниками надійності та якістю електроенергії, які є важливими та можуть бути застосовані в умовах оцінки впливу показників якості електричної енергії (ПЯЕЕ) на режими роботи обладнання мережі з розподіленою генерацією та їх експлуатаційні показники без та з урахуванням запропонованих заходів. У [25] проаналізовано особливості режимів роботи відновлюваних джерел енергії з позицій систематичної появи дефіциту потужності в електроенергетичних системах, викликаних параметрами стохастичних режимів роботи фотоелектричних станцій. Аналіз надано укрупненими показниками, які не враховують аспектів

роботи перетворювальної техніки (інверторного обладнання ФЕС) на нижніх рівнях ієрархії системи розподілу електричної енергії в умовах децентралізованої генерації, зокрема, з позицій електромагнітної сумісності при динамічній зміні масиву вихідної потужності ФЕС, оскільки зміна режиму генерації супроводжується перехідними процесами пов'язаними з інерційністю систем керування мережевих інверторів.

У роботі [7] запропоновано використання систем доповненої реальності в електроенергетичних установках, які дозволяють зменшити неефективний час використання обладнання та його простій в цілому. Завдяки новаціям швидкість роботи інженерів при використанні технології доповненої реальності, при обслуговуванні електроустановок може бути збільшена на 20-35 %, а точність - до 96 %. Зважаючи на переваги використання систем доповненої реальності при експлуатації електроустановок, а також практичну відсутність систем автоматизованого керування децентралізованою генерацією, обмежується енергоефективність процесів дискретно відповідно до вимог диспетчеризації. Це вимагає впровадження додаткових заходів та алгоритмів впливу на процеси керування генерацією електричної енергії ФЕС з метою підвищення їх енергетичної ефективності.

У роботах [8,9] обґрунтовано доцільність та перспективність використання електромобілів у якості споживачів-регуляторів та компенсаторів електричного навантаження у мережах 0,4 кВ населених пунктів для зниження втрат від перетікань потужності. Ці принципи є важливими та можуть бути застосовані при техніко-економічних обґрунтуваннях встановлення ФЕС. Врахування очікуваного режиму генерації може бути використано для підвищення точності вибору обладнання мереж та прогнозування втрат в них. Проте недостатню увагу приділено питанням електромагнітної сумісності перетворювачів зарядних станцій, які в режимі Vehicle-to-Grid працюватимуть в інверторному режимі, що матиме вплив на енергетичну ефективність роботи обладнання мереж аналогічно з ФЕС.

У [27] надано аналіз процесів, пов'язаних з особливостями систем керування мережевими інверторами, та факторів впливу на спотворення вихідного струму мережевого інвертора за рахунок несинусоїдальності кривої форми напруги мережі. Запропоновані методи компенсації ТНД за струму засобами вдосконалення алгоритмів PI – регуляторів дозволяють вирішувати наукові та практичні задачі підвищення ефективності децентралізованої генерації. Проте є необхідність також враховувати аспекти експлуатації вже існуючих об'єктів, на яких оперативно неможливо змінити параметри PI-регуляторів для вже встановлених мережевих інверторів та існує необхідність шукати альтернативні методи і способи зниження показників спотворення ТНД за струмом у різних режимах роботи ФЕС.

У роботі [28] проаналізовано режими та процеси синхронізації між мережею та інвертором.

У [29] досліджено фільтри ВГ мережевих інверторів та їх можливе конструктивне виконання з метою оптимізації параметрів роботи. Конструктивне виконання пасивного фільтра ВГС струму мережевого інвертора дозволяє знизити рівень спотворень вихідного сигналу лише у межах номінальних або близьких до номіналу параметрів, де важливим фактором є коефіцієнт завантаження перетворювача. При низькій завантаженості мережевого інвертора зростає не лише амплітуда n -ї гармоніки, а й початкові фази ВГС за струмом. Сукупність всіх перелічених факторів вимагає ускладнення конструкції пасивних фільтрів ВГС і призводить до зниження коефіцієнту корисної дії перетворювача. Таким чином, довантаження мережевого інвертора є одним зі шляхів вирішення проблеми спотворення вихідної форми сигналу за струмом.

В [30] розглянуто можливість використання фотоелектричних станцій у якості компенсаторів реактивних складових потужності на випадок дефіциту або з метою регулювання напруги у точках енергетичної системи шляхом зміни кута широтно-імпульсної модуляції. Метод регулювання реактивної потужності з використанням зміни коефіцієнту потужності мережевого перетворювача

дозволить компенсувати реактивну складову потужності і регулювати напругу мережі у місці встановлення мережевого інвертора. Проте цей спосіб не враховує аспект керування децентралізованою генерацією з точки зору завантаження перетворювача та забезпечення стабільної генерації оскільки фотоелектрична генерація суттєво залежить від інсоляції.

У роботі [31] авторами опрацьовані питання оптимізації керуючого ефекту квазі-Z для інверторів, підключених до джерела електричної енергії з нечітким пропорційним комплексним інтегральним контролем (PCI) у якості методу поточного внутрішнього контурного керування. Проте запропонований метод регулювання на базі (PCI) з використанням квазі-Z ефекту потребує розробки нових типів інверторів або втручання у роботу вже існуючих інверторів фотоелектричних станцій, що унеможлиблює його використання на вже діючих об'єктах децентралізованої генерації.

У [32] приведено експериментальні дослідження включення до системи моніторингу та керування мережевого безтрансформаторного інвертора, датчика струму на ефекті Холла з метою зниження впливу аперіодичної складової струму від мережевого інвертора на силові трансформатори.

У роботі [33] розглянуто вплив різниці опорів ліній між різними інверторами на вихідну потужність мережевих інверторів і пропонується вдосконалений метод контролю падіння напруги для покращення розподілу потужності і підвищення ефективності у паралельній системі інвертора і джерела напруги. Використання систем керування мережевих інверторів з метою регулювання статизму у електричних мережах обмежений за рахунок специфіки роботи ФЕС. Необхідно враховувати графік генерації децентралізованих джерел енергії на основі ВДЕ. Регулювання статизму у розподільчих мережах можливе лише за рахунок контрольованих джерел електричної енергії з передбачуваним або контрольованим графіком генерації.

2.3 Спосіб підвищення рівня завантаження мережевих інверторів

Дослідження та встановлення закономірностей формування й зміни гармонійного спектру вихідного струму мережевого інвертора є важливим аспектом щодо аналізу режиму їх роботи. Визначення основних залежностей між завантаженням перетворювача та формою вихідного сигналу представляє науковий та практичний інтерес з позицій електромагнітної сумісності відповідних елементів електротехнічних комплексів в системах розподіленої генерації.

Експериментальні дані ВГС отримано за умови дискретного завантаження перетворювача за допомогою навантажувального блоку (рис.2.6), побудованого на основі трифазного випрямляча та активно-індуктивного навантаження з регулюванням вихідної потужності.

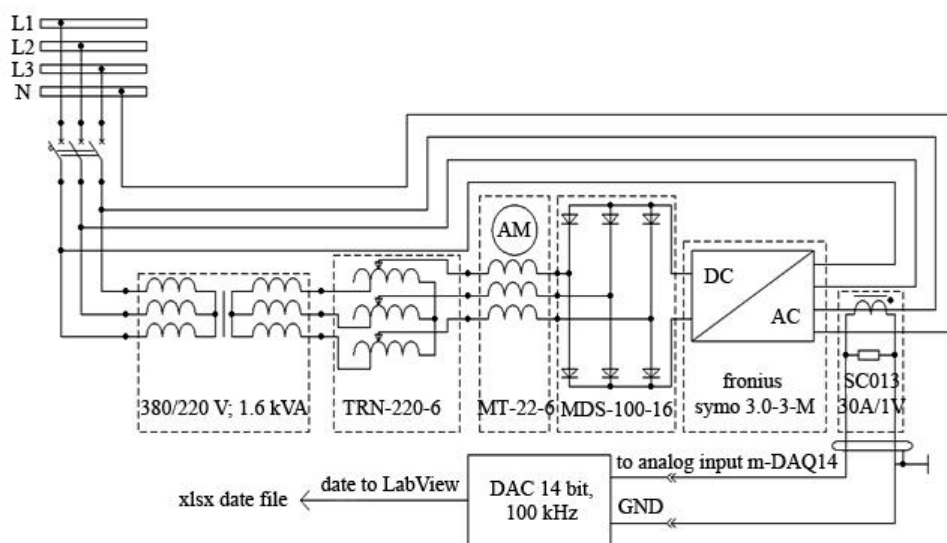


Рисунок 2.6 – Схемотехнічна реалізація дискретного завантаження мережевого інвертора струму через регулятор потужності

Несинусоїдальність вихідного сигналу за струмом THD_I є одним із важливих показників якості електричної енергії. На рис. 2.7 представлено результати проведених експериментальних досліджень у вигляді амплітудно-

частотних характеристик сигналу, що отримані при аналізі стаціонарних дискретних режимів роботи мережевих інверторів за навантаженням. Відповідні значення отримано за допомогою апарату математичного швидкого розкладання Фур'є FFT – (Fast Fourier Transform) із застосуванням програмного забезпечення LabView за структурною функціональною блок-схемою схемою аналізатора якості електроенергії, наведеної на рис. 2.8.

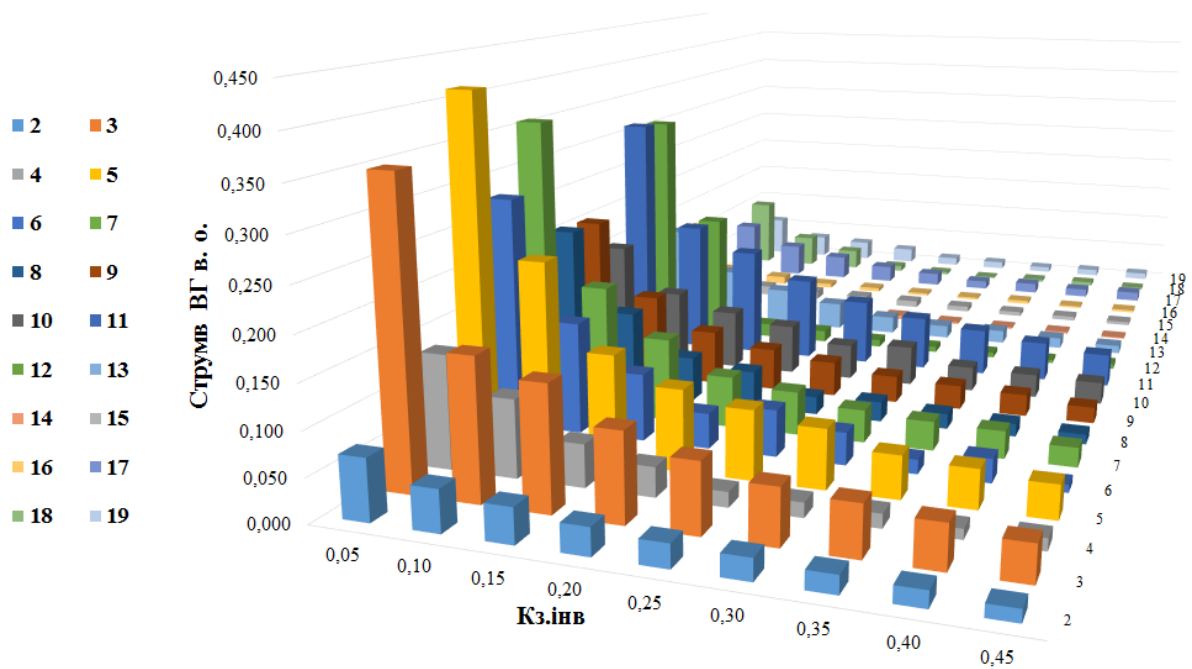


Рисунок 2.7 – Закономірності зміни амплітуд ВГС від коефіцієнту завантаження інвертора

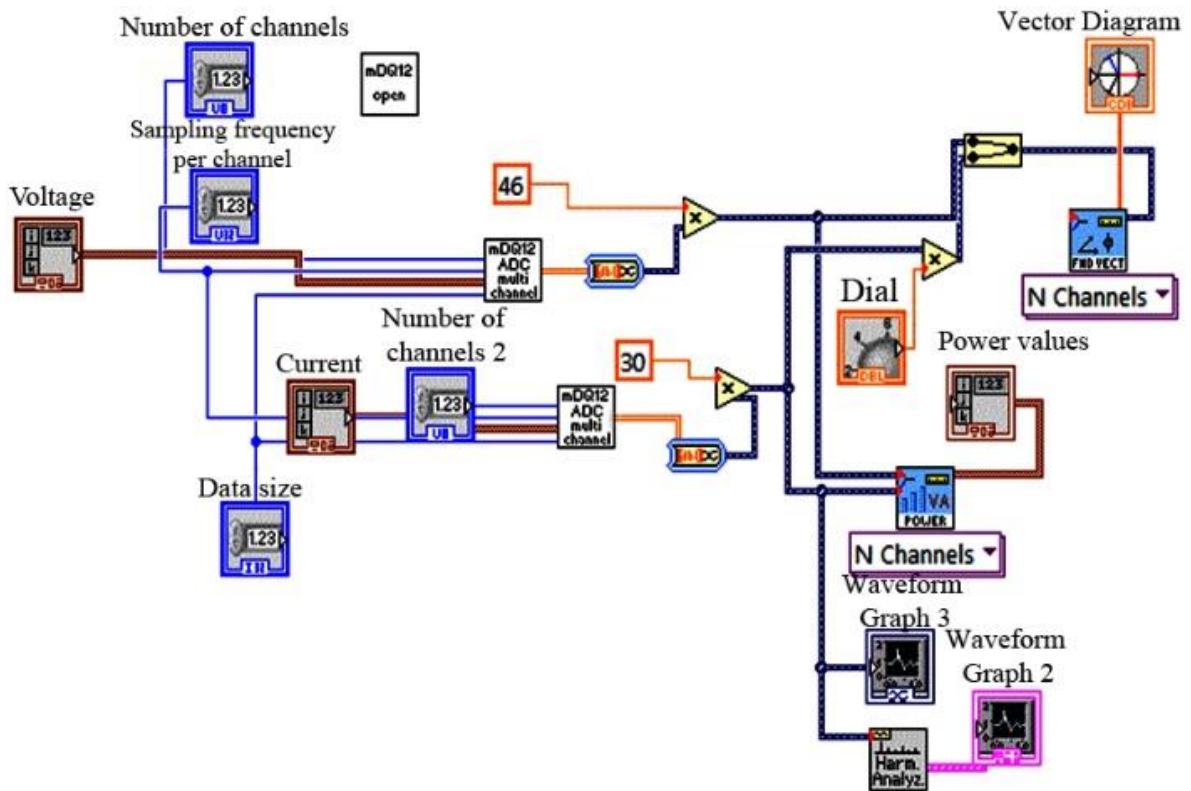
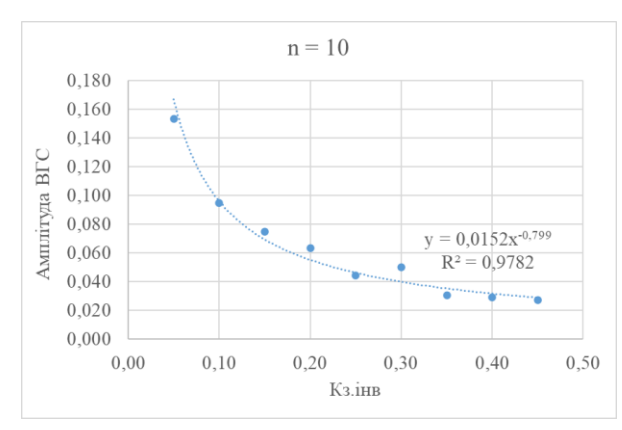
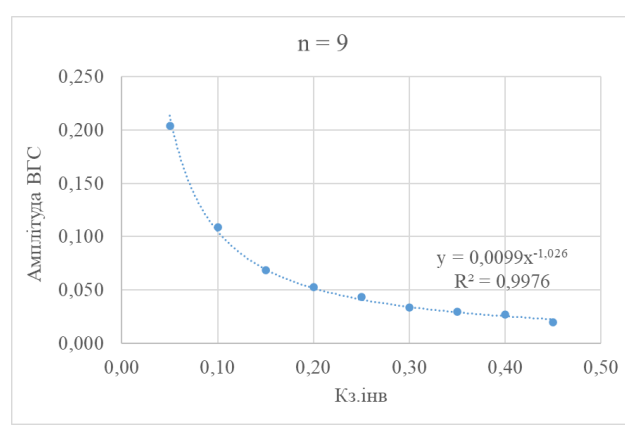
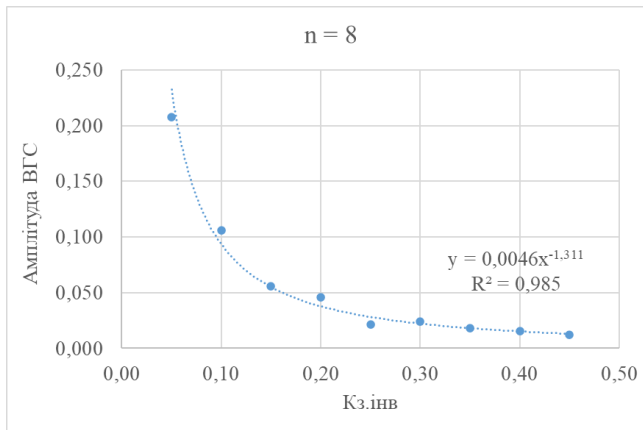
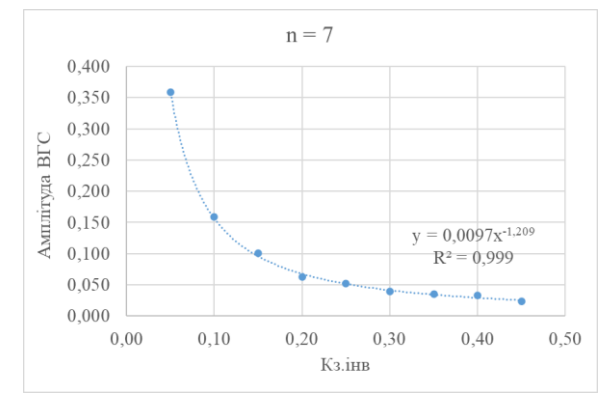
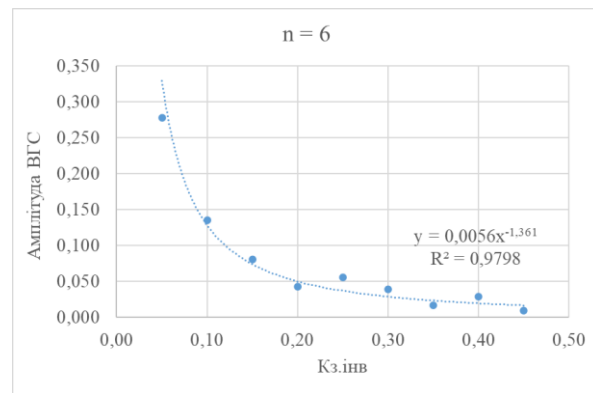
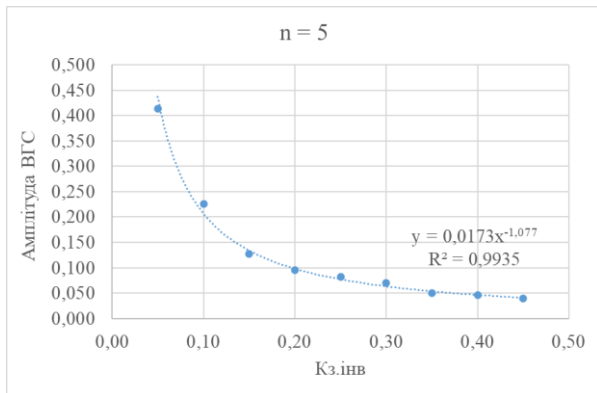
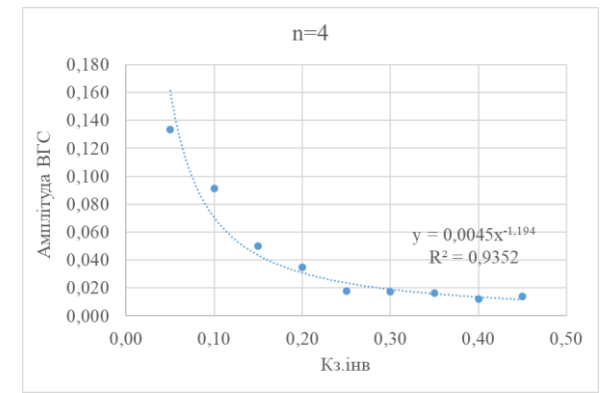
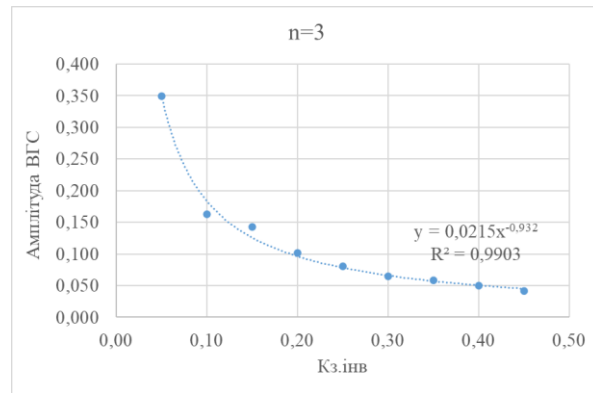
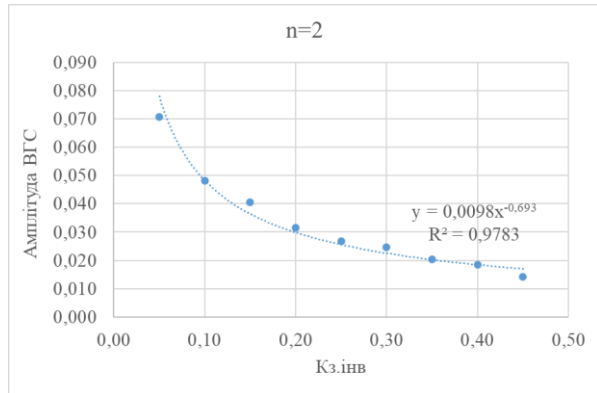


Рисунок 2.8 – Функціональна блок схема програми аналізатора електричної енергії у середовищі LabView

З метою верифікації та уточнення результатів аналіз даних паралельно проведений з використанням програмного пакету Microsoft Excel за допомогою математичного аналізу Фур'є.

За результатами експерименту та апроксимації даних отримано рівняння функціональних залежностей амплітуд спектру гармонійних складових струму n -ї гармоніки (до 19-ої гармоніки включно, див. рис. 2.9) від вихідної потужності (завантаження) перетворювача.

Кореляційний аналіз щодо взаємозв'язку між вихідною потужністю мережевого інвертора та значеннями вищих гармонійних складових дозволив отримати від'ємні коефіцієнти кореляції (рис. 2.10). Це свідчить про наявність зворотної залежності між вихідною потужністю (коефіцієнтом завантаження) перетворювача та амплітудами ВГС.



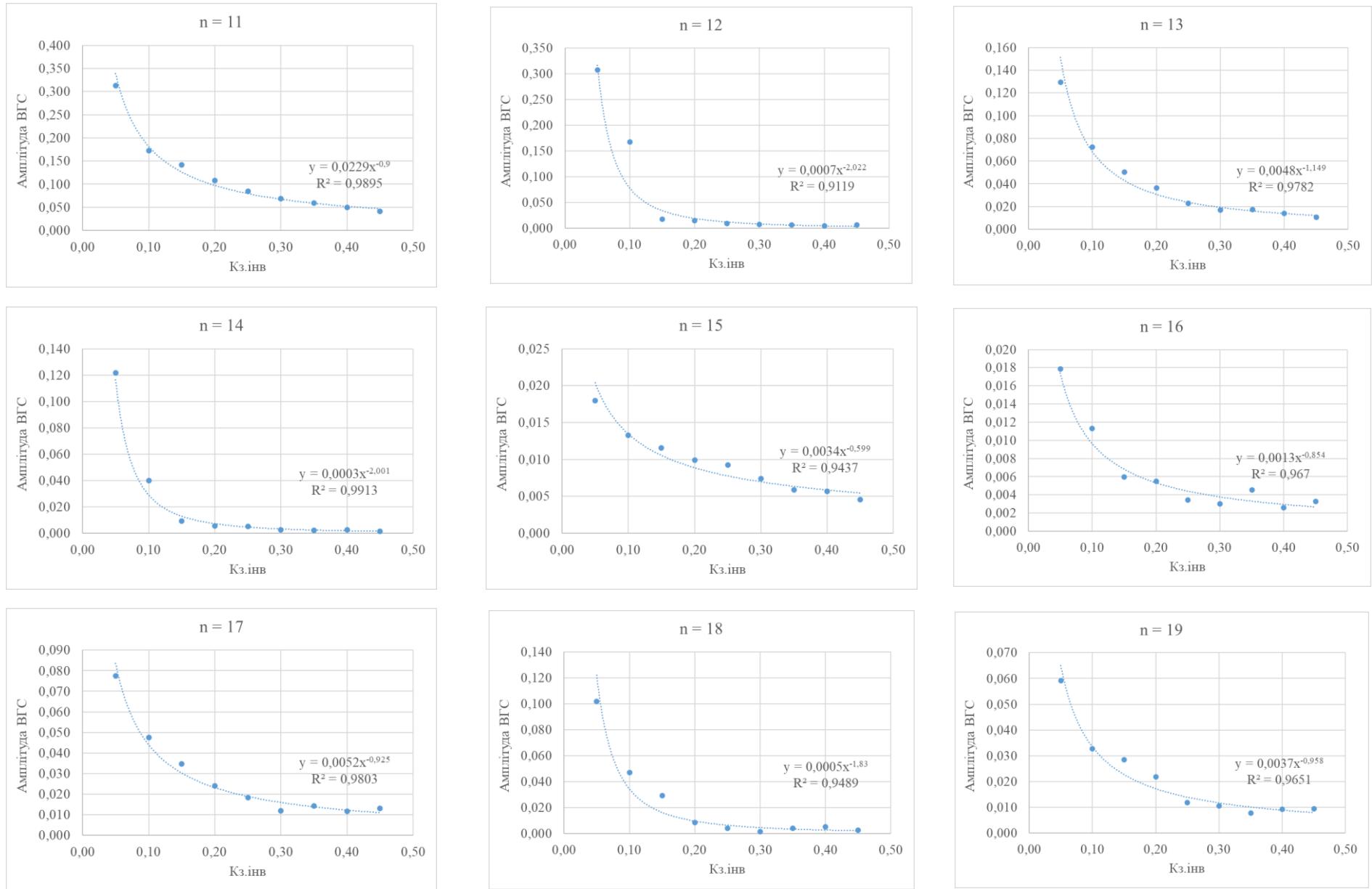


Рисунок 2.9 – Апроксимації значень зміни амплітуди ВГС n -го порядку залежно від вихідної потужності інвертора

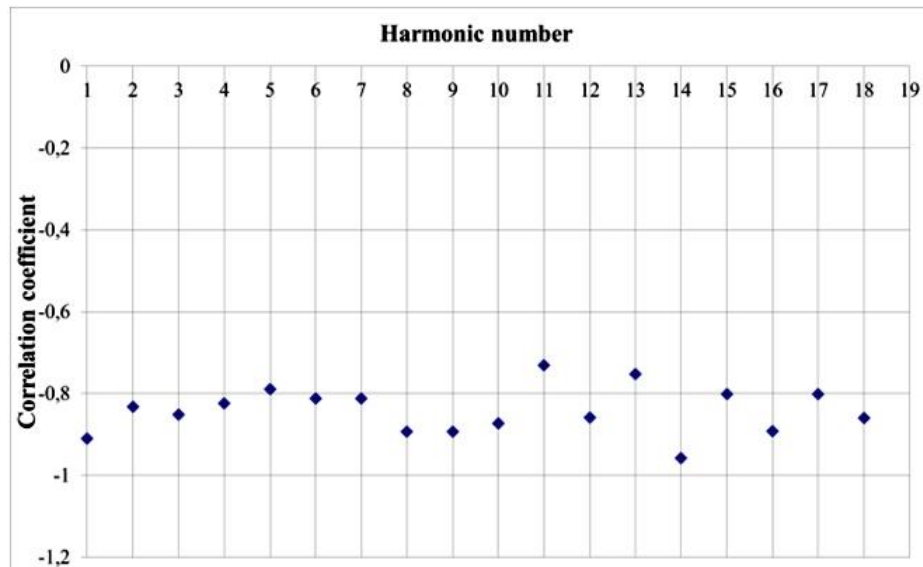


Рисунок 2.10 – Значення коефіцієнтів кореляції між вихідною потужністю мережевого інвертора та амплітудами ВГС

Аналіз оцінки й експериментальні дослідження рівнів THD_1 та ВГС, проведені за допомогою промислового аналізатора якості електричної енергії FLUKE 1738 у динамічному режимі, при роботі діючої ФЕС, дозволили отримати наступні результати (рис. 2.11).

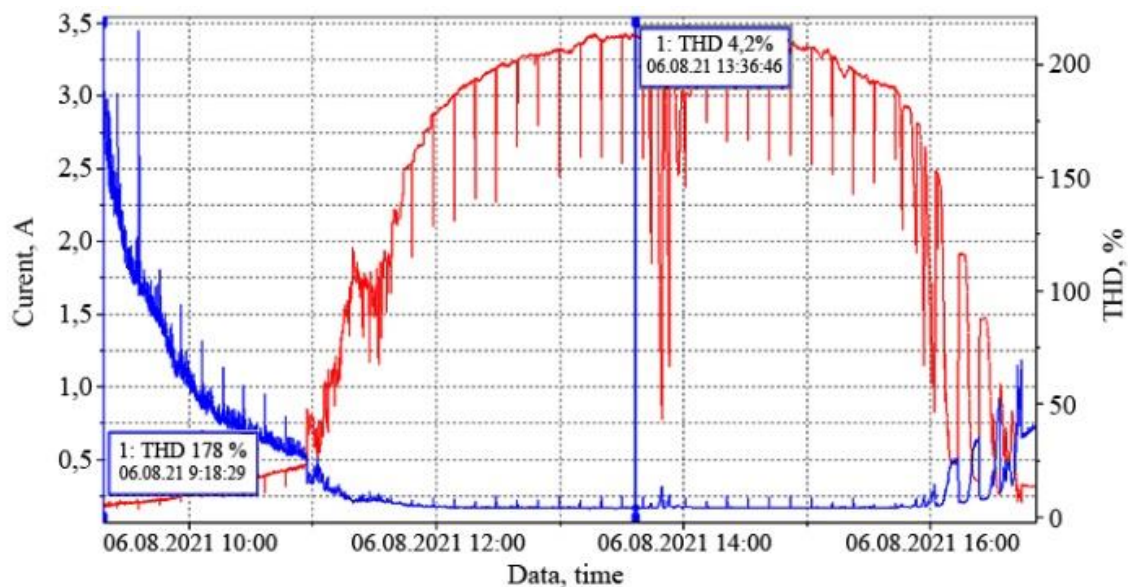


Рисунок 2.11 – Закономірності взаємозв'язку між вихідним струмом мережевого інвертора та рівнем THD_1

Наведені на рис. 2.11 режими роботи діючої мережевої ФЕС з синхронним накладанням та відображенням двох параметрів – вихідного струму (завантаження інвертора) та THD_1 дозволяють підтвердити отримані вище кореляційні залежності та експериментальні дані щодо закономірностей протікання перехідних процесів й електромагнітної сумісності перетворювачів ФЕС в стаціонарних та динамічних режимах навантаження (див. рис. 2.12).

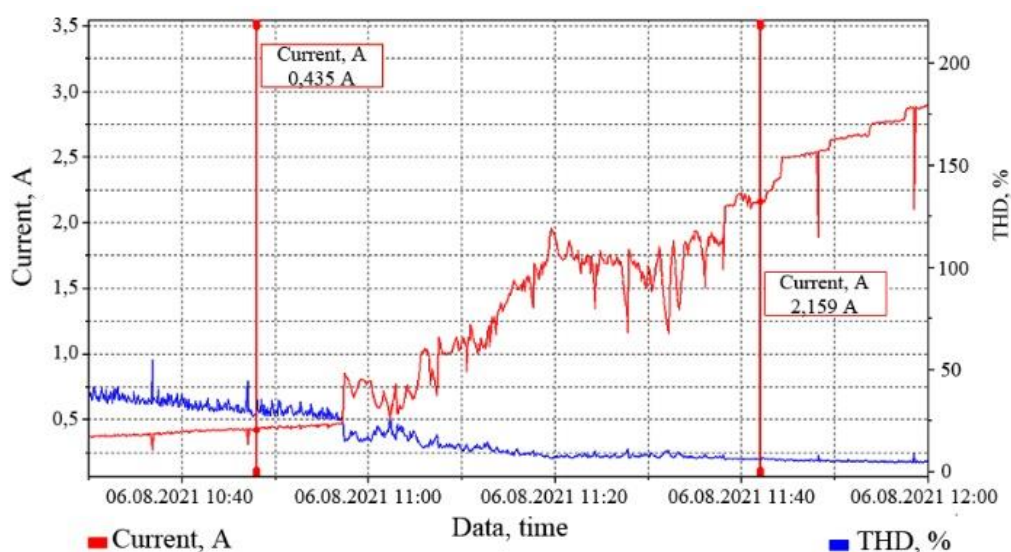


Рисунок 2.12 – Закономірності взаємозв'язку між показниками завантаження інвертора та рівня THD_1

В результаті проведеного аналізу й експериментального дослідження отримано фактичні значення показників електромагнітної сумісності мережевого інвертора за коефіцієнтом викривлення синусоїдальності кривої струму для стаціонарних режимів роботи. Зважаючи на уніфіковані технічні рішення промислових мережевих інверторів, це надає можливість використовувати їх для аналогічних об'єктів фотоелектричної генерації з метою визначення додаткових втрат електричної енергії та електромагнітного збитку для обладнання мереж в реальних умовах експлуатації з урахуванням систематичної зміни рівня завантаження перетворювача, викликаного денною інсоляцією.

З метою урахування коефіцієнту додаткової дії ВГС на завантаження електрообладнання розподільних мереж ФЕС доцільним є визначення закономірності сукупної дії всіх гармонійних складових струму, тобто THD_i залежно від ступеня завантаження перетворювача (рис. 2.13).

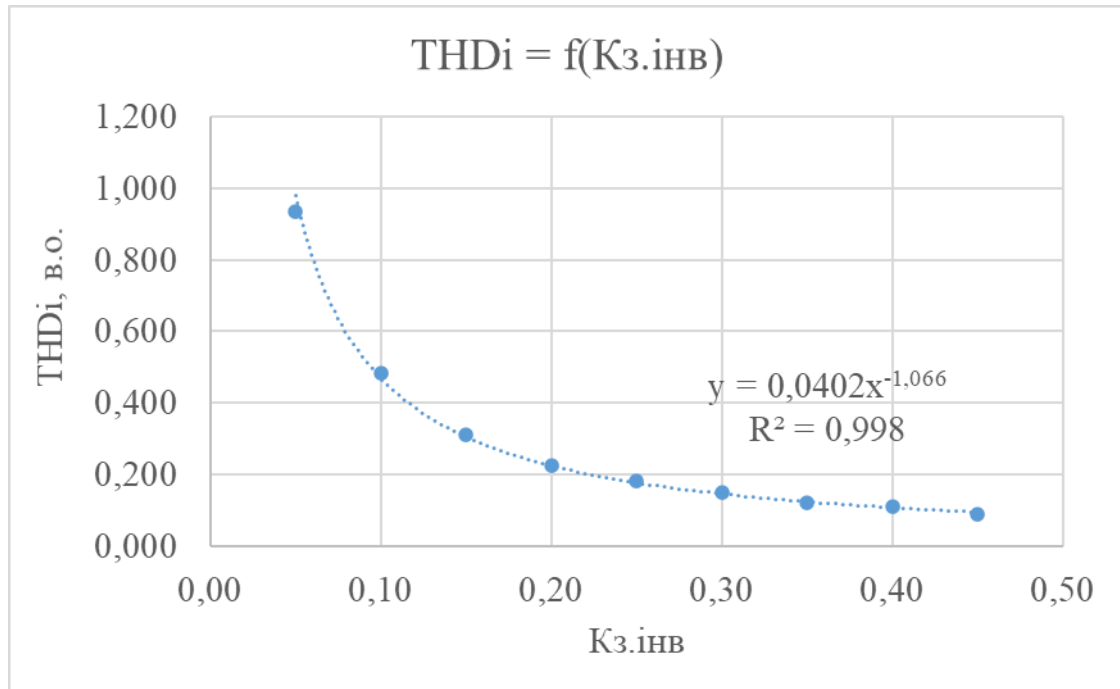


Рисунок 2.13 – Закономірність зміни коефіцієнта викривлення синусоїдальності кривої струму від завантаження інвертора ФЕС

Тоді рівняння коефіцієнта впливу електромагнітної обстановки на завантаження обладнання розподільної мережі можна записати наступним чином:

$$K_{EMC\ i} = 1 + 0,0402K_{з.інв}^{-1,066}. \quad (2.1)$$

В режимі нестационарного завантаження інвертора $0,05 \leq K_{з.інв.} \leq 1$ коефіцієнт впливу електромагнітної обстановки буде змінюватися в діапазоні $2,00 \leq K_{EMC.i} \leq 1,04$. В режимі ж ефективного завантаження інвертора $0,5 \leq K_{з.інв.} \leq 1$ коефіцієнт впливу електромагнітної обстановки буде змінюватися в діапазоні $1,08 \leq K_{EMC.i} \leq 1,04$. Для врахування впливу відповідного фактору на

нагрів та додаткове завантаження обладнання можна прийняти середнє значення для режиму ефективної роботи інвертора на рівні $K_{EMC} = 1,06$.

З урахуванням отриманих результатів і закономірностей, можна зробити висновок, що покращені показники електромагнітної сумісності є характерними для режимів ефективного завантаження мережевих інверторів. В діапазоні зміни вихідної потужності 50-100 % від номінального значення встановлено, що вплив ВГС є менш несуттєвим, проте його потрібно враховувати при вирішенні задачі вибору раціональної потужності трансформаторів чи типорозмірів ЛЕП з урахуванням фактичного режиму роботи.

Зазначені вище закономірності зміни ВГС залежно від завантаження перетворювача є характерними як для мережевого інвертора в цілому, так і окремого МРРТ-входу, тобто окремого стрінгу фотоелектричних модулів, підключених до входів постійного струму інвертора. Таким чином, одним із способів підвищення енергоефективності режимів роботи електротехнічних комплексів фотоелектричних станцій в розподільчих мережах може бути довантаження перетворювачів та збільшення тривалості їх енергоефективної роботи, що сприятиме зниженню рівнів THD_I , додаткових втрат та електромагнітного збитку для основного електрообладнання. З метою підтвердження відповідної гіпотези запропоновано схмотехнічне рішення щодо способу довантаження мережевих інверторів [22]. Він полягає у забезпеченні попарного перемикування приєднання окремих стрінгів (ланцюжків) фотоелектричних модулів кількох мережевих інверторів на паралельну роботу в режимах зниженої інсоляції протягом доби, оскільки встановлено, що рівень спотворення вихідного сигналу залежить від завантаження перетворювача.

Запропоноване схмотехнічне рішення з послідовним (попарним) довантаженням мережевого інвертора наведено на рис. 2.14. Основним обмеженням є номінальний струм стрінгу фотоелектричних панелей, який не повинен перевищувати максимальне значення для МРРТ-входу інвертора по стороні постійного струму. Як правило, значення максимально струму МРРТ-входу інвертора допускає приєднання двох паралельних стрінгів. Оскільки струм

фотоелектричних модулів та їх потужність генерації змінюється прямо пропорційно інсоляції, то перевантаження за струмом двох паралельно підключених стрінгів при реалізації запропонованого принципу перемикання спостерігатися не буде.

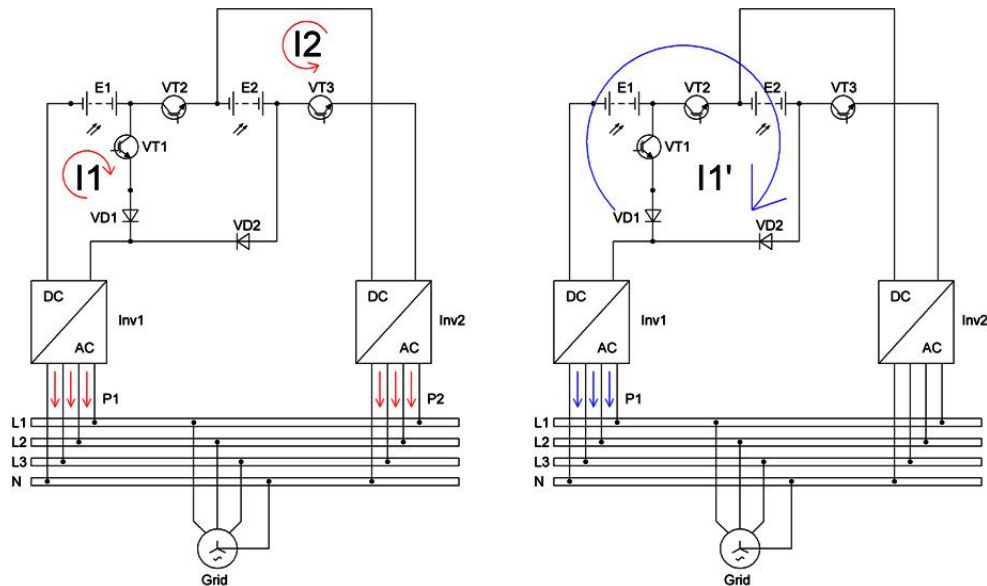


Рисунок 2.14 – Схема перемикання інверторів (стрінгів)

Зважаючи на суттєве погіршення електромагнітної сумісності мережевих інверторів, особливо, при $K_3 < 0,5$, спосіб попарного довантаження доцільно реалізовувати при відповідному рівні завантаження інвертора (стрінгу) від номінального значення. Унікальністю запропонованого рішення є те, що воно може бути реалізовано на вже діючих ФЕС як для одного інвертора, що має декілька підключених стрінгів, так і для групи окремих перетворювачів.

2.4 Апаратна частина та алгоритм роботи системи довантаження інвертора

У теперішній час перетворювачі ФЕС досить часто розташовуються в межах інверторної комплектної трансформаторної підстанції, тобто їх місце встановлення є зручним для реалізації схемотехніки перемикань.

Система керування схемою перемикання інверторів (стрінгів) може бути побудована на базі будь-якого з принципів, але має забезпечувати гістерезис на рівні 0,5 значень від діапазону керування, як це зображено на рис. 2.15.

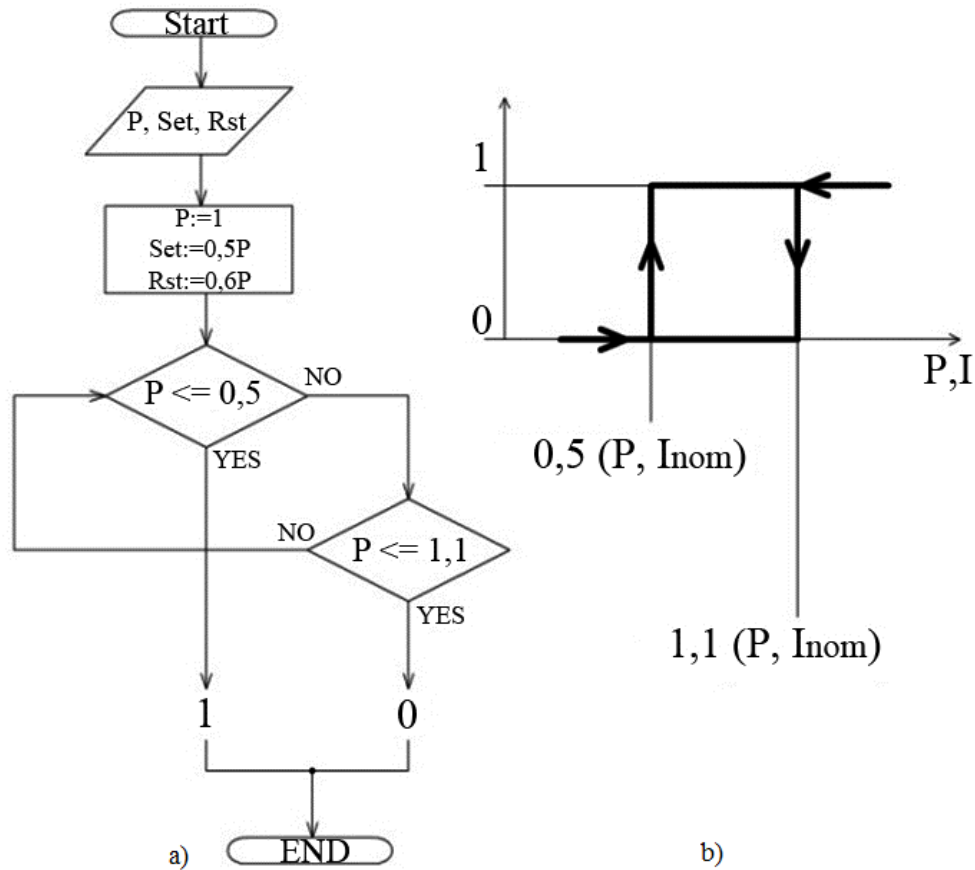


Рисунок 2.15 – Алгоритм системи керування інверторами (стрінгами) (а) та діаграма роботи схеми перемикачів (б)

Алгоритми системи перемикання стрінгів фотоелектричних модулів базуються на даних отриманих від системи керування мережевими інверторами. Одним з можливих джерел отримання даних від мережевого інвертора є карта Modbus з даними про поточну вихідну потужність станції, що дозволить використовувати її для подальшого алгоритму перемикання. Важливим аспектом алгоритму системи керування є створення необхідного штучного гістерезису на задану потужність. По аналогії з релейними принципами роботи вводиться поняття «коефіцієнту повернення», як відношення значення

повернення до значення спрацьовування. У алгоритмі роботи враховується що коефіцієнт повернення є меншим одиниці, що є ознакою роботи реле максимальної дії.

На рис. 2.16 наведено відповідну дослідницьку модель перемикання стрінгів. Особливістю схеми є застосування IGBT-транзисторів, які дозволяють виконувати комутацію значних струмів при високих напругах та є швидкодіючими, що дозволяє використовувати їх в режимі широтно-імпульсної модуляції (ШІМ).

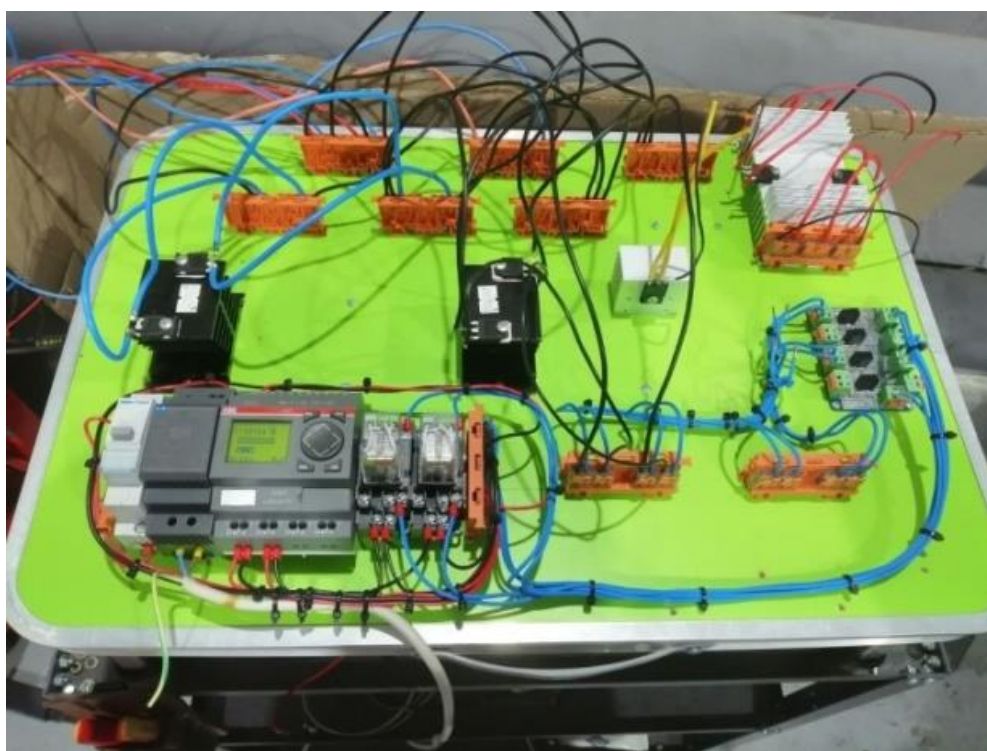


Рисунок 2.16 – Дослідницька модель установки перемикання стрінгів

Альтернативним рішенням, яке має переваги щодо надійності, а також задовільні характеристики швидкодії, є побудова системи керування на базі контакторів постійного струму з системою захисту від можливих аварійних режимів. На рис. 2.17 наведена відповідна схемна реалізація розподільчого пристрою такої системи.

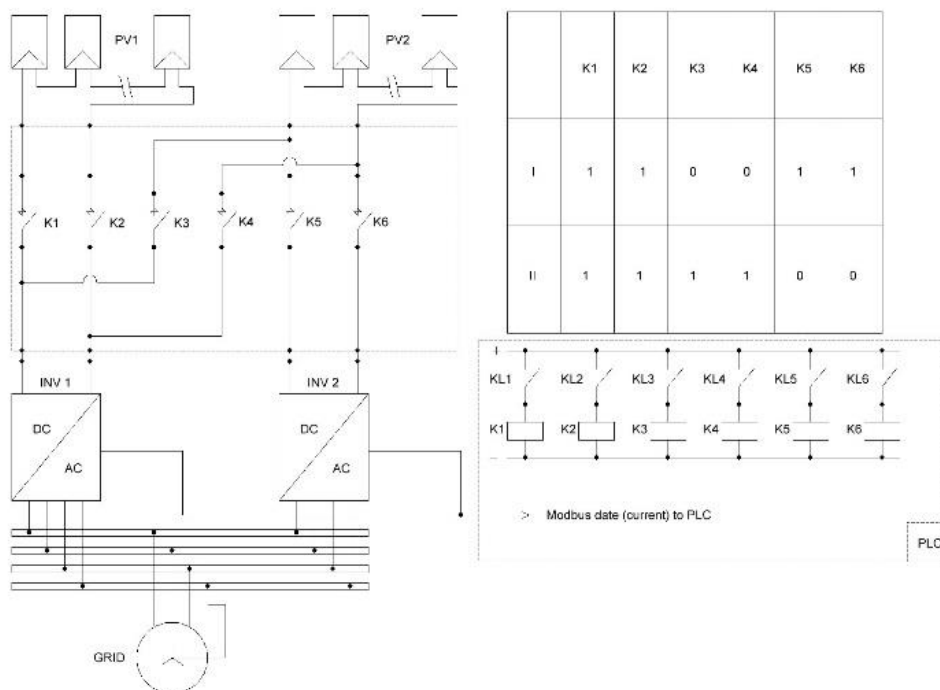


Рисунок 2.17 – Принципова електрична схема розподільчого пристрою постійного струму для перемикавання системи стрінгів

На рис. 2.18 наведено вимірювальний комплекс для дослідження електромагнітної сумісності мережевого інвертора, побудований із застосуванням промислового аналізатора якості електричної енергії Fluke 1738, апаратної платформи mdaq-14 та програмної платформи LabView. Реалізація експерименту виконана для діючої фотоелектричної станції потужністю 10 кВт з інвертором типу FroniusSymo 10.0-3-M потужністю 10 кВт, який має два стрінги з рівномірним розподіленням підключенням фотоелектричних модулів (по 19 панелей типу JASolar 275 Вт).

Перемикання між стрінгами супроводжується короткочасними зниженням потужності тривалістю 0,1-0,3 секунди. Підтримка процесу генерації мережевого інвертора під час перемикання стрінгів забезпечується наявністю в схемі електролітичного конденсатора у тракті постійного струму, тобто «випадіння» інвертору з генерації відбуватися не буде. На рис. 2.19 наведено відповідну діаграму вихідного струму мережевого інвертора в режимі перемикання стрінгів.



Рисунок 2.18 – Вимірювальний комплекс для дослідження електромагнітної сумісності мережевих інверторів ФЕС

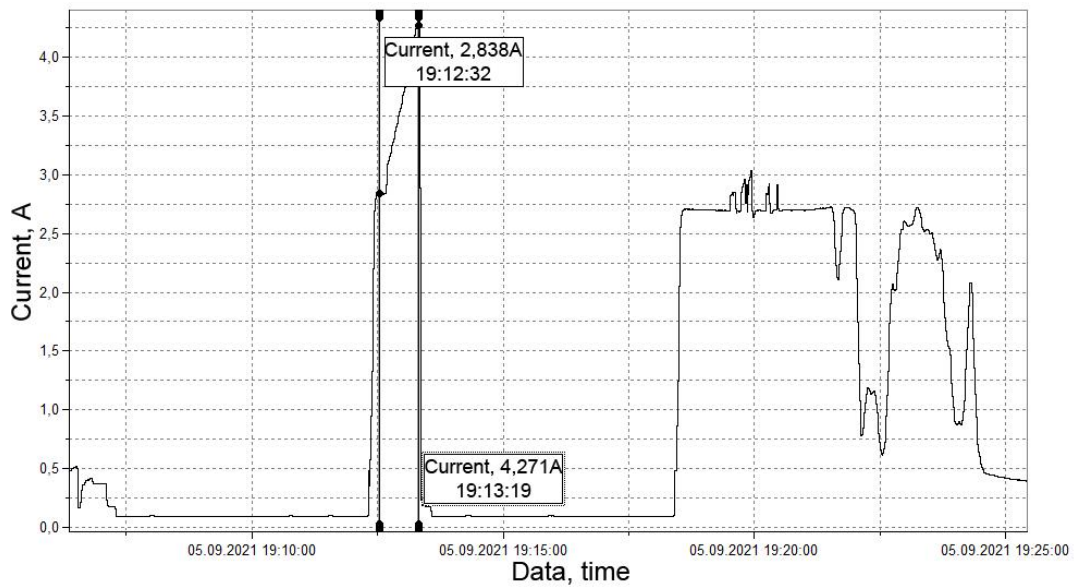


Рисунок 2.19 – Діаграма вихідного струму мережевого інвертора в режимі перемикання стрінгів

Результати, отримані під час проведення досліджень, свідчать про ефективність способу оперативної зміни конфігурації приєднання стрінгів з метою їх довантаження та досягнення цілей підвищення показників електромагнітної сумісності та відповідають встановленим вище закономірностям.

Висновки по розділу

1. Проведені дослідження показників електромагнітної сумісності інверторів мережевих фотоелектричних станцій в стаціонарних та динамічних режимах роботи дозволили встановити характерні спектри та амплітуди вищих гармонічних складових залежно від рівня завантаження перетворювача. Амплітуди вищих гармонік струму мережевих інверторів ФЕС у динамічному режимі роботи із завантаженням до 50% від номінального змінюються гіперболічно, обернено рівню завантаження перетворювача.

2. Для режиму ефективної роботи інвертора в діапазоні 50-100% вплив фактору електромагнітної обстановки на нагрів та додаткове завантаження обладнання розподільної мережі електротехнічного комплексу ФЕС доцільно врахувати шляхом введення у розрахунок підвищувального коефіцієнта K_{EMC} на рівні 1,06.

3. Запропоновані у роботі спосіб, схемотехнічне рішення та алгоритм довантаження мережевих інверторів в нестационарних режимах дозволяють знизити рівні електромагнітних завад, та відповідні додаткові втрати електроенергії в основних елементах системи електропостачання ФЕС на 30-50%, що створюються перетворювачами фотоелектричних станцій, а саме рішення є універсальним та може бути застосованим для будь-якої фотоелектричної станції за умови централізованого розташування мережевих інверторів у межах інверторної підстанції. Це сприятиме зниженню втрат електричної енергії та електромагнітного збитку для обладнання від дії вищих гармонічних складових. Окупність запропонованого схемотехнічного рішення за рахунок зниження втрат електричної енергії при складатиме близько 5 років.

4. Результати проведених досліджень придатні до використання виробниками мережевих інверторів – для передбачення серійної схемотехнічної реалізації довантаження інвертора в характерних режимах з метою зниження впливу ВГС на обладнання електротехнічного комплексу ФЕС.

3 ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО КОМПЛЕКСУ ФЕС

3.1 Особливості вибору обладнання розподільних мереж ФЕС

Показником ефективності роботи основного обладнання систем електропостачання (трансформатори, лінії електропередачі) для розподільних мереж фотоелектричних станцій є ступінь використання номінальних параметрів устаткування у відповідності до фактичного режиму навантаження. Це досягається шляхом використання обладнання за навантажувальною здатністю, тобто, з урахуванням систематичних режимів навантажень і перевантажень, які не призводять до прискореного відпрацювання ресурсу ізоляційної системи, а відповідно і регламентованого терміну експлуатації.

Особливістю роботи обладнання фотоелектричних станцій є суттєво нерівномірний режим навантаження, викликаний зміною сонячної радіації протягом доби та відповідної пори року. Додатково слід враховувати зміну інсоляції залежно від географічного розташування ФЕС (коефіцієнт K_{ins}), а також температуру оточуючого середовища T_{oc} , яка змінюється залежно від сезону.

Підприємства-виробники фотоелектричних модулів весь час працюють над удосконаленням технологій та підвищенням коефіцієнту ефективності (ККД) перетворення сонячної енергії ФЕМ. Близько 5 років тому високим вважався ККД ФЕМ на рівні 16-17 %, у теперішній час – 22-23 %. Цей фактор необхідно враховувати при виборі параметрів електрообладнання ФЕС, оскільки даний коефіцієнт прямо пропорційно впливає на рівень генерації ФЕС та завантаження устаткування електротехнічного комплексу.

У попередньому розділі отримано закономірності зміни вищих гармонік струму при роботі мережевих інверторів в різних режимах їх навантаження у вигляді коефіцієнта електромагнітної сумісності K_{EMC} . Це має додатковий вплив на нагрів ізоляції обмоток в режимах завантаження, особливо до 50 % від номінального, які спостерігаються щоденно, та спричиняє підвищення втрат електричної енергії в електротехнічному комплексі ФЕС.

Вагомим фактором при проектуванні фотоелектричних станцій є закладений коефіцієнт перевантаження по стороні постійного струму $K_{\text{пер.dc}}$. Згідно аналізу широкої вибірки проєктів ФЕС та експертними оцінками інженерів-проектувальників компанії ТОВ «ЕДС Проєкт», $K_{\text{пер.dc}}$ знаходиться у діапазоні 1,0...1,4 відносно інверторної потужності станції P_{inv} . Це робиться з метою підвищення діапазону ефективної роботи ФЕС та збільшення обсягів віддачі потужності.

Прийняття раціональних типорозмірів силових трансформаторів, або раціональної загальної трансформаторної потужності, яка забезпечить ефективну видачу генерації ФЕС, є важливою науковою задачею з явно вираженою практичною значимістю. Особливість побудови розподільної мережі ФЕС полягає у тому, що для них не застосовуються стандартні принципи спорудження централізованих одно- чи двотрансформаторних підстанцій. Кількість розосереджених окремих КТП (звичайних чи інверторних) може бути досить великою, тому обґрунтування вилучення можливих резервів сприятиме зниженню капіталовкладень в електротехнічний комплекс ФЕС.

При цьому важливо максимально врахувати фактори впливу на режим навантаження, які є значущими та характерними для ФЕС. Це сприятиме обґрунтованому вибору раціональної потужності ФЕС.

За класичними методиками вибір потужності силових трансформаторів переважно виконується по розрахунковому 30-хвилинному максимуму активного або повного навантаження. Це робиться з метою уникнення можливого виходу з ладу устаткування, яке має значення постійної часу нагрівання $\tau = 10$ хвилин. Оскільки струмоведучі частини при номінальному навантаженні досягають усталеного значення температури нагріву протягом часу 3τ , то і відповідний інтервал осереднення приймають на рівні 30 хвилин. Проте, силове обладнання мереж (трансформатори, провідники перерізом більше 70 мм^2) мають постійні часу, які суттєво перевищують 10 хвилин. Так, постійна часу нагріву трансформаторів $\tau_{\text{тр}}$ залежно від виду та характеристик

ізоляційної системи (класу нагрівостійкості) коливається в діапазоні 30-60 хв (сухі трансформатори) 90-180 хв (розподільні масляні трансформатори).

На відміну від класичного розрахунку електричних навантажень при проектуванні систем електропостачання, ФЕС є джерелом генерації електричної енергії з нерівномірним графіком протягом доби і року. Тому стандартні методи, які застосовуються для споживачів промислових підприємств, громадських будівель і споруд тощо, не можуть бути використані для електротехнічного комплексу ФЕС. Однак, від правильності розрахунків та вибору основного обладнання залежать капіталовкладення, технічні, економічні і експлуатаційні показники роботи електротехнічного комплексу ФЕС.

Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів ФЕС. При проектуванні ФЕС певної потужності $P_{\text{фес}}$ слід розуміти, що це значення характеризує сумарну інверторну потужність P_{inv} . Вибір номінальної потужності підвищувальних КТП на першому рівні, як правило, виконується зі стандартного діапазону розподільних трансформаторів $S_{\text{ном.т}} = 630, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500$ кВА. Трансформатори середньої та великої потужності можуть застосовуватися у випадку будівництва ФЕС значної потужності (десятки або сотні МВт), тоді на другому (вищому) рівні напрути будується класична багатотрансформаторна підвищувальна підстанція з резервуванням ліній видачі потужності в мережу. Слід зазначити, що окремий режим роботи будь-якого інвертора ФЕС у сукупності формує аналогічний режим завантаження обладнання розподільної мережі змінного струму, до якого підключені відповідні перетворювачі. Тобто, навантаження ліній електропередачі до та вище 1 кВ, силових підвищувальних КТП та підстанцій видачі потужності більш високого рівня є пропорційним до режиму роботи інверторів.

Зважаючи на роботу трансформаторного обладнання у складних умовах по температурі оточуючого середовища, особливо у період літніх місяців року, переваги у використанні, як правило, надаються маслонаповненим трансформаторам типу ТМ вітчизняного чи закордонного виробництва. Сухі

трансформатори мають меншу теплову постійну нагріву, тому без примусового охолодження їх застосування на ФЕС є утрудненим з позицій перегріву протягом високої сонячної активності та підвищеної температури охолоджуючого середовища. У деяких випадках, залежно від значень факторів впливу, доцільно навіть для масляних трансформаторів рекомендувати забезпечити примусове охолодження або кондиціонування КТП. Це сприятиме підвищенню потенціалу вилучення резервів потужності та ефективного використання навантажувальної здатності трансформаторів.

Вибір раціональної потужності та кількості трансформаторного устаткування повинно забезпечуватися шляхом техніко-економічного обґрунтування та порівняння кількох варіантів за капіталовкладеннями в устаткування та експлуатаційними витратами (втрати електричної енергії, обслуговування тощо).

Кількість та потужність трансформаторів КТП також залежить від фактичної конфігурації земельної ділянки (наземні ФЕС) під спорудження станції, поділу ділянки на окремі «поля» з їх підключенням до відповідної КТП.

Нормативна документація щодо спорудження потужних ФЕС містить вимогу щодо наявності технічної можливості забезпечення обмеження генерації від ФЕС для післяаварійних режимів роботи централізованої мережі обсягом до 50 %. Це зумовлює доцільність щодо встановлення парної кількості КТП, що дозволить спростити реалізацію зазначеного обмеження простим відключенням частини станції.

Наприклад, для ФЕС з інверторною потужністю 2 МВт доцільно встановити два трансформатора одиничною потужністю 1000 кВА кожен. З метою більш раціонального використання номінальної потужності трансформатора потрібно, щоб вона була кратною потужності одиничного інвертора. На етапі проектування узгоджується потужність трансформаторів та кількість інверторів, що будуть підключені до них з перевіркою, щоб вся інверторна потужність покривалася трансформаторною потужністю. Тобто, режим роботи обладнання за навантаженням не враховується.

Таким чином, кількість трансформаторів можна обчислити за формулою:

$$N_T \geq \frac{P_{\Phi EC}}{K_3 S_{ном.т}}$$

звідки

$$S_{ном.т} \geq \frac{P_{\Phi EC}}{K_3 N_T}$$

Коефіцієнт завантаження K_3 за експертними оцінками проєктувальників вибирається на рівні 0,7. Факт застосування заниженого коефіцієнта завантаження трансформатора пояснюється ускладненими умовами оточуючого середовища за температурою у місці встановлення КТП сонячної станції в літній період. Проте при проєктуванні та виборі потужності трансформаторного устаткування не враховують специфіку режиму генерації електричної енергії протягом доби і сезонів року. Тому обґрунтування раціональної потужності трансформатора з урахуванням значущих факторів та специфіки режиму генерації є важливою задачею, яка дозволить в конкретних умовах приймати адекватні рішення щодо електротехнічного комплексу фотоелектричної станції за їх режимами роботи.

Зважаючи на те, що генерація ФЕС має нестационарний характер у відповідності до денної та сезонної сонячної активності, вибір потужності трансформаторів за інверторною (встановленою) потужністю ФЕС, як правило, сприяє завищенню встановленої номінальної потужності трансформаторного устаткування. Це спричиняється тим, що номінальна (максимальна) потужність генерації спостерігається лише протягом кількох годин протягом доби, а весь інший час трансформатор працює з недовантаженням. В аналогічному режимі працюють і лінії електропередачі змінного струму ФЕС. Тому, з метою вибору раціональної потужності необхідно враховувати значущі фактори і коефіцієнти

з попереднім приведенням їх до певних базових умов з метою універсалізації підходу. До таких базових умов при проведенні аналізу слід віднести наступні:

- базова інсоляція $Ins_{баз} = 1000 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2 \cdot \text{рік}$;
- базовий ККД $\eta_{фем.баз}$ (за експериментальними даними)

Значущі поправочні коефіцієнти, які необхідно враховувати:

- коефіцієнт впливу інсоляції у місці встановлення ФЕС, K_{ins} ;
- коефіцієнт перерахунку ККД фотоелектричних модулів K_{η} ;

- коефіцієнт перевантаження за встановленою потужністю ФЕМ по стороні DC, $K_{пер.dc}$;

- коефіцієнт запасу за потужністю з урахуванням фактичного режиму роботи трансформатора і температури оточуючого середовища, $K_{зап.р.баз}$;

- коефіцієнт впливу вищих гармонійних складових, що виникають при роботі інверторного обладнання $K_{емс}$;

- поправочний коефіцієнт на орієнтацію панелей за сторонами світу $K_w \leq 1$.

В цілому комплексне врахування відповідних факторів дозволить визначити раціональну сукупну трансформаторну потужність ФЕС та застосувати відповідні типорозміри і кількість трансформаторів.

Принцип, що можна застосувати для визначення раціональної потужності трансформаторів ФЕС за реальним графіком генерації є подібним до такого методу визначення електричних навантажень як метод технологічного графіку або метод моделювання графіку. Тільки у випадку ФЕС розглядається генерація, що створює завантаження обладнання розподільної мережі електротехнічного комплексу сонячної станції.

Серед теоретико-ймовірнісних методів визначення електричних навантажень слід відзначити *метод розрахункових коефіцієнтів, принципи якого викладені в ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 [34]*. Слід відзначити, що даний метод враховує постійні часу нагрівання елементів систем електропостачання при визначенні розрахункового навантаження: для вибору трансформаторів, магістральних шинопроводів, головних розподільчих щитів постійна часу T становить 150 хв або 2,5 год. Це дозволяє вводити поправочний розрахунковий

коефіцієнт $K_p < 1$, що знижує значення розрахункового максимуму та дозволяє зменшити номінальні параметри основного електрообладнання та капіталовкладення в СЕП. У випадку електротехнічного комплексу ФЕС, на відміну від СЕП промислових підприємств та міст, кількість факторів впливу на вибір раціональної потужності є суттєво більшою, тому методика вибору раціональної потужності трансформаторів має неодмінно їх максимально врахувати. Це дозволить уникнути як завищення номінальних параметрів устаткування, так і їх заниження за певних унікальних умов.

Метод технологічного графіка. Суть методу полягає у побудові графіку електричних навантажень по графіку (режимним картам і т.п.) технологічного процесу установки і потужностям на кожній фазі процесу. Далі з ГЕН визначають усі потрібні величини, у тому числі максимальне навантаження $P_{M(T)}$ за будь-який інтервал осереднення, рівний трьом постійним часу нагріву конкретного типу обладнання $T = 3T_0$. Метод застосовується для установок й поточних виробництв з циклічним режимом роботи (такий режим умовно можна вважати справедливим і для ФЕС). Метод є найбільш точним, але трудомістким й тому застосовується в основному при проектуванні (за аналогами) або електропостачання унікальних установок й процесів, до яких можна віднести ФЕС, що споруджуються в унікальних умовах.

Проблема точності визначення розрахункової потужності для вибору обладнання ФЕС є актуальною і для фотоелектричних станцій, методика вибору трансформаторної потужності яких потребує удосконалення за рахунок комплексного врахування значущих факторів.

Тому необхідні більш глибокі дослідження, щоб встановити закономірності впливу відповідних факторів на вибір раціональних параметрів електротехнічного комплексу ФЕС.

Загальні принципи вибору ліній електропередачі. При проектуванні та експлуатації електричних мереж, вони повинні максимально задовольняти технічним та економічним вимогам. Це досягається різними шляхами, серед яких найважливішими є раціональна побудова електричної мережі, максимальна

уніфікація обладнання для забезпечення утримання мінімального складського резерву основного електротехнічного устаткування.

Стосовно розподільчих електричних мереж підприємств та міст, вибір параметрів основних елементів слід виконувати з урахуванням забезпечення економічності і надійності роботи мережі в нормальному та післяаварійному режимах. Важливим аспектом при цьому є обґрунтований вибір перерізів провідників з максимальним урахуванням низки технічних й економічних факторів. Відповідно до Правил улаштування електроустановок [35], вибір провідників виконується переважно за нагрівом. При виборі ЛЕП за максимальним струмом післяаварійного режиму виконуються дії за наступним алгоритмом:

1. Визначення розрахункового значення струму навантаження на провідник у максимальному (післяаварійному) режимі.

2. За умовами та способом прокладки ЛЕП знаходяться певні поправочні коефіцієнти, які впливають на значення допустимого струму провідника k_1, k_2, k_3 (k_1 – поправка на значення температури оточуючого середовища; k_2 – поправка на кількість прокладених поруч КЛ; k_3 – поправка на максимальний рівень перевантаження в післяаварійному режимі, яка залежить від попереднього завантаження КЛ при визначеному способі прокладання). Для кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену можуть бути враховані додаткові коефіцієнти на спосіб прокладання, схему з'єднання екранів, глибину прокладання у землі та фактор навантаження.

3. За технічними інструкціями на конкретний тип ЛЕП або ПУЕ виконується вибір мінімального допустимого перерізу лінії та відповідного значення номінального, тривало допустимого струму.

4. Розрахунок фактичного допустимого струму провідника, враховуючи визначений перелік поправочних коефіцієнтів та умови прокладання $I'_{\text{доп}}$:

$$I'_{\text{доп}} = k_1 k_2 k_3 I_{\text{доп.табл}};$$

$$I_M \leq I'_{\text{доп}}$$

5. Перевірка за умовами термічної дії струмів короткого замикання, втратами напруги.

3.2 Оцінка завантаження та відпрацювання ресурсу силових трансформаторів

Трансформатори фотоелектричних станцій працюють в умовах різкозмінного навантаження, що спостерігається як протягом доби, так і протягом року і викликано зміною сонячної активності (табл. 2.1, рис. 2.1).

Для підтвердження можливостей вилучення резервів потужності трансформаторів, що працюють у суттєво недовантаженому режимі (вечірні і нічні години) та з метою забезпечення ефективного відпрацювання регламентованого строку експлуатації шляхом вибору і використання раціональної потужності, виконано розрахунки й оцінка щодо оцінки фактичного температурного режиму та зносу ізоляції їх обмоток, оскільки термін служби головної ізоляції є основним індикатором відпрацьованого ресурсу трансформатора в цілому [36]. Для цього скористаємося методикою, представленою в ДСТУ 3463-96 «Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів» [37] та алгоритмом [38].

Значущі коефіцієнти, які мають бути виокремлені та враховані при перерахунку експериментальних даних режимів генерації з метою отримання базового значення коефіцієнта запасу за потужністю $K_{\text{зап.Р.баз}}$, набудуть наступного вигляду:

- коефіцієнт впливу інсоляції у місці встановлення ФЕС

$$K_{\text{ins}} = \text{Ins}_{\text{факт}} / \text{Ins}_{\text{баз}};$$

$Ins_{\text{баз}} = 1000 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2\cdot\text{рік}$, $Ins_{\text{факт}}$ – фактичне значення сумарної річної інсоляції у місці встановлення ФЕС;

- ККД фотоелектричних модулів $\eta_{\text{фем}}$ та відповідний коефіцієнт

$$K_{\eta} = \eta_{\text{фем.факт}}/\eta_{\text{фем.баз}};$$

- коефіцієнт перевантаження за встановленою потужністю ФЕМ по стороні DC:

$$K_{\text{пер.dc}} = P_{\text{фем.dc}}/P_{\text{inv}};$$

- коефіцієнт впливу вищих гармонійних складових, що виникають при роботі інверторного обладнання $K_{\text{ems}} = 1,0672$;

- поправочний коефіцієнт на орієнтацію панелей за сторонами світу $K_w \leq 1$.

В цілому комплексне врахування відповідних факторів дозволить визначити базовий коефіцієнт запасу $K_{\text{зап.р.баз}}$ та раціональну сукупну трансформаторну потужність ФЕС та застосувати відповідні типорозміри і кількість трансформаторів.

Для цього експериментальним шляхом за фактичними режимами роботи типових ФЕС різної потужності (2 МВт, 7 МВт, 0,4 МВт) протягом року визначимо базовий коефіцієнт запасу за потужністю при базових значеннях інших значущих коефіцієнтів.

Переважно силові трансформатори КТП, що встановлюються на першому рівні підвищення напруги фотоелектричних станцій за номінальною потужністю відносяться до розподільних (до 2500 кВА включно) з системами охолодженням типу ON.

У якості прикладу за фактичними режимами роботи протягом року виконаємо розрахунок зносу ізоляції обмоток для трансформаторів, встановлених на ФЕС «Сан Енерджі» потужністю 2 МВт. Це дозволить визначити базовий коефіцієнт запасу за потужністю для вибору раціональної

потужності трансформатора залежно від фактичного режиму генерації станції та факторів впливу.

Так, на ФЕС «Сан Енерджі», яка розташована у м. Підгородне, встановлено 2 трансформатора потужністю по 1000 кВА.

Фактичні значення коефіцієнтів впливу на рівень генерації (завантаження обладнання) ФЕС:

- інсоляція у місці встановлення ФЕС $Ins_{факт} = 1226,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2 \cdot \text{рік}$, $Ins_{баз} = 1000 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2 \cdot \text{рік}$, тоді коефіцієнт

$$K_{ins} = Ins_{факт} / Ins_{баз} = 1226,4/1000 = 1,2264$$

- ККД фотоелектричних модулів $\eta_{фем.факт} = 16,5 \%$, $\eta_{фем.баз} = 16,5 \%$

$$K_{\eta} = \eta_{фем.факт} / \eta_{фем.баз} = 1;$$

- коефіцієнт перевантаження за встановленою потужністю ФЕМ по стороні DC

$$K_{пер.дс} = P_{фем.дс} / P_{inv} = 2,16/2 = 1,08;$$

- коефіцієнт впливу вищих гармонійних складових, що виникають при роботі інверторного обладнання $K_{EMC} = 1,04 + 0,0402 \cdot K_{зі}^{-1,066}$, якщо $0 < K_{зі} \leq 0,5$; $K_{ems} = 1,06$, якщо $K_{зі} > 0,5$;

- поправочний коефіцієнт на орієнтацію панелей за сторонами світу $K_w = 1$ (орієнтація на південь під оптимальним кутом нахилу відповідно до широти місцевості).

За даними фактичних коефіцієнтів завантаження K_i трансформаторів, приведених до базисних умов, (табл. 3.1) виконаємо розрахунок температури найбільш нагрітої точки обмотки і визначимо знос ізоляції для найбільш завантаженого режиму (найбільша генерація) липня-місяця з урахуванням

фактичних денної і нічної температури оточуючого середовища $\vartheta_{пов.д} = 30$ °С, $\vartheta_{пов.н} = 20$ °С. Це вносить додаткову точність у розрахунок та на відміну від існуючого підходу [37], який враховує лише еквівалентні значення зимового і літнього періоду.

Розрахунки фактичних режимів роботи проведено для наступних реально спостережених температур оточуючого середовища для характерних діб протягом конкретного місяця:

Місяць	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
$\vartheta_{пов.д},$ °С	0	-2	5	12	24	24	30	29	19	14	8	1
$\vartheta_{пов.н},$ °С	-3	-5	-1	5	17	17	20	19	11	6	3	-1

Відповідно [37] маємо вихідні дані:

- система охолодження трансформатора: ONAN;
- теплова постійна часу $\tau = 3$ год;
- відношення втрат потужності в обмотках і сталі магнітопроводу при номінальному навантаженні:

$$b = \frac{\Delta P_{кз}}{\Delta P_{xx}} = 5;$$

- перевищення температури масла над температурою ННТ обмотки при номінальному навантаженні – $\theta_{мн} = 55$ °С;
- перевищення температури обмотки в найбільш нагрітій точці над температурою масла в верхніх шарах при номінальному навантаженні $\Delta\theta_{об(н)} = 23$ °С.

- $n = 1,6$ – коефіцієнт пропорційності перевищення температури обмотки над температурою масла (на виході з обмотки);

- $m = 0,8$ – коефіцієнт пропорційності перевищення температури масла (на виході з обмотки) над температурою охолоджуючого середовища.

Еквівалентна температура охолоджуючого середовища – визначається за фактичними даними згідно зафіксованих значень метеорологічною службою. Для липня денна температура (7:00-21:00) становила плюс 30°C, нічна (21:00-7:00) – плюс 20°C. На відміну від лише двох значень, рекомендованих до застосування у Стандарті (еквівалентні літня і зимова температури для певного регіону), які для м. Дніпра складають плюс 21,3°C (літо) та мінус 4,4 (зима). Врахування реальної температури оточуючого середовища, особливо в літні місяці, дозволить більш точно визначити параметри режиму трансформатора ФЕС, особливо щодо температури ННТ ізоляції обмотки і відпрацювання ресурсу ізоляційної системи.

Наведемо приклад розрахунку температури ННТ для 1Т 1000 кВА діючої ФЕС для зимового (грудень, найменше завантаження) та літнього (липень, найбільше завантаження з урахуванням температури оточуючого середовища) періоду у порядку, наведеному у [38].

а) виконується число розрахунків i , що відповідає кількості інтервалів добового (або іншого) графіка зміни навантаження трансформатора:

- для даного випадку кількість ступенів дорівнює 24, відповідно число розрахунків $i = 0 \dots 24$, i - порядковий номер ступеня;

б) визначається тривалість кожного інтервалу Δt_i за часом у відповідності до порядкового номера, і шляхом підсумовування даної тривалості з інтервалом часу від початку відліку отримуємо інтервал часу t_i для конкретного ступеня.

- початком відліку приймаємо початок доби – 00:00, що відповідає порядковому номеру $i = 0$ та $t_0 = 0$.

Далі для $i = 0 \dots 24$ знаходяться інші значення t_i підсумовуванням з попереднім значенням, тобто $t_i = t_{i-1} + \Delta t$, де Δt – тривалість ступеня за часом, рівна інтервалу осереднення навантаження

$$t_1 = t_0 + \Delta t_1 = 0 + 1 = 1 \text{ год};$$

$$t_2 = t_1 + \Delta t = 1 + 1 = 2 \text{ год};$$

...

$$t_{24} = t_{23} + \Delta t = 23 + 1 = 24 \text{ год}$$

в) визначається відношення кожного інтервалу часу t_i від початку відліку до постійної часу теплового процесу τ , тобто $\frac{t_i}{\tau}$:

$$\frac{t_1}{\tau} = \frac{1}{3} = 0,33;$$

$$\frac{t_2}{\tau} = \frac{2}{3} = 0,67;$$

$$\frac{t_{24}}{\tau} = \frac{24}{3} = 8.$$

г) визначаються експоненційні коефіцієнти для кожного ступеня зміни навантаження:

$$A_i = e^{\frac{t_i}{\tau}}$$

$$A_1 = e^{\frac{t_1}{\tau}} = e^{0,33} = 1,4;$$

$$A_2 = e^{\frac{t_2}{\tau}} = e^{0,66} = 1,9;$$

...

$$A_{24} = e^{\frac{t_{24}}{\tau}} = e^8 = 2981;$$

д) перевищення температури масла над температурою навколишнього середовища (повітря) в усталеному режимі визначається наступним чином:

$$\theta_{M_{iy}} = \theta_{M_n} \left(\frac{1+bK_{3,i}^2}{1+b} \right)^m, \quad (3.1)$$

де $K_{3,i} = \frac{S_i}{S_{ном.м}}$ — коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$\theta_{M_{1y}} = \theta_{M_n} \left(\frac{1 + bK_{3.1}^2}{1 + b} \right)^m = 53 \cdot \left(\frac{1 + 5 \cdot 0,00^2}{1 + 5} \right)^{0,8} = 13,1 \text{ } ^\circ\text{C};$$

...

$$\theta_{M_{8y}} = \theta_{M_n} \left(\frac{1 + bK_{3.8}^2}{1 + b} \right)^m = 53 \cdot \left(\frac{1 + 5 \cdot 0,37^2}{1 + 5} \right)^{0,8} = 19,9 \text{ } ^\circ\text{C};$$

...

$$\theta_{M_{12y}} = \theta_{M_n} \left(\frac{1 + bK_{3.12}^2}{1 + b} \right)^m = 53 \cdot \left(\frac{1 + 5 \cdot 0,74^2}{1 + 5} \right)^{0,8} = 37,7 \text{ } ^\circ\text{C};$$

...

е) початкове перевищення температури масла (за умови повторюваності добового графіка) визначається:

$$\begin{aligned} \theta_0 &= \frac{1}{A_n - 1} \sum_{i=1}^n \theta_{M_{iy}} (A_i - A_{i-1}) = \frac{1}{A_{24} - 1} \sum_{i=1}^{24} \theta_{M_{iy}} (A_i - A_{i-1}) \\ &= \frac{1}{2981 - 1} \cdot 42530,1 = 14,3 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

ж) перевищення температури масла над температурою повітря в кінці кожного ступеня з порядковим номером i визначається з виразу:

$$\theta'_{M_x} = \frac{1}{A_x} \left(\theta_0 + \sum_{i=1}^x \theta_{M_{iy}} (A_i - A_{i-1}) \right). \quad (3.2)$$

$$\theta'_{M_1} = \frac{1}{A_1} \left(\theta_0 + \theta_{M_{1y}} (A_1 - A_0) \right) = \frac{1}{1,4} (14,3 + 13,1 \cdot (1,4 - 1)) = 13,9 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\theta'_{M_8} = \frac{1}{A_8} \left(\theta_0 + \sum_{i=1}^8 \theta_{M_{iy}} (A_i - A_{i-1}) \right) = \frac{1}{14,4} (14,3 + 210,2) = 15,6 \text{ } ^\circ\text{C};$$

...

$$\theta'_{M_{12}} = \frac{1}{A_{12}} \left(\theta_0 + \sum_{i=1}^{12} \theta_{M_{iy}} (A_i - A_{i-1}) \right) = \frac{1}{54,6} (14,3 + 1409) = 26,1 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

з) перевищення температури обмотки над температурою масла пропорційно втраті потужності в обмотках в степені n :

$$\Delta\theta_{обі} = \Delta\theta_{об(н)} K_{зі}^n, \quad (3.3)$$

$$\Delta\theta_{об1} = \Delta\theta_{об(н)} K_{зі1}^{1,6} = 23 \cdot 0,0^{1,6} = 0,0 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta\theta_{об8} = \Delta\theta_{об(н)} K_{зі8}^{1,6} = 23 \cdot 0,37^{1,6} = 4,7 \text{ } ^\circ\text{C};$$

...

$$\Delta\theta_{об12} = \Delta\theta_{об(н)} K_{зі12}^{1,6} = 23 \cdot 0,74^{1,6} = 14,2 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

и) перевищення температури обмотки в найбільш нагрітій точці над температурою охолоджуючого середовища при відносному завантаженні $K_{зі}$ дорівнює:

$$\theta_{обі} = \theta'_{M_x} + \Delta\theta_{обі}. \quad (3.4)$$

$$\theta_{об1} = \theta'_{M_1} + \Delta\theta_{об1} = 13,9 + 0 = 13,9 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\theta_{об8} = \theta'_{M_8} + \Delta\theta_{об8} = 15,6 + 4,7 = 20,3 \text{ } ^\circ\text{C};$$

...

$$\theta_{об12} = \theta'_{M_{12}} + \Delta\theta_{об12} = 26,1 + 14,2 = 40,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

к) температура ННТ обмотки в процесі роботи трансформатора визначається як сума перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки над температурою охолоджуючого середовища і температури оточуючого повітря:

$$\vartheta_{обі} = \theta_{обі} + \vartheta_{нов}. \quad (3.5)$$

$$\vartheta_{об1} = \theta_{об1} + \vartheta_{нов} = 13,9 + 20 = 33,9 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\vartheta_{об8} = \theta_{об8} + \vartheta_{нов} = 20,3 + 30 = 50,3 \text{ } ^\circ\text{C};$$

...

$$\vartheta_{об24} = \theta_{об24} + \vartheta_{нов} = 40,3 + 30 = 70,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

л) визначення відносного зносу ізоляції обмоток трансформатора за температурним режимом його роботи:

$$L_i = 2^{\frac{\vartheta_i - \vartheta_H}{\Delta}}, \quad (3.6)$$

де Δ - постійна, рівна для ізоляції класу нагрівостійкості «А» 6°C ;

$\vartheta_H = 98^\circ\text{C}$ - температура найбільш нагрітої точки обмотки в номінальному режимі. При температурі найбільш нагрітої точки обмотки $+98^\circ\text{C}$ відносний знос дорівнює одиниці, тобто номінальному зносу.

$$L_1 = 2^{\frac{\vartheta_{об1} - \vartheta_H}{\Delta}} = 2^{\frac{33,9 - 98}{6}} = 0,0006;$$

$$L_8 = 2^{\frac{\vartheta_{об8} - \vartheta_H}{\Delta}} = 2^{\frac{50,3 - 98}{6}} = 0,004;$$

...

$$L_{12} = 2^{\frac{\vartheta_{об12} - \vartheta_H}{\Delta}} = 2^{\frac{70,3 - 98}{6}} = 0,0408.$$

Добуток відносного зносу на час дає значення зносу у відпрацьованих годинах або добах:

$$H = \sum_{i=1}^n L_i t_i. \quad (3.7)$$

$$H' = \sum_{i=1}^{24} L_i \Delta t = (0,0006 + \dots + 0,004 + \dots + 0,0408 + \dots + 0,001) \cdot 1 =$$

$$= 0,236 \text{ год};$$

$$H' = \frac{H}{24} = 0,0098 \text{ діб}$$

Розрахунок для літнього періоду проводиться аналогічно з урахуванням еквівалентної температури навколишнього середовища. Результати представляємо у вигляді таблиці (для встановлених трансформаторів

потужністю 1000 кВА діючої ФЕС) і графіків, після чого виконаємо аналіз отриманих результатів.

Таблиця 3.1 – Результати аналізу й оцінки зносу ізоляції трансформатора 1Т, 2Т-1000 кВА ФЕС 2 МВт за приведеним до базисних умов режимом роботи

РОЗРАХУНОК ТЕМПЕРАТУРИ МАСЛА І ОБМОТКИ ТРАНСФОРМАТОРА													
I	t_i	t_i/τ	A_i	A_i-A_{i-1}	K_i	θ_{Miy}	$\theta_{Miy}(A_i-A_{i-1})$	$\Sigma\theta_{Miy}(A_i-A_{i-1})$	θ'_{Mx}	$\Delta\theta_{обі}$	$\theta'_{Mx}+\Delta\theta_{обі}$	$\nu_{обі}$	L_i
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
0	0	0,0	1,0	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-
1	1	0,33	1,4	0,40	0,00	13,1	5,2	5,2	13,9	0,0	13,9	33,9	0,0006
2	2	0,67	1,9	0,55	0,00	13,1	7,2	12,4	13,7	0,0	13,7	33,7	0,0006
3	3	1,00	2,7	0,77	0,00	13,1	10,1	22,5	13,5	0,0	13,5	33,5	0,0006
4	4	1,33	3,8	1,08	0,00	13,1	14,1	36,6	13,4	0,0	13,4	33,4	0,0006
5	5	1,67	5,3	1,50	0,01	13,1	19,7	56,3	13,3	0,0	13,4	33,4	0,0006
6	6	2,00	7,4	2,09	0,05	13,2	27,7	84,1	13,3	0,2	13,5	33,5	0,0006
7	7	2,33	10,3	2,92	0,21	15,4	45,0	129,0	13,9	1,9	15,8	35,8	0,0008
8	8	2,67	14,4	4,08	0,37	19,9	81,1	210,2	15,6	4,7	20,3	50,3	0,0040
9	9	3,00	20,1	5,69	0,51	25,5	145,3	355,5	18,4	7,8	26,2	56,2	0,0080
10	10	3,33	28,0	7,95	0,46	23,5	186,5	542,0	19,8	6,7	26,5	56,5	0,0083
11	11	3,67	39,1	11,09	0,51	25,5	283,2	825,2	21,5	7,8	29,3	59,3	0,0114
12	12	4,00	54,6	15,48	0,74	37,7	583,8	1409,0	26,1	14,2	40,3	70,3	0,0408
13	13	4,33	76,2	21,60	0,64	32,1	692,4	2101,4	27,8	11,3	39,1	69,1	0,0353
14	14	4,67	106,3	30,14	0,68	34,2	1032,1	3133,6	29,6	12,4	42,0	72,0	0,050
15	15	5,00	148,4	42,07	0,51	25,7	1081,2	4214,7	28,5	7,9	36,4	66,4	0,026
16	16	5,33	207,1	58,71	0,52	25,8	1515,0	5729,7	27,7	8,0	35,7	65,7	0,024
17	17	5,67	289,1	81,94	0,26	16,7	1366,1	7095,8	24,6	2,7	27,3	57,3	0,009
18	18	6,00	403,4	114,36	0,14	14,1	1616,2	8712,0	21,6	1,0	22,6	52,6	0,005
19	19	6,33	563,0	159,60	0,03	13,2	2101,0	10813,1	19,2	0,1	19,3	49,3	0,004
20	20	6,67	785,8	222,74	0,01	13,1	2922,3	13735,4	17,5	0,0	17,5	47,5	0,003
21	21	7,00	1096,6	310,86	0,00	13,1	4077,6	17813,0	16,3	0,0	16,3	36,3	0,001
22	22	7,33	1530,5	433,84	0,00	13,1	5690,8	23503,8	15,4	0,0	15,4	35,4	0,001
23	23	7,67	2135,9	605,47	0,00	13,1	7942,1	31446,0	14,7	0,0	14,7	34,7	0,001
24	24	8,00	2981,0	845,01	0,00	13,1	11084,2	42530,1	14,3	0,0	14,3	34,3	0,001

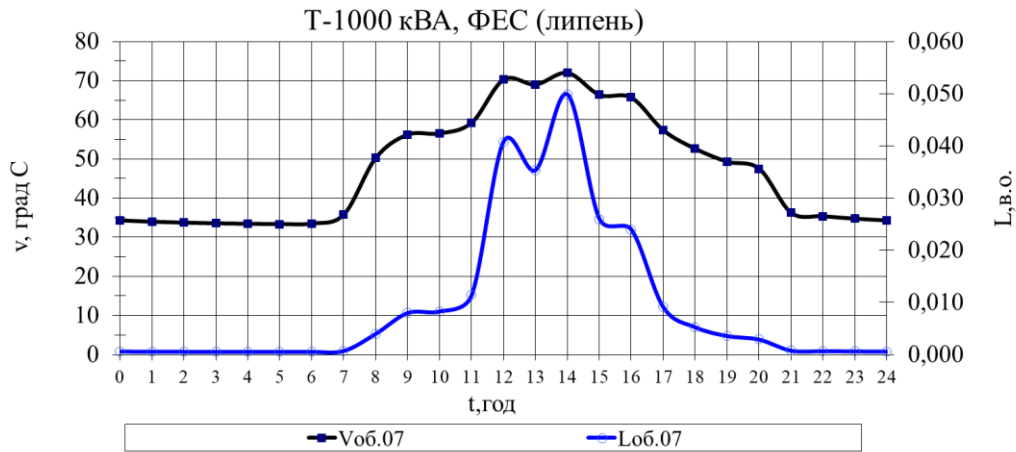


Рисунок 3.1– Температура ННТ обмоток і добовий знос ізоляції трансформаторів 1000 кВА діючої ФЕС 2 МВт за приведенням до базового режиму генерації

Аналіз отриманих результатів оцінки графічних залежностей дозволяє обґрунтовано отримати висновок: в процесі експлуатації силові трансформатори в умовах фактичного режиму навантаження, характерного для ФЕС, не піддаються термічному зносу ізоляції обмоток, оскільки вони суттєво недовантажені, особливо в процесі вечірнього і нічного інтервалів часу з відсутньою сонячною активністю.

Виконання аналогічної оцінки проведених досліджень за фактичним режимом генерації ФЕС без приведення до визначених базових умов ($K_{ins} = 1,224$; $K_{пер.дс} = 1,08$), а також із врахуванням температури оточуючого середовища, згідно Стандарту, дозволив отримати наступні результати.

Таблиця 3.2 – Результати досліджень й оцінки зносу ізоляції трансформатора 1Т, 2Т-1000 кВА ФЕС 2 МВт за фактичним режимом роботи

РОЗРАХУНОК ТЕМПЕРАТУРИ МАСЛА І ОБМОТКИ ТРАНСФОРМАТОРА													
I	t_i	t_i/τ	A_i	A_i-A_{i-1}	K_i	$\theta_{M_{iy}}$	$\theta_{M_{iy}}(A_i-A_{i-1})$	$\Sigma\theta_{M_{iy}}(A_i-A_{i-1})$	θ'_{M_x}	$\Delta\theta_{обі}$	$\theta'_{M_x}+\Delta\theta_{обі}$	$\nu_{обі}$	L_i
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
0	0	0,0	1,0	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-
1	1	0,3	1,4	0,40	0,00	13,1	5,2	5,2	14,3	0,0	14,3	34,3	0,0006
2	2	0,7	1,9	0,55	0,00	13,1	7,2	12,4	14,0	0,0	14,0	34,0	0,0006
3	3	1,0	2,7	0,77	0,00	13,1	10,1	22,5	13,7	0,0	13,7	33,7	0,0006

продовження табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
4	4	1,3	3,8	1,08	0,00	13,1	14,1	36,6	13,6	0,0	13,6	33,6	0,0006
5	5	1,7	5,3	1,50	0,02	13,1	19,7	56,4	13,4	0,0	13,5	33,5	0,0006
6	6	2,0	7,4	2,09	0,06	13,3	27,9	84,3	13,4	0,3	13,7	33,7	0,0006
7	7	2,3	10,3	2,92	0,22	15,6	45,5	129,8	14,0	2,0	16,0	36,0	0,0008
8	8	2,7	14,4	4,08	0,43	22,2	90,7	220,4	16,3	6,0	22,4	52,4	0,0051
9	9	3,0	20,1	5,69	0,62	30,9	175,8	396,2	20,5	10,7	31,1	61,1	0,0141
10	10	3,3	28,0	7,95	0,56	27,7	220,2	616,4	22,5	9,0	31,5	61,5	0,0148
11	11	3,7	39,1	11,09	0,62	30,9	342,6	959,0	24,9	10,7	35,6	65,6	0,0236
12	12	4,0	54,6	15,48	0,98	53,6	830,2	1789,2	33,0	22,3	55,4	85,4	0,2322
13	13	4,3	76,2	21,60	0,85	44,5	961,6	2750,7	36,3	17,7	54,0	84,0	0,1985
14	14	4,7	106,3	30,14	0,90	48,0	1448,1	4198,9	39,6	19,5	59,1	89,1	0,358
15	15	5,0	148,4	42,07	0,62	31,1	1310,2	5509,1	37,2	10,8	48,0	78,0	0,100
16	16	5,3	207,1	58,71	0,63	31,3	1838,0	7347,0	35,5	10,9	46,4	76,4	0,083
17	17	5,7	289,1	81,94	0,29	17,4	1426,4	8773,5	30,4	3,2	33,6	63,6	0,019
18	18	6,0	403,4	114,36	0,12	13,9	1590,0	10363,4	25,7	0,8	26,5	56,5	0,008
19	19	6,3	563,0	159,60	0,04	13,2	2106,7	12470,1	22,2	0,1	22,3	52,3	0,005
20	20	6,7	785,8	222,74	0,01	13,1	2922,7	15392,8	19,6	0,0	19,6	49,6	0,004
21	21	7,0	1096,6	310,86	0,00	13,1	4077,6	19470,5	17,8	0,0	17,8	37,8	0,001
22	22	7,3	1530,5	433,84	0,00	13,1	5690,8	25161,3	16,4	0,0	16,4	36,4	0,001
23	23	7,7	2135,9	605,47	0,00	13,1	7942,1	33103,4	15,5	0,0	15,5	35,5	0,001
24	24	8,0	2981,0	845,01	0,00	13,1	11084,2	44187,6	14,8	0,0	14,8	34,8	0,001

Т-1000 кВА, ФЕС (липень)

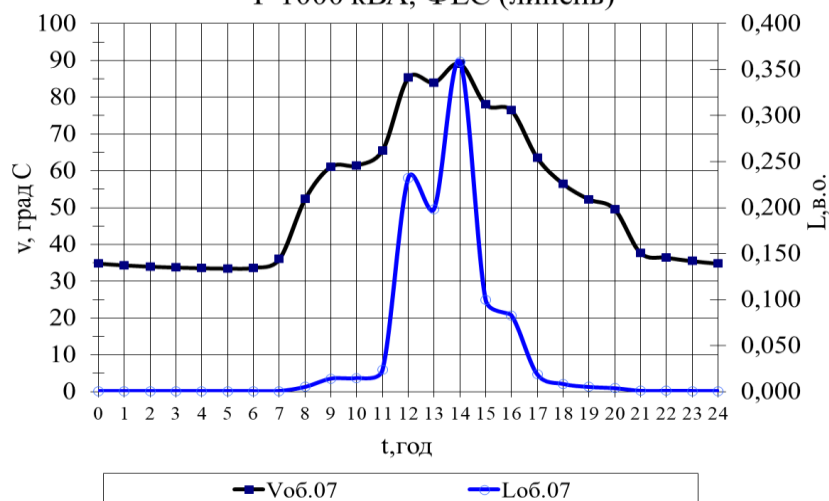
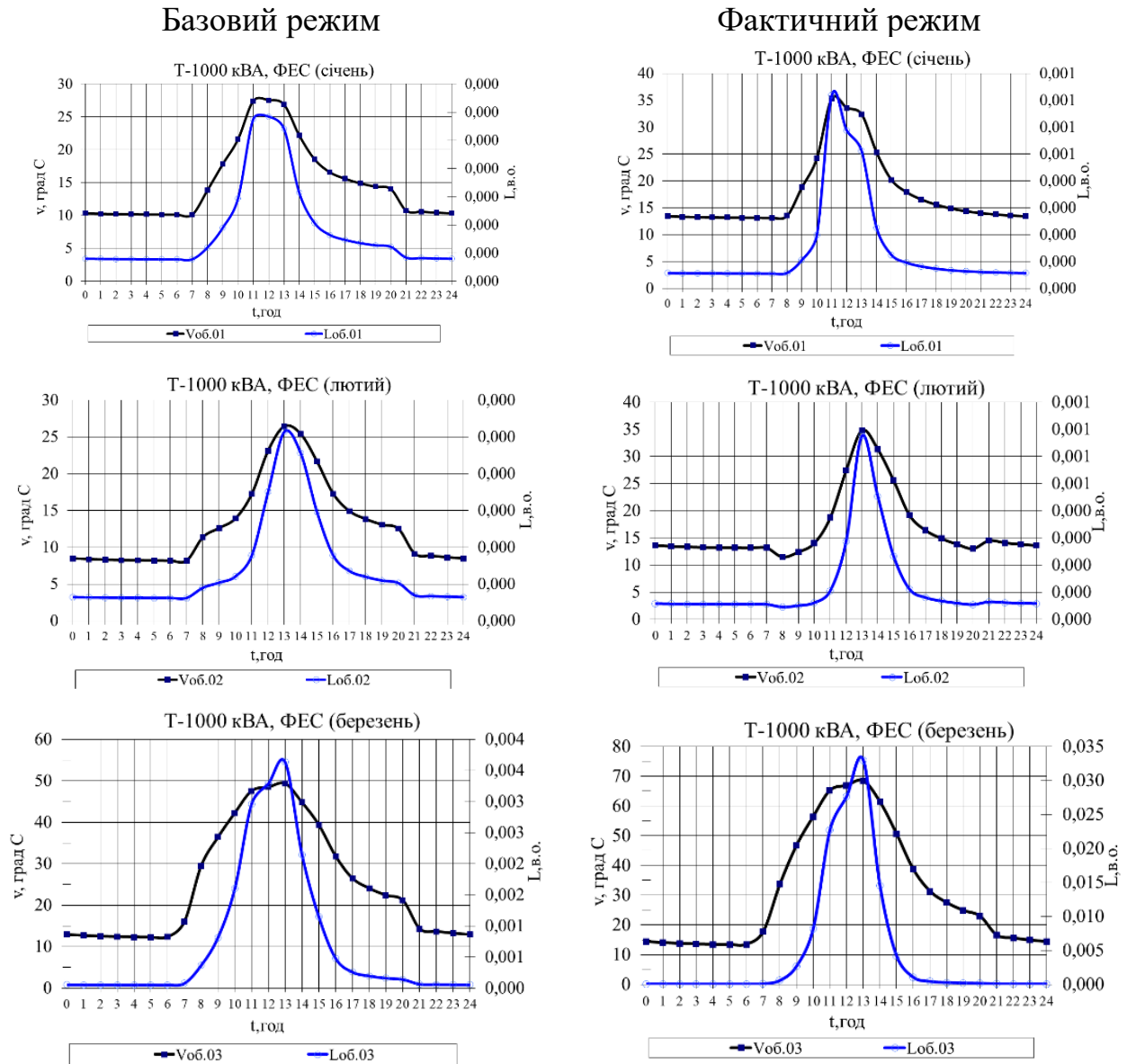
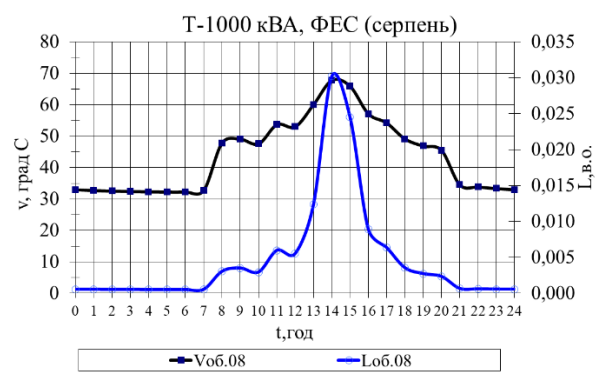
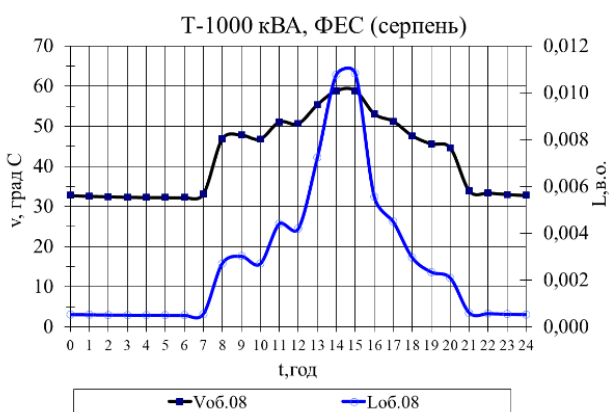
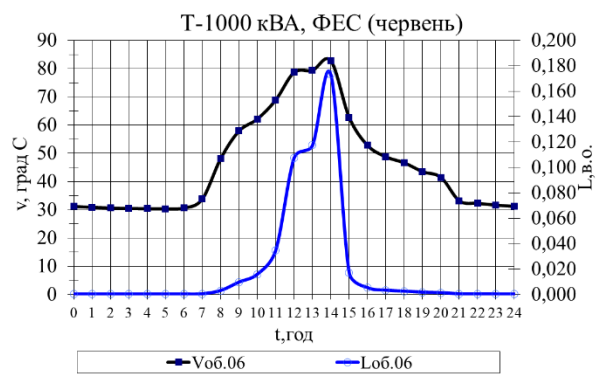
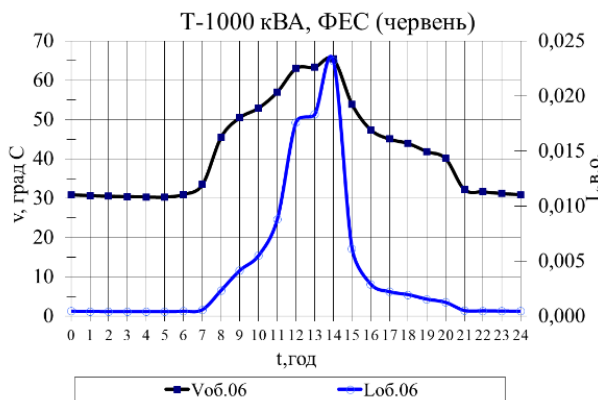
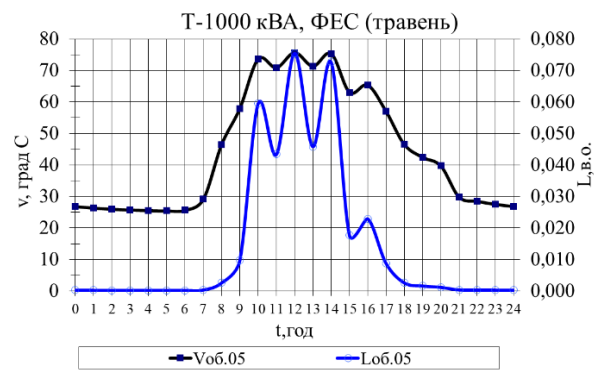
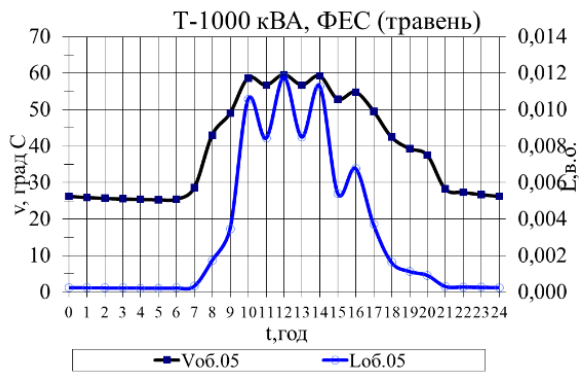
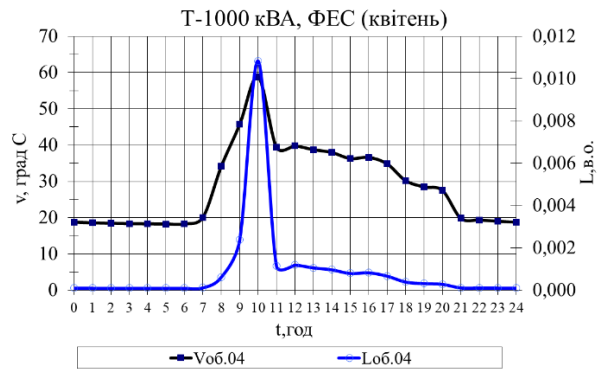
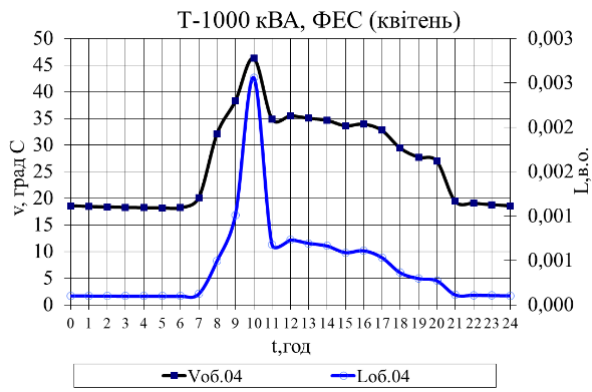


Рисунок 3.2 – Температура ННТ обмоток і добовий знос ізоляції трансформаторів 1000 кВА діючої ФЕС 2 МВт за фактичним режимом генерації

$$H' = \frac{H}{24} = 0,0447 \text{ діб}$$

Результати проведених аналогічних розрахунків закономірностей зміни температури ННТ та зносу ізоляції обмоток за характерними режимами генерації протягом доби по місяцям року для базового і фактичного графіків наведено на рисунку 3.3.





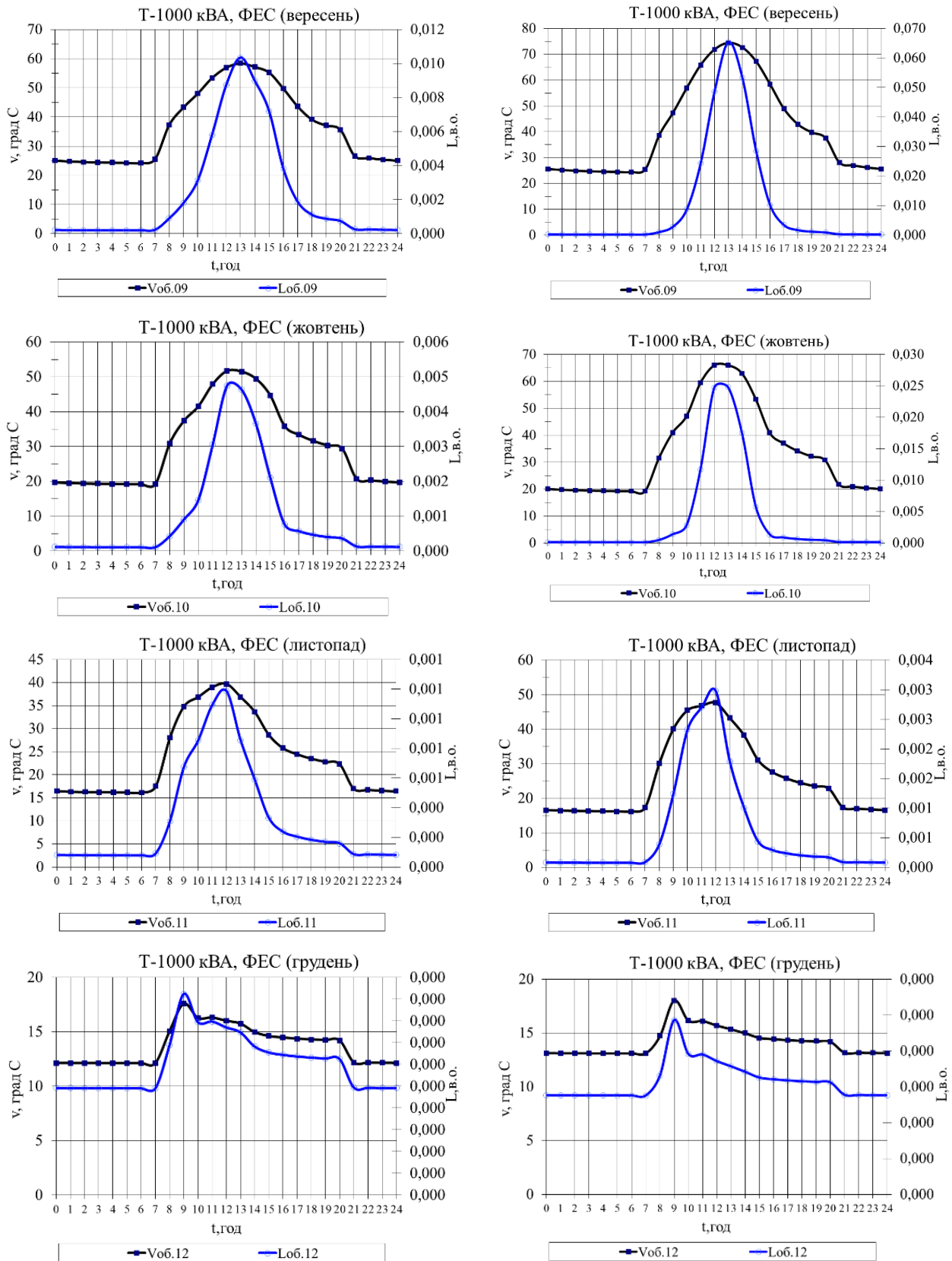


Рисунок 3.3 – Температура ННТ обмоток і добовий знос ізоляції протягом року для базового та фактичного режиму генерації ФЕС

Таким чином, вибір трансформаторного обладнання ФЕС за інверторною потужністю у для розглянутого варіанту призводить до неефективного використання їх навантажувальної здатності.

У табл. 3.3 наведено результати проведених розрахунків зносу ізоляції (відпрацювання ресурсу трансформатора) протягом кожного місяця і за рік в цілому. Результати аналізу й оцінки отриманих даних свідчать, що обладнання недовикористовується з номінальними параметрами і у такому режимі за рік відпрацьовує за показником зносу ізоляції обмоток лише близько 3-х діб, тобто 0,01 від номінального ресурсу. Така ситуація є схожою з режимами експлуатації основного трансформаторного електрообладнання розподільних мереж, що показано і доведено в роботах [16, 39], проте в умовах ФЕС на режим та ефективність вибору та експлуатації основного електроустаткування впливають інші специфічні фактори.

Таблиця 3.3 – Результати досліджень й оцінки зносу ізоляції обмоток трансформатора

Місяць	Кількість днів у місяці	Відносне скорочення терміну служби трансформатора потужністю 1000 кВА, діб	
		за один день $L_{доб}$	за місяць $L_{міс}$
Січень	31	0,0001	0,004
Лютий	28	0,0001	0,003
Березень	31	0,0049	0,150
Квітень	30	0,0009	0,028
Травень	31	0,0153	0,474
Червень	30	0,0208	0,624
Липень	31	0,0447	1,386
Серпень	31	0,0049	0,153
Вересень	30	0,0105	0,316
Жовтень	31	0,0039	0,122
Листопад	30	0,0006	0,019
Грудень	31	0,0001	0,002
Рік			3,280

Слід зазначити, що в деяких випадках, за умови збігу факторів впливу, що підвищують рівень генерації, може виникнути необхідність навіть завищення встановленої трансформаторної потужності. Всі наведені обґрунтування

вимагають розробки обґрунтованої методики щодо вибору раціональної потужності трансформаторів ФЕС з урахуванням комплексу значущих факторів.

Заходи щодо уникнення завищення потужності силових трансформаторів. Доведено: вибір трансформаторів за встановленою інверторною потужністю, вносить деяке завищення потужності, що доцільно додатково враховувати коефіцієнтом запасу $K_{\text{зап}}$, який можна представити як відношення «гріючої» потужності до максимальної. Під «гріючою» потужністю розуміється середньоквадратичне значення повної потужності. Так у роботах [16, 39] визначено підходи та відповідні коефіцієнти для електрообладнання розподільних мереж електротехнічних комплексів підприємств та міст. Відповідні принципи, з урахуванням особливостей режимів розподільних мереж ФЕС, доцільно перенести на дані специфічні об'єкти.

Коефіцієнти запасу обчислюємо наступним чином [15, 38]:

$$K_{\text{зап.}P} \leq \frac{K_{\text{ф.}P}}{K_{\text{м.}P}} = \frac{P_{\text{ср.кв}}}{P_{\text{макс.ген}}} < 1, \quad (3.8)$$

де $K_{\text{ф.}P}$, $K_{\text{м.}P}$ – відповідно коефіцієнти форми та максимуму графіка генерації ФЕС; $P_{\text{ср.кв}}$, $P_{\text{макс.ген}}$ – відповідно середньоквадратичне та максимальне значення графіка генерації за активною потужністю.

Коефіцієнти запасу знаходяться за показниками фактичних графіків генерації електричної енергії ФЕС, які є доступними для аналізу за даними систем моніторингу станцій та характерно змінюються протягом доби і року. Дані коефіцієнти для ФЕС, на відміну від споживачів з регулярними режимами навантаження, будуть змінюватися залежно від визначених вище факторів впливу, що ускладнює задачу їх врахування. Саме тому, прийнято базові умови та виконано приведення фактичних режимів до них з метою отримання значень вихідного коефіцієнта запасу та його подальшого уточнення з урахуванням відповідних факторів.

При розрахунку та виборі трансформаторної потужності для умов, які відрізняються від базових, відповідні коефіцієнти приводяться до фактичних умов. Тоді, вираз для визачення раціональної потужності трансформаторного обладнання матиме наступний вигляд:

$$S_{\text{рац.т}} \geq P_{\text{inv}} K_w K_{\text{EMC.попр}} K_{\text{пер.dc}} K_{\text{ins}} K_{\eta} \cdot K_{\text{зап.Р}} / K_t, \quad (3.9)$$

де $K_{\text{EMC.попр}} = 1,067$ – поправочний коефіцієнт на додатковий нагрів внаслідок дії ВГС, який спостерігається при номінальному завантаженні інвертора ($K_{\text{з.інв}} = 1$).

$K_{\text{EMC.попр}}$ визначимо, виходячи з наступних міркувань:

- втрати потужності в трансформаторі без урахування електромагнітної обстановки знаходяться за співвідношенням:

$$\Delta P_{\text{ном.т.}} = \Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_{\text{з.т.}}^2,$$

де ΔP_{xx} – паспортні втрати активної потужності в трансформаторі при досліді холостого ходу, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – паспортні втрати активної потужності в трансформаторі при досліді короткого замикання, кВт;

$K_{\text{з.т.}}$ – коефіцієнт завантаження трансформатора.

- втрати потужності в трансформаторі з урахування електромагнітної обстановки знаходяться за співвідношенням:

$$\Delta P'_{\text{ном.т.}} = \Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot (K_{\text{з.т.}} \cdot K_{\text{EMC}})^2$$

$$K_{\text{EMC}} = 1 + 0,0402 K_{\text{з.інв}}^{-1,066},$$

де K_{EMC} – коефіцієнт впливу електромагнітної обстановки, що створюється інверторними перетворювачами, при $K_{\text{з.інв}} = 1$; $K_{\text{EMC}} = 1,04$.

Наприклад, для прийнятого співвідношення втрат короткого замикання до втрат холостого ходу – $\Delta P_{\text{кз}} / \Delta P_{\text{хх}} = 5$, $\Delta P_{\text{хх}} = 0,2 \Delta P_{\text{кз}}$, тоді:

$$\Delta P_{\text{ном.т.}} = 0,2\Delta P_{\text{кз}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot 1^2 = 1,2\Delta P_{\text{кз}};$$

$$\Delta P'_{\text{ном.т.}} = 0,2\Delta P_{\text{кз}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot (1 \cdot 1,04)^2 = 1,28\Delta P_{\text{кз}}.$$

Для іншого співвідношення втрат короткого замикання до втрат холостого ходу необхідно виконати перерахунок відповідних параметрів.

Співвідношення «гріючих» втрат потужності у режимі без урахування впливу електромагнітної обстановки та з її врахуванням надасть значення поправочного коефіцієнту на дію ВГС в специфічних умовах ФЕС для вибору раціональної трансформаторної потужності:

$$K_{\text{ЕМС.попр}} = \frac{\Delta P'_{\text{ном.т.}}}{\Delta P_{\text{ном.т.}}} = \frac{1,28\Delta P_{\text{кз}}}{1,2\Delta P_{\text{кз}}} = 1,067*.$$

Максимальне врахування коригуючих коефіцієнтів дозволить отримати раціональне значення трансформаторної потужності ФЕС та знизити капіталовкладення на етапі проектування, або ж уникнути заниження відповідної потужності за умови значних підвищувальних коефіцієнтів.

3.3 Методика вибору раціональної потужності силових трансформаторів ФЕС

Методика вибору раціональної потужності силових трансформаторів ФЕС. Основою для вибору і побудови системи електропостачання ФЕС служить її сумарна паспортна (інверторна) потужність. Саме цей параметр визначає рівень капітальних та експлуатаційних витрат, ефективність подальшої роботи електрообладнання ФЕС. Завищення встановленої потужності трансформаторів та типорозмірів ліній електропередачі призводить до збільшення

капіталовкладень в розподільну мережу ФЕС, а зниження може спричинити вихід з ладу відповідних елементів, аварійних перерв у видачі енергії в мережу, збитків власнику ФЕС.

Методика вибору елементів систем електропостачання за нагрівом за 30-хвилинним максимумом активної (P_m), реактивної (Q_m) і повної (S_m) потужності або струму (I_m) є дієвою лише для вибору провідників перерізом до 70 мм² та інших елементів СЕП, що мають постійну часу нагріву близько 10 хвилин. Для інших елементів СЕП, особливо на рівні головних розподільчих щитів КТП, трансформаторів, живлячих ліній електропередачі тощо, важливо враховувати фактичний режим роботи електроустановки та постійну часу нагріву відповідного обладнання. Це дозволить проводити більш точний вибір з урахуванням релевантного інтервалу осереднення графіка навантажень, який корелюватиметься з постійною часу нагріву обладнання.

Розробка методики вибору раціональної потужності трансформаторів ФЕС – досить важлива і нетривіальна наукова задача.

Основними вимогами до відповідної методики мають стати наступне:

1. Урахування теплової інерційності підвищувальних трансформаторів ФЕС.
2. Урахування електромагнітного впливу інверторного обладнання на режим роботи СЕП ФЕС.
3. З метою досягнення найбільшої точності кінцевих результатів необхідно, щоб розрахунок ґрунтувався на реальних даних репрезентативної вибірки режимів генерації ФЕС-аналога протягом року або змодельованому в програмному продукті PVSystem для характерної доби з найбільшим добутком значень інсоляції на температуру оточуючого середовища.
4. Вихідні дані та коригувальні коефіцієнти повинні систематично уточнюватися. Для уточнення на етапі проектування рекомендовано використовувати програмний продукт PVSystem, який із достатньою для відповідних розрахунків точністю надає можливість отримання прогнозованих значень режиму генерації ФЕС із заданими параметрами.

Графіки фактичної генерації ФЕС протягом року, згідно проведених експериментів і аналізу результатів наведено на рис. 3.1. Аналогічні графіки можуть бути отримані за допомогою програмного продукту PVSyst із застосуванням відповідного алгоритму аналізу щодо розрахунку значення раціональної потужності силових трансформаторів. Тим не менш, програмний продукт PVSyst не враховує вплив електромагнітної обстановки на додатковий нагрів елементів ФЕС та спеціалізується виключно на обладнанні та характеристиках ФЕМ, інверторних перетворювачів, географічному розташуванню станції та метеорологічних умовах, геометричних особливостях розташування ФЕМ. У табл. 3.4 та 3.5 наведено значення розрахованих запропонованих коефіцієнтів запасу [16, 39] за принципами й отриманих експериментально (рис. 1.8 та табл. 1.1) для фактичних умов роботи ФЕС та з приведенням параметрів до базових умов, описаних у (розд. 3.2). Розрахунки проведено для усіх можливих варіацій постійних часу осереднення масляних та сухих трансформаторів з метою визначення можливих діапазонів зміни $K_{\text{зап.Р}}$ протягом характерної доби кожного місяця.

Зважаючи, що найбільший добуток значень інсоляції та температури оточуючого середовища спостерігається для липня-місяця, то, з певним запасом доцільно обрати поправочні коефіцієнти запасу за потужністю саме для цього випадку. Тоді, наприклад, для маслонаповненого трансформатора з природнім повітряним охолодженням і постійною часу нагріву $\tau = 3$ год, коефіцієнт запасу $K_{\text{зап.баз}} = 0,516$.

Таблиця 3.4 – Значення фактичного коефіцієнта запасу для ФЕС протягом року в залежності від тривалості інтервала осереднення навантаження, типу трансформатора

Тривалість інтервалу осереднення	Тип трансформатора	Масляний трансформатор			Сухий трансформатор	
	24 год	9 год	7,5 год	4,5 год	3 год	1,5 год
Місяць		<i>Кзан.мт</i>			<i>Кзан.ст</i>	
Січень	0,250	0,408	0,446	0,560	0,599	0,738
Лютий	0,247	0,404	0,440	0,555	0,610	0,742
Березень	0,477	0,775	0,826	0,959	0,942	1,104
Квітень	0,304	0,482	0,502	0,597	0,687	0,905
Травень	0,470	0,748	0,769	0,884	0,879	1,027
Червень	0,425	0,689	0,741	0,869	0,879	1,017
Липень	0,442	0,710	0,736	0,854	0,912	1,060
Серпень	0,291	0,464	0,483	0,586	0,628	0,755
Вересень	0,433	0,701	0,743	0,862	0,856	1,000
Жовтень	0,390	0,636	0,691	0,820	0,841	0,990
Листопад	0,314	0,512	0,558	0,666	0,667	0,781
Грудень	0,076	0,125	0,137	0,169	0,191	0,245

Таблиця 3.5 – Значення базового коефіцієнта запасу для ФЕС протягом року в залежності від тривалості інтервала осереднення навантаження, типу трансформатора

Тривалість інтервалу осереднення	Тип трансформатора	Масляний трансформатор			Сухий трансформатор	
	24 год	9 год	7,5 год	4,5 год	3 год	1,5 год
Місяць		<i>Кзан.мт</i>			<i>Кзан.ст</i>	
Січень	0,181	0,296	0,324	0,407	0,435	0,536
Лютий	0,180	0,293	0,320	0,403	0,443	0,539
Березень	0,346	0,563	0,599	0,696	0,684	0,801
Квітень	0,221	0,350	0,364	0,434	0,499	0,657
Травень	0,341	0,543	0,558	0,641	0,638	0,745
Червень	0,308	0,501	0,538	0,631	0,638	0,738
Липень	0,321	0,516	0,534	0,620	0,662	0,769
Серпень	0,211	0,337	0,351	0,426	0,456	0,548
Вересень	0,314	0,509	0,540	0,625	0,621	0,726
Жовтень	0,283	0,462	0,501	0,595	0,610	0,719
Листопад	0,228	0,372	0,405	0,484	0,484	0,567
Грудень	0,055	0,091	0,099	0,123	0,138	0,178

На основі зазначених вище обґрунтувань, методика, що пропонується до використання, реалізується за наступним алгоритмом:

1. Отримання та перерахунок вихідних даних:

- значення паспортної (інверторної) потужності ФЕС P_{inv} , кВт за погодженими технічними умовами.

- географічне розташування ФЕС (інсоляція) кВт·год/м²:

$$K_{ins} = Ins.факт/1000;$$

- тип, потужність, кількість, ККД фотоелектричних модулів: коефіцієнт корисної дії $\eta_{ФЕМ}$;

- коефіцієнт перевантаження по стороні DC

$$K_{пер.DC} = P_{ФЕМ.dc}/P_{inv};$$

- коефіцієнт розташування фотоелектричних модулів K_w .

2. Знаходження базового значення коефіцієнта запасу $K_{зап.і.т.баз}$ розрахованого з урахуванням найбільшого співпадіння факторів максимального завантаження (інсоляції) при максимальній температурі протягом року (табл. 4.6) залежно від:

- системи охолодження трансформатора (масляний, сухий);

- постійної часу нагріву $\tau_{і.т}$, год.

3. Визначення коефіцієнту урахування впливу електромагнітної обстановки.

Коефіцієнт впливу показників електромагнітної сумісності $K_{ЕМC.нопр}$ визначається за співвідношенням:

$$K_{ЕМC.нопр} = \frac{\Delta P'_{НОМ.Т.}}{\Delta P_{НОМ.Т.}} = (\Delta P_{XX} + \Delta P_{КЗ} \cdot (K_{З.Т.} \cdot 1,04)^2) / (\Delta P_{XX} + \Delta P_{КЗ} \cdot K_{З.Т.}^2).$$

4. Визначення температурного коефіцієнту K_t у перерахунку до базового, отриманого при базовій денній температурі $\vartheta_{\text{нов.д.баз}} = 30^\circ\text{C}$,

$$K_t = \vartheta_{\text{нов.д.факт}} / \vartheta_{\text{нов.д.баз}}$$

5. Розрахунок раціональної трансформаторної потужності з урахуванням поправочних коефіцієнтів

$$S_{\text{т.рац}} \geq P_{\text{inv}} K_{\text{зап.і.Т.баз}} K_{\text{ЕМС}} K_{\text{пер.дс}} K_{\text{ins}} K_w K_t$$

5. Вибір кількості та номінальної потужності силових трансформаторів

$$S_{\text{ном.т}} \cdot N_{\text{т}} \geq S_{\text{т.рац}}$$

6. Техніко-економічне обґрунтування доцільного типорозміру трансформатора з певною системою охолодження шляхом порівняння капіталовкладень на реалізацію проекту. Перехід до вибору характеристик обладнання електротехнічного комплексу ФЕС.

Графічна схема алгоритму вибору раціональної потужності трансформаторів для ФЕС наведена на рис. 3.4.

1. Отримання та перерахунок вихідних даних у тому числі із застосуванням PVSyst:

- значення паспортної (інверторної) потужності ФЕС P_{inv} , кВт за погодженими технічними умовами

- географічне розташування ФЕС (інсоляція) $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$:
 $K_{ins} = \text{Ins.факт}/1000$

- тип, потужність, кількість, ККД фотоелектричних модулів: коефіцієнт корисної дії $\eta_{ФЕМ}$, коефіцієнт перевантаження по стороні DC –

$$K_{пер.DC} = P_{ФЕМ.dc}/P_{inv}$$

- розташування фотоелектричних модулів
 - K_w .

2. Знаходження базового значення коефіцієнта запасу $K_{зап.і.т.баз}$

- система охолодження трансформатора (масляний, сухий), температурний коеф. K_t ;

- постійна часу нагріву $\tau_{і.т.}$, ГОД;

3. Визначення поправочного коефіцієнта урахування впливу електромагнітної обстановки.

Коефіцієнт впливу показників електромагнітної сумісності $K_{ЕМС.попр}$ визначається за співвідношенням:

$$K_{ЕМС.попр} = \frac{\Delta P'_{ном.т.}}{\Delta P_{ном.т.}} = (\Delta P_{XX} + \Delta P_{КЗ} \cdot (K_{з.т.} \cdot 1,04)^2) / (\Delta P_{XX} + \Delta P_{КЗ} \cdot K_{з.т.}^2)$$

*попередньо приймаються можливі варіанти трансформаторів та розраховується співвідношення втрат КЗ і XX

4. Розрахунок раціональної трансформаторної потужності з урахуванням поправочних коефіцієнтів.

$$S_{т.рац.} \geq P_{inv} K_{зап.і.т.баз} K_{ЕМС.попр} K_{пер.dc} K_{ins} K_w K_t \eta K_{т.}$$

5. Вибір кількості та номінальної потужності силових трансформаторів:

$$S_{ном.т.} \cdot N_T \geq S_{т.рац.}$$

6. Техніко-економічне обґрунтування доцільного типорозміру трансформатора з певною системою охолодження шляхом порівняння капіталовкладень на реалізацію проекту. Перехід до вибору характеристик обладнання електротехнічного комплексу ФЕС.

Рисунок 3.4 – Графічна схема алгоритму вибору раціональної потужності силових трансформаторів в ФЕС

3.4 Методологія ефективного вибору ліній електропередачі за фактичним режимом роботи ФЕС

В межах ФЕС електричні мережі змінного струму виконані:

- кабельними лініями 0,4-0,8 кВ – в ланцюгах «інвертор-шафа збору потужності» або «інвертор-РПНН-0,4 кВ КТП» по радіальним схемам з прокладанням КЛ у землі;

- кабельними лініями 6-35 кВ – в системі «РЩ 6-35 кВ КТП1-КТП2-КТПn – РП або ПС видачі потужності в мережу» по магістральним ланцюжковим схемам з прокладанням КЛ у землі.

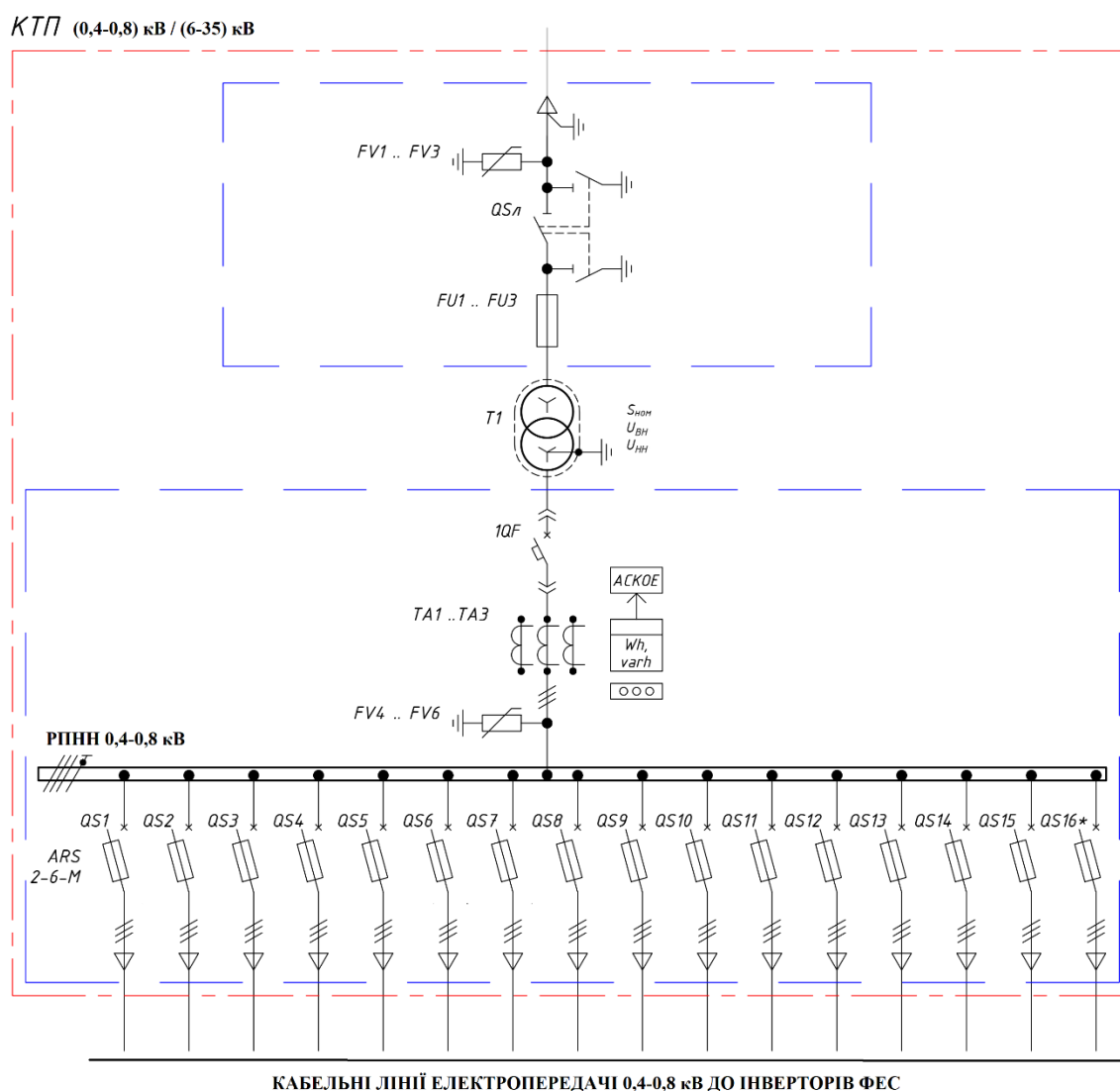


Рисунок 3.4 – Типова схема розподільної мережі системи електропостачання ФЕС на прикладі підвищувальної підстанції

Тип застосованої лінії електропередачі залежить від таких основних факторів:

- режими роботи за фактичним навантаженням;
- умови термічної стійкості у аварійних режимах;
- умови за втратами напруги в системах електропостачання у нормальних та післяаварійних режимах роботи мережі;
- температура оточуючого середовища.

Максимальне врахування наведених факторів при виборі кабельних ліній дозволить встановити можливість підвищення ефективності експлуатації КЛ 0,4-35 кВ в умовах електротехнічних комплексів ФЕС.

Для кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену в якості поправочного коефіцієнту на допустимий струм може бути використано значення фактора навантаження $K(m)$. Це дозволяє врахувати реальний режим роботи КЛ в конкретних умовах експлуатації та неодмінно підвищує ефективність проектування і експлуатації ЛЕП без надмірного перевищення типорозмірних параметрів [40].

Врахування фактору навантаження для КЛ з ЗПІ-ізоляцією дозволяє в умовах конкретних споживачів збільшити допустимий струм КЛ в наступному характерному діапазоні значень, наведеному в табл. 3.6.

Фактор навантаження m , який враховує теплову інерцію землі в разі підземного прокладання кабелю, розраховують за формулою [35]:

$$m = \frac{\sum_{i=1}^{24} S_i}{24S_{max}}$$

де S_{max} – максимальна потужність найбільш завантаженої доби, кВА;

S_i – потужність, споживана в i -ту годину найбільш завантаженої доби, кВА.

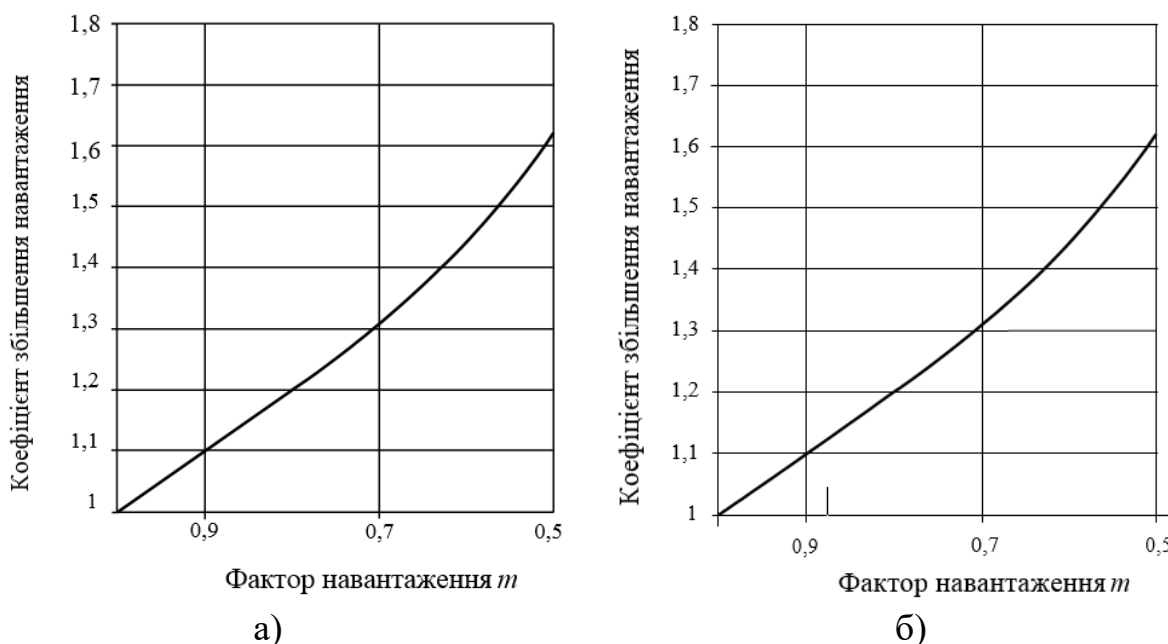


Рисунок 3.5 – Коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження m кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену [34] напругою до 35 кВ включно (а), 110 кВ і більше (б)

Таблиця 3.6 – Значення поправкових коефіцієнтів для типових споживачів в залежності від фактора навантаження

Місяць	Фактор навантаження	Попр. коеф. на Ідоп, 6-35 кВ	Попр. коеф. на Ідоп, >35 кВ
	m	K_m	K_m
Січень	0,18	1,6	1,6
Лютий	0,19	1,6	1,6
Березень	0,30	1,6	1,6
Квітень	0,22	1,6	1,6
Травень	0,32	1,6	1,6
Червень	0,29	1,6	1,6
Липень	0,30	1,6	1,6
Серпень	0,26	1,6	1,6
Вересень	0,31	1,6	1,6
Жовтень	0,25	1,6	1,6
Листопад	0,25	1,6	1,6
Грудень	0,14	1,6	1,6

Тривалий допустимий струм $I_{\text{доп}}$, А для жили кабелю із ЗП-ізоляцією розраховується з урахуванням значень наступних коригувальних коефіцієнтів:

- k_2 - коригувальний коефіцієнт для глибини прокладання іншої ніж 0,8 м, для кабелів напругою до 35 кВ включно, прокладених безпосередньо в землі;
- k_3 - коригувальний коефіцієнт для температури землі, іншої ніж 20°C, згідно інформації виробника;
- k_4 - коригувальний коефіцієнт для теплового опору ґрунту;
- k_5 - коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених безпосередньо в землі згідно інформації виробника;
- $k_{(m)}$ – коригувальний коефіцієнт до фактору навантаження m кабелів [35].

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.пасп}} k_2 k_3 k_4 k_5 k_{(m)} / K_{\text{ЕМС.КЛ}}$$

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{розр}}$$

Із зазначених коефіцієнтів на допустимий струм жили кабелю найбільший вплив чинить фактор навантаження та підвищувальний коефіцієнт $k_{(m)}$, який для режиму роботи ФЕС може бути прийнятий на рівні 1,6.

Понижуючий коефіцієнт впливу електромагнітної обстановки $K_{\text{ЕМС.КЛ}}$ має бути окремо визначений та врахований для обґрунтованого вибору номінального типорозміру КЛ. Врахування фактору впливу електромагнітної обстановки виконуємо, виходячи з наступних міркувань. Згідно встановленої закономірності (2.1):

$$K_{\text{ЕМС } i} = 1 + 0,0402 K_{3.\text{інв}}^{-1,066}.$$

Вибір параметрів КЛ виконується для номінальних умов по їх завантаженню з урахуванням коригувальних коефіцієнтів. Тоді коригувальний коефіцієнт впливу електромагнітної обстановки обчислюватиметься для номінального коефіцієнта завантаження одиничного інвертора або їх групи ($K_{3.\text{інв}} = 1$), які створюють навантаження для кабельних ліній змінного струму, тобто:

$$K_{EMC.KI} = 1 + 0,0402 \cdot 1^{-1,066} = 1,0402$$

Раціональний остаточний типорозмір ліній електропередачі приймається з урахуванням всіх значущих факторів (навантаження, глибина прокладання, кількість поруч прокладених кабелів, питомий опір ґрунту, електромагнітна обстановка) та проведенням перевірок за термічною дією струму короткого замикання [35].

3.5 Висновки по розділу

1. Раціональність вибору номінальних параметрів елементів розподільних мереж ФЕС та техніко-економічні показники режимів їх роботи суттєво залежать від точності врахування значущих параметрів режиму, умов оточуючого середовища, електромагнітної обстановки. На сьогодні відсутні обґрунтовані методології вибору силових трансформаторів ФЕС, які комплексно враховують режим їх роботи. Недоліками існуючих методів вибору ЛЕП також є неврахування параметрів фактичного графіку генерації ФЕС та електромагнітної обстановки, що створюється інверторними перетворювачами в нестационарних режимах роботи.

2. Врахування значущих поправочних коефіцієнтів при виборі раціональної трансформаторної потужності ФЕС дозволяє застосовувати в певних випадках понижувальні коефіцієнти до її встановленої потужності та підвищити точність отриманих результатів згідно реального режиму прогнозованої генерації ФЕС.

3. Запропоновані удосконалені методологічні підходи щодо вибору раціональної трансформаторної потужності ФЕС та типорозмірів ЛЕП, які, на відміну від існуючих, враховують вичерпний перелік значущих факторів впливу та параметрів режиму генерації сонячної станції дозволяють застосувати адекватні номінальні параметри основного устаткування (трансформатори, ЛЕП)

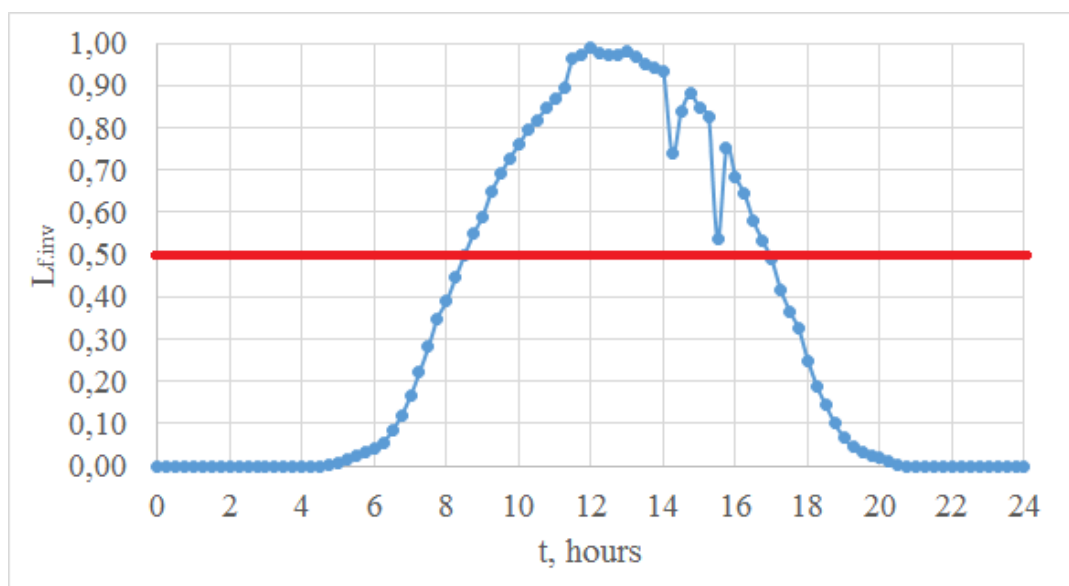
та сприяють підвищенню ефективності функціонування відповідного обладнання за навантажувальною здатністю.

4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ РІШЕНЬ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ФЕС

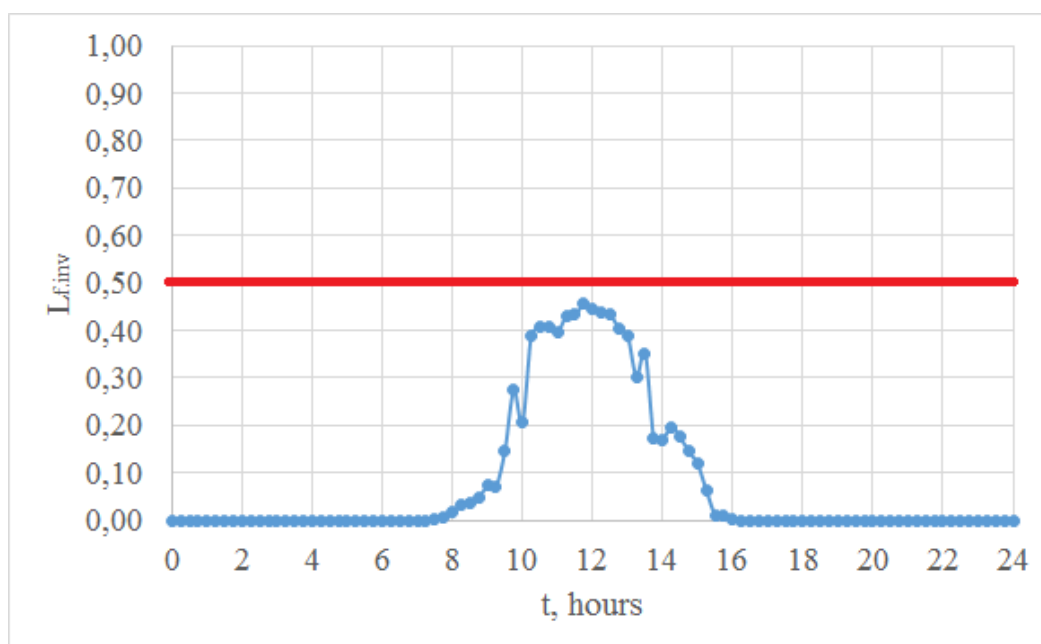
4.1 Оцінка електромагнітних збитків в системі електропостачання ФЕС

Для підтвердження доцільності реалізації способу довантаження мережевих інверторів з метою покращення їх електромагнітної сумісності проаналізуємо дані проведених реальних добових замірів генерації протягом 2021 року для інверторів мережевої фотоелектричної станції потужністю 7 МВт. Відповідні заміри проводилися для типових діб кожного місяця, згідно яких отримано графіки завантаження інверторів ФЕС.

Найкращі показники інсоляції і відповідно завантаження мережевих інверторів (локація станції с. Межеріч, Дніпропетровська область) спостерігаються у липні, а найгірші – у грудні-січні. Для цих крайніх випадків і наведемо результати замірів.



a)



б)

а) липень; б) січень

Рисунок 4.1 – Добові показники завантаження інверторів станції «Межеріч», 7 МВт

Протягом року, згідно експериментальних даних, коефіцієнти завантаження основного електрообладнання розподільних мереж ФЕС (інвертори, лінії електропередачі, підвищувальні трансформатори) для розглянутих умов складають:

$K_3 = 0 - 45$ % протягом року (близько 4000 год);

$0 < K_3 \leq 0,5$ – 25-30 % протягом року (близько 2000-2500 год);

$K_3 > 0,5$ – 25-30% протягом року (близько 2000-2500 год).

Зважаючи на суттєве погіршення гармонійного складу при роботі перетворювачів в режимах низького навантаження, доцільним є визначення додаткових втрат (електромагнітних збитків) від впливу ВГС шляхом аналізу типових добових графіків кожного місяця протягом року.

Це дозволить отримати кількісні показники та визначити актуальність застосування способу підвищення енергетичної ефективності за показниками електромагнітної сумісності в режимах зниженого завантаження перетворювачів.

Для врахування додаткових втрат електроенергії, викликаних дією ВГС, а також оцінки економічного ефекту від застосування розробленого способу підвищення енергетичної ефективності процесів генерації електроенергії ФЕС шляхом зниження значення THD_1 доцільно визначити різницю у втратах електричної енергії в обладнанні електротехнічного комплексу станції (лінії електропередачі змінного струму напругою до 1000 В, силові трансформатори КТП).

Втрати активної потужності від струмів вищих гармонік у силових трансформаторах КТП, розраховують за формулою [41]:

$$\Delta P_{\Sigma v} = 3 \sum_{v=2}^n I_{vT}^2 R_k k_{vT},$$

де I_{vT} – струм v -тої гармоніки, що проходить через трансформатор, А;

R_k – опір короткого замикання трансформатора при промисловій частоті, Ом;

k_{vT} – коефіцієнт, що враховує збільшення опору короткого замикання для ВГ внаслідок впливу поверхневого ефекту та ефекту близості. Орієнтовно розраховують як $k_{vT} = \sqrt{v}$ [42];

v – номер відповідної гармоніки.

Додаткові втрати активної потужності у кабельних лініях електропередачі змінного струму напругою до 1000 В при протіканні несинусоїдальних струмів, розраховують за формулою [41]:

$$\Delta P_{\text{КЛ}} = \left(1,41 \sum_{n=2}^{40} \sqrt{n} I_n^2 \right) R,$$

де I_n – значення струму n -ї гармонійної складової, А;

R – активний опір фази кабельної лінії, Ом;

n – порядковий номер відповідної гармоніки.

Для використання наведених вище формул є утрудненим визначення струмів кожної окремої гармоніки та подальший їх перерахунок для отримання значень додаткових втрат потужності.

ВГС додатково завантажують силові трансформатори ФЕС, а їх рівень залежить від рівня завантаження інверторів, підключених до відповідного трансформатора. Втрати активної потужності силових трансформаторів та ліній електропередачі необхідно розраховувати для трьох варіантів:

- 1) без урахування впливу ВГС (варіант 1);
- 2) з урахуванням впливу ВГС (варіант 2);
- 3) з урахуванням впливу ВГС та довантаження мережевих інверторів (варіант 3).

Розрахунки проведено для добових режимів роботи СЕС «Межеріч», 7 МВт з 4-ма трансформаторами типу ТМ-2000.

Результати отриманої оцінки сумарних номінальних, додаткових втрат від ВГС без застосування та при застосування способу довантаження інвертора протягом року, виконано на основі реальних даних щодо роботи ФЕС і наведено у табл. 4.1 – 4.3:

Таблиця 4.1 – Розрахункові втрати електричної енергії в силових трансформаторах та лініях електропередачі (варіант 1)

Місяць	Генерація Wген, кВт·год	Втрати електричної енергії, кВт·год в трансформаторах і КЛ	
		$\Delta W_{т.ном}$, кВт·год	$\Delta W_{кл.ном}$, кВт·год
1	2	3	4
Січень	156519	12558	4635
Лютий	424196	16966	27212
Березень	812834	20683	37915
Квітень	879334	14662	14763
Травень	1277334	22298	44530
Червень	1146832	18575	30788
Липень	1403670	21656	41897

продовження табл. 4.1

Серпень	1238992	16205	19573
Вересень	990571	18193	29224
Жовтень	841562	17318	24129
Листопад	362563	13862	11485
Грудень	108077	11735	1262
Рік, кВт·год	9642483	204710	287412

***Примітка до таблиці 4.1.** $W_{ген}$ – обсяг генерації електроенергії ФЕС, кВт·год; $\Delta W_{т.ном}$, $\Delta W_{кл.ном}$ – стандартні номінальні втрати електричної енергії в трансформаторах і КЛ з урахуванням режиму їх роботи, кВт·год.

Таблиця 4.2 – Додаткові втрати електричної енергії від дії вищих гармонійних складових в силових трансформаторах і кабельних лініях (варіант 2)

Місяць	Генерація W _{ген} , кВт·год	Втрати електричної енергії, кВт·год в трансформаторах і КЛ			
		$\Delta W_{т.вгс}$, кВт·год	$\Delta W_{т.сум}$, кВт·год	$\Delta W_{кл.вгс}$, кВт·год	$dW_{кл.сум}$, кВт·год
Січень	156519	11299	23857	321	4956,59
Лютий	424196	12353	29319	392	27604,80
Березень	812834	16544	37227	525	38440,43
Квітень	879334	17456	32119,2	554	15317,34
Травень	1277334	20669	42967,48	656	45186,41
Червень	1146832	17460	36035,51	554	31342,15
Липень	1403670	20477	42133,29	650	42547,13
Серпень	1238992	15259	31465,15	484	20057,55
Вересень	990571	17007	35200,13	540	29764,12
Жовтень	841562	11760	29078,02	409	24539,02
Листопад	362563	12366	26228,47	392	11877,39
Грудень	108077	9839	21574,42	312	1574,91
Рік, кВт·год	9642483	182494	387204,67	5795	293207,84

**** Примітка до таблиці 4.2.** $W_{ген}$ – обсяг генерації електроенергії ФЕС, кВт·год; $\Delta W_{т.вгс}$, $\Delta W_{кл.вгс}$ – додаткові втрати електричної енергії в трансформаторах і КЛ, викликані дією ВГС з урахуванням режиму їх роботи, кВт·год; $\Delta W'_{т.вгс}$ – додаткові втрати електричної енергії в трансформаторах, викликані дією ВГС з урахуванням режиму їх завантаження при застосуванні запропонованого способу довантаження інверторів, кВт·год; $dW_{т.сум}$ – сумарні втрати в трансформаторах з урахуванням ВГС, кВт·год.

Таблиця 4.3 – Додаткові втрати електричної енергії від дії вищих гармонійних складових в силових трансформаторах і кабельних лініях при довантаженні інвертора (варіант 3)

Місяць	Генерація W _{ген} , кВт·год	Втрати електричної енергії, кВт·год в трансформаторах і КЛ		
		$\Delta W'_{т.вгс}$, кВт·год	$dW_{т'.сум}$, кВт·год	$\Delta W_{кл.вгс}$, кВт·год
Січень	156519	5706	18264,0	321
Лютий	424196	6889	23855,7	392
Березень	812834	8547	29230,1	525
Квітень	879334	9536	24198,3	554
Травень	1277334	10698	32997,0	656
Червень	1146832	9426	28000,8	554
Липень	1403670	11506	33162,0	650
Серпень	1238992	9903	26108,6	484
Вересень	990571	9040	27233,8	540
Жовтень	841562	7255	24573,2	409
Листопад	362563	6183	20045,2	392
Грудень	108077	5285	17020,5	312
Рік, кВт·год	9642483	99978	304689,1	5795

*** Примітка до таблиці 4.2. W_{ген} – обсяг генерації електроенергії ФЕС, кВт·год; $\Delta W_{кл.вгс}$ – додаткові втрати електричної енергії в трансформаторах і КЛ, викликані дією ВГС з урахуванням режиму їх роботи, кВт·год; $\Delta W'_{т.вгс}$ – додаткові втрати електричної енергії в трансформаторах, викликані дією ВГС з урахуванням режиму їх завантаження при застосуванні запропонованого способу довантаження інверторів, кВт·год; $dW_{т'.сум}$ – сумарні втрати в трансформаторах з урахуванням ВГС та способу довантаження інвертора, кВт·год.

Таблиця 4.4 – Сумарні втрати електричної енергії від дії вищих гармонійних складових в силових трансформаторах і кабельних лініях та їх співвідношення

Місяць	Генерація	Сумарні втрати електричної енергії в трансформаторах і КЛ, кВт·год та їх співвідношення								
		Wген, кВт·год	$\Delta W_{т.сум}$, кВт·год	$\Delta W_{т'.сум}$, кВт·год	$\Delta W_{кл.сум}$, кВт·год	$\Delta W_{т.сум} / dW_{т.ном}$	$\Delta W_{т'.сум} / dW_{т.ном}$	$\Delta W_{кл.сум} / \Delta W_{кл.ном}$	$\Delta W_{ном}$, кВт·год	$\Delta W_{сум.вгс}$, кВт·год
01	156519	23857	18264	4956	1,90	1,45	1,069	17193	28814	23221
02	424196	29319	23855	27604	1,73	1,41	1,014	44178	56924	51461
03	812834	37227	29230	38440	1,80	1,41	1,014	58598	75667	67671
04	879334	32119	24198	15317	2,19	1,65	1,038	29425	47437	39516
05	1277334	42967	32996	45186	1,93	1,48	1,015	66828	88154	78183
06	1146832	36035	28000	31342	1,94	1,51	1,018	49362	67378	59343
07	1403670	42133	33161	42547	1,95	1,53	1,016	63552	84680	75709
08	1238992	31465	26108	20057	1,94	1,61	1,025	35778	51523	46166
09	990571	35200	27233	29764	1,93	1,50	1,018	47417	64964	56998
10	841562	29078	24573	24539	1,68	1,42	1,017	41447	53617	49112
11	362563	26228	20045	11877	1,89	1,45	1,034	25346	38106	31923
12	108077	21574	17020	1574	1,84	1,45	1,248	12997	23149	18595
Рік	9642483	387204	304689	293207	1,89	1,49	1,04	492122	680413	597897

***Примітка до таблиці 4.4. Wген – обсяг генерації електроенергії ФЕС, кВт·год; $\Delta W_{т.сум}$, $\Delta W_{кл.сум}$, $\Delta W_{т'.сум}$ – сумарні втрати електричної енергії в трансформаторах і КЛ з урахуванням дії ВГС та режиму їх роботи, кВт·год; $\Delta W_{т.сум}$ – сумарні втрати електричної енергії в трансформаторах з урахуванням дії ВГС та режиму їх роботи при застосуванні запропонованого способу довантаження інверторів, кВт·год.

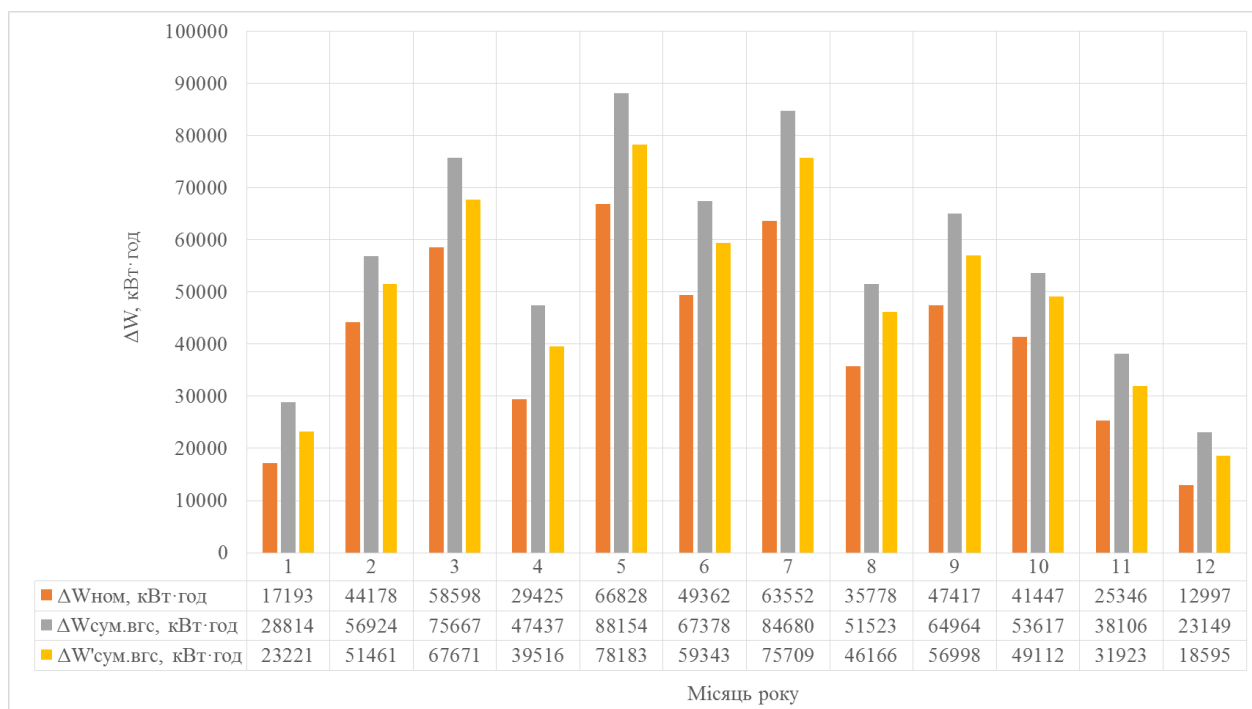


Рисунок 4.2 – Порівняльна діаграма зміни показників втрат електричної енергії в основному обладнанні ФЕС протягом року для трьох варіантів

За отриманими результатами оцінки і аналізу можна зробити висновок: додаткові втрати електричної енергії в розподільній мережі ФЕС, викликані специфікою режиму генерації та роботи мережевих інверторів в динамічних режимах з нестационарним завантаженням та відповідною дією ВГС є співрозмірними зі стандартними розрахунковими втратами для силових трансформаторів і досягають значень 70-120 % від них. Розроблений і запропонований спосіб довантаження інвертора дозволяє зменшити показник додаткових втрат електричної енергії від ВГС на 30-50 %. Відносно обсягів генерації, додаткові втрати в обладнанні від дії ВГС складають 1,6...11,5 %, а при застосуванні розробленого способу довантаження інверторів – 0,3-5,2 %.

4.2 Техніко-економічна оцінка потенціалу прийняття трансформаторів раціонального типорозміру

Зважаючи на встановлений факт завищення номінальної потужності трансформаторів ФЕС, то це призводить до зростання капіталовкладень у

відповідне обладнання при проєктуванні станцій. Враховуючи це, доцільно оцінити економічний (ресурсозберігаючий) ефект, що може бути досягнуто при встановленні раціональної потужності трансформаторного парку.

Запропонований алгоритм вибору раціональної трансформаторної потужності дозволяє шляхом підстановки відомих передпроектних даних отримати відповідне значення і виконати подальший розрахунок розподільної мережі станції.

У більшості випадків раціональна потужність буде меншою з інверторну, проте зі зростанням ефективності ФЕМ та у певних географічних умовах раціональна потужність трансформаторного устаткування може навіть перевищувати інверторну.

Так, згідно алгоритму, наведеному у розділі 3.3 та на рисунку 3.4 вираз для знаходження раціональної потужності є наступним:

$$S_{\text{т.рац}} \geq P_{\text{inv}} K_{\text{зап.і.Т.баз}} K_{\text{ЕМС.попр}} K_{\text{пер.дс}} K_{\text{ins}} K_w K_{\eta} K_t.$$

На етапі проєктування відомі наступні показники:

- інверторна потужність станції $P_{\text{inv}} = 1$ в.о.;
- тип підвищувального трансформатора другого рівня розподілу електроенергії 6-35 кВ (маслонаповнений, розподільний) –

$$K_{\text{зап.Р.мт}} = 0,516;$$

- коефіцієнт впливу показників електромагнітної сумісності $K_{\text{ЕМС.nonp}}$ визначається за співвідношенням:

$$K_{\text{ЕМС.попр}} = \frac{\Delta P'_{\text{ном.т.}}}{\Delta P_{\text{ном.т.}}} = (\Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot (K_{\text{з.т.}} \cdot 1,04)^2) / (\Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_{\text{з.т.}}^2)$$

$$K_{\text{ЕМС.nonp}} = 1,067;$$

- коефіцієнт допустимого навантаження K_t уточнюється в конкретних умовах експлуатації за алгоритмом розрахунку зносу ізоляції обмоток трансформатора і може бути більшим за одиницю за умови кондиціонування (для базових умов прийнято $K_t = 1$, для максимальної температури 30°C);

- коефіцієнт перевантаження інвертора по стороні DC (приймається по узгодженню із замовником у діапазоні 1-1,4 для компенсації неоптимального розташування панелей та реальних режимів їх роботи), приймаємо для даного прикладу

$$K_{\text{пер.DC}} = 1,1;$$

- коефіцієнт річної інсоляції у місці встановлення ФЕС відносно інсоляції STC фотоелектричних модулів (відносно $1000 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{рік}$) приймаємо для даного прикладу на рівні

$$K_{\text{ins}} = 1,1;$$

- ККД фотоелектричних модулів $\eta_{\text{фем.факт}} = 21 \%$, $\eta_{\text{фем.баз}} = 16,5 \%$

$$K_{\eta} = 22/16,5 = 1,27;$$

- коефіцієнт розташування панелей $K_w = 1,0$ (оптимальне розташування під оптимальним кутом)

Тоді маємо:

$$S_{\text{т.рац}} \geq P_{\text{inv}} \cdot 0,516 \cdot 1,067 \cdot 1,1 \cdot 1,1 \cdot 1,27 \cdot 1 = 0,84 P_{\text{inv}}.$$

Як висновок, для визначених умов доцільно встановити трансформаторну потужність, яка на 16 % є меншою від сумарної інверторної потужності фотоелектричної станції.

Це дозволяє отримати економічний ефект, що полягає у зниженні капіталовкладень в трансформаторне обладнання, особливо для потужних станцій.

Для ліній електропередачі визначальним є режим їх роботи в умовах ФЕС шляхом урахування коефіцієнту навантаження на рівні 1,6 (допустимість підвищення завантаження порівняно з номінальним) та понижувального коефіцієнта впливу електромагнітної обстановки на рівні 1,0402 в номінальному режимі роботи інвертора.

4.3 Висновки по розділу

1. Проведені експериментальні дослідження і аналіз застосування отриманих закономірностей електромагнітного впливу інверторів для оцінки режимів роботи системи електропостачання ФЕС дозволили встановити: додаткові втрати електричної енергії від дії ВГС є співрозмірними з основними втратами, розрахованими за стандартними методиками та досягають значень 70-120 % від них. Це свідчить про важливість їх врахування при оцінці енергоефективності режимів роботи ФЕС та виборі електротехнічного обладнання й електромагнітного збитку, якого зазнає відповідне устаткування.

2. Розроблений і запропонований спосіб довантаження інвертора дозволяє зменшити показник додаткових втрат електричної енергії від ВГС на 30-50 %. Відносно обсягів генерації, додаткові втрати в обладнанні від дії ВГС складають 1,6...11,5 %, а при застосуванні розробленого способу довантаження інверторів – 0,3-5,2 %.

3. Вибір раціональної потужності силових трансформаторів з урахуванням значущих факторів дозволить забезпечити ресурсозберігаючий та економічний ефект в системі електропостачання, що полягає в уточненні номінальних параметрів трансформаторного парку та зниженні капіталовкладень в основне устаткування розподільної мережі ФЕС на етапі проектування. Це дозволить

ефективно використовувати устаткування за навантажувальною здатністю у відповідності до регламентованого періоду експлуатації.

ВИСНОВКИ

У дисертації, яка є завершеною науковою роботою в якій вирішена наукова задача, яка полягає у підвищенні енергоефективності режимів фотоелектричних станцій шляхом встановлення закономірностей впливу вищих гармонік струму, викликаних нестационарними режимами роботи мережевих інверторів з урахуванням специфічного характеру графіків генерації, на режими роботи та ефективність вибору обладнання розподільної мережі, що дозволяє забезпечити раціональні параметри електротехнічного комплексу, зниження втрат електроенергії та електромагнітного збитку.

1. Світові тенденції та євроінтеграційні процеси України в електроенергетичній сфері, посилені внаслідок російської військової агресії, диктують необхідність низьковуглецевої трансформації енергетики з раціональним переходом до енергоефективної, «інтелектуальної», ресурсно незалежної системи зі значною часткою розподіленої генерації. Частка фотоелектричних станцій складає 80% в загальній встановленій потужності ВДЕ в Україні, проте відповідні джерела мають ряд особливостей режиму генерації, основною з яких є суттєва залежність від сонячної активності протягом доби та сезонів року, що слід враховувати в контексті забезпечення збалансованості та стійкості розвитку енергосистеми. Подальший розвиток відповідних систем має відповідати технічній потребі енерговузлів, а територіальний розподіл бути більш рівномірним по території країни, що суттєво зменшить негативний вплив на режим роботи енергосистеми.

2. Проведений на основі репрезентативної вибірки аналіз фактичних показників експлуатації ФЕС та основного обладнання їх розподільних мереж дозволив встановити: близько 45 % часу в середньому за рік завантаження устаткування є нульовим; ступінь завантаження в діапазоні до 50 % спостерігається 25-30 % часу, а відносно нормальне завантаження на рівні >50% проходить через струмоведучі частини лише 25-30% часу. Без обґрунтування відповідних заходів це спричиняє відому проблему роботи традиційних

розподільних мереж, пов'язаних із понаднормовою експлуатацією основного устаткування за терміном, збільшенням технологічних втрат енергії, низькою надійністю електрозабезпечення внаслідок неефективного використання номінальних параметрів основних складових електротехнічного комплексу.

3. Існуючі методи вибору розрахункових параметрів елементів розподільних мереж ФЕС на етапі проектування суттєво впливають на похибку і завищення номінальної потужності трансформаторів та перерізів ліній електропередачі. Для зниження цієї похибки рекомендовано ввести в розрахунок коригуючі коефіцієнти, які комплексно враховують узгодження теплового режиму роботи трансформаторів з характерним графіком генерації ФЕС в умовах унікальної електромагнітної обстановки та географічного розташування, що в результаті дозволить прийняти раціональний типорозмір силового трансформатора та ліній електропередачі.

4. Проведені дослідження, аналіз й оцінка показників електромагнітної сумісності інверторів мережевих фотоелектричних станцій в стаціонарних та динамічних режимах роботи дозволили встановити характерні спектри та амплітуди вищих гармонічних складових залежно від рівня завантаження перетворювача. Амплітуди вищих гармонік струму мережевих інверторів ФЕС у динамічному режимі роботи із завантаженням до 50% від номінального змінюються гіперболічно, обернено рівню завантаження перетворювача. Коефіцієнт викривлення синусоїдальності кривої струму K_{EMC} при цьому гіперболічно змінюється у діапазоні $2 \dots 1,08$ з подальшим плавним зниженням до значення 1,04 у номінальному режимі завантаження. Цей фактор слід враховувати при оцінці додаткових втрат електричної енергії в розподільній мережі ФЕС, які працюють у циклічному режимі систематичних недовантажень 45-50% від загального часу роботи. Для режиму ефективної роботи інвертора в діапазоні 50-100% вплив фактору електромагнітної обстановки на нагрів та додаткове завантаження обладнання трансформаторів розподільної мережі ФЕС доцільно врахувати шляхом введення у розрахунок підвищувального коефіцієнта K_{EMC} на рівні 1,067.

5. Застосування отриманих закономірностей електромагнітного впливу інверторів для оцінки режимів роботи системи електропостачання ФЕС дозволили встановити: додаткові втрати електричної енергії від дії ВГС є співрозмірними з основними втратами, розрахованими за стандартними методиками та досягають значень 70-120 % від них. Це свідчить про важливість їх врахування при оцінці енергоефективності режимів роботи ФЕС та виборі електротехнічного обладнання й електромагнітного збитку, якого зазнає відповідне устаткування.

6. Запропоновані у роботі спосіб, схемотехнічне рішення та алгоритм довантаження мережевих інверторів в нестационарних режимах дозволяють знизити рівні електромагнітних завад, та відповідні додаткові втрати електроенергії в основних елементах системи електропостачання ФЕС, що створюються перетворювачами фотоелектричних станцій, на 30-50%, а саме рішення є універсальним та може бути застосованим для будь-якої фотоелектричної станції за умови централізованого розташування мережевих інверторів у межах інверторної підстанції. Відносно обсягів генерації, додаткові втрати в обладнанні розподільної мережі ФЕС від дії ВГС складають 1,6...11,5 %, а при застосуванні розробленого способу довантаження інверторів знижуються до 0,3-5,2 %.

7. Встановлені залежності впливу режимів генерації на параметри обладнання розподільної мережі ФЕС дозволили запропонувати та уточнити методологічні підходи щодо вибору номінальної потужності силових трансформаторів та типорозмірів ліній електропередачі, що, на відміну від існуючих, враховує фактичні параметри режимів роботи обладнання, тип та характеристики фотоелектричних модулів, теплову інерційність індивідуальних елементів системи, вплив інсоляції та електромагнітного середовища. Це дозволяє застосувати раціональні параметри силових трансформаторів та ліній електропередачі та знизити капітальні й експлуатаційні витрати у ФЕС вже на етапі проєктування.

8. Результати проведених досліджень і розробок придатні до використання для інвесторів у сонячних електростанціях, проектними організаціями, для зниження капіталовкладень у електротехнічний комплекс ФЕС із одночасним забезпеченням функціонування обладнання шляхом прийняття раціональних параметрів устаткування системи електропостачання; виробниками мережевих інверторів – передбачення серійної схмотехнічної реалізації довантаження інвертора в режимах низької інсоляції.

9. Результати дисертаційної роботи у вигляді удосконаленої методики вибору потужності силових трансформаторів та ліній електропередачі в системах електропостачання ФЕС з урахуванням алгоритму застосування уточнюючих коефіцієнтів впроваджено у ТОВ «ЕДС-Проект».

Результати досліджень і розробок, рішення та підходи системно використовуються в освітньому процесі на кафедрі електроенергетики Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в рамках дисциплін «Моделювання об'єктів електроенергетики», «Сонячна енергетика», «Інтелектуальне електропостачання SmartGrid в системах розподіленої генерації» при підготовці бакалаврів та магістрів за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Перелік посилань

1. Трансформація енергетики України в інтелектуальну ресурснонезалежну систему: Е45 / Г.Г. Півняк, О.В. Кириленко, Ю.А. Папаїка, І.М. Луценко, О.Г. Лисенко — Д.: Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», 2022. — 55 с.
2. ДП НЕК «Укренерго». ІТ-ПРОЕКТИ. Режим доступу: <https://ua.energy/diyalnist/projects/spilni-proekty-z-mfi/#1538032249035-96c4bd2a-d9fc1cf7-ff2a>
3. Pivniak H., Aziukovskyi O., Papaika Yu., Lutsenko I., Neuberger N. (2022). Problems of development of innovative power supply systems of Ukraine in the context of European integration. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 89-103. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2022-5/089>
4. ГО «Науково-технічна спілка енергетиків та електротехніків України» видання нтсеу «ЕНЕРГОІНФОРМ-ИНФОРМЭНЕРГО» № 605. [Про основні показники роботи ПЕК України ЗА СІЧЕНЬ-ГРУДЕНЬ 2021 РОКУ]. Режим доступу: <https://www.ntseu.net.ua>.
5. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей в Україні – 2019 (НЕК «Укренерго»). Режим доступу: https://ua.energy/?page_id=13075
6. Графіки виробництва и споживання електроенергії в енергосистемі України. Режим доступу: <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/dobovuj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/>.
7. Роз'яснення щодо обмеження генерації ВЕС та СЕС 7 січня 2020 року. Режим доступу: <https://ua.energy/zagalni-novyny/roz-yasnennya-shhodo-obmezhennya-generatsiyi-ves-ta-ses-7-sichnya-2020-roku/>
8. Khatskevych Yu. V. Perspectives of load management in energy system with the help of electric vehicles / Yu. V. Khatskevych, I. M. Lutsenko, A. V. Rukhlov // *Науковий вісник Національного гірничого університету*. - 2017. - № 5. - С. 86-93. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvngu_2017_5_15.

9. Технічні та економічні аспекти використання електромобілів в електричних мережах України / І.М. Луценко, П.С. Циган. // Вісник КрНУ. – Кременчук: 2017. – Вип. 6/2017 (107). – С. 21-30. Режим доступу: http://visnikkrnu.kdu.edu.ua/statti/2017_5_14-20_5-2017.pdf.

10. Концепція «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року. Режим доступу: <http://surl.li/nymqf>.

11. Стан і перспективи розвитку технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії у зарубіжній енергетичній сфері. Київ – 03/2018. Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/04/1.-Stan-rozvytku-smart-grid.pdf>.

12. ТОП-15 Сонячних Електростанцій За Потужністю По Всьому Світу Станом На Червень 2021 Року. Режим доступу: <https://ua.dsisolar.com/info/top-15-solar-pv-power-plants-by-capacity-world-61610096.html>.

13. Встановлена потужність енергосистеми України. Режим доступу: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/>.

14. Внутрішні дані ПрАТ «НЕК «Укренерго». Зелено-вугільний парадокс.

15. Проблеми ефективності роботи розподільчих електричних мереж. / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган., Кузнецов Д.О. // Гірнична електромеханіка та автоматика. – 2018. – № 100. – С. 3-9.

16. Підвищення точності вибору та ефективності використання силових трансформаторів розподільчих мереж / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган. // Вісник КрНУ. – Кременчук: 2017. – Вип. 5/2017 (106) . – С. 14-20. (входить до наукометричної бази «Index Copernicus»).

17. Луценко І.М., Калінніков В.Б. Обґрунтування доцільності переходу до системи обслуговування силових трансформаторів за поточним технічним станом // Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників - 2011» – 2011. – Т. 4. – С. 75–79.

18. Заїка В. Т. Навантажувальна здатність трансформаторів розподільних мереж селищ міського типу / В.Т. Заїка, С.С. Котенко, І.М. Луценко // Науковий вісник Національного гірничого університету

19. Правила улаштування електроустановок. Затверджені наказом № 476 Міністерства енергетики України від 21 липня 2017 року. Режим доступу: <https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/pue.pdf>.

20. TI Design map for Solar Inverters and Renewable Energy Storage. Available at: https://www.ti.com/lit/ml/sszp159/sszp159.pdf?ts=1701893829539&ref_url=https%253A%252F%252Fflens.google.com%252F

21. Технічні характеристики інвертора Fronius Tauro. Режим доступу: https://www.fronius.com/~/downloads/Solar%20Energy/Datasheets/SE_DS_Fronius_Tauro_D_UA.pdf

22. I Lutsenko, N Rukhlova, M Kyrychenko, P Tsyhan, V Panchenko (2023), INCREASING THE ENERGY EFFICIENCY OF MODES OF DISTRIBUTION NETWORKS WITH PHOTOVOLTAIC STATIONS, Scientific Bulletin of National Mining University, pp. 99-106.

23. Мазуренко Л.І., Джура О.В., Шихненко М.О., Білик О.А., Диннік Л.М. (2019) Керування мережевим інвертором в енергосистемах з внутрішньою шиною постійного струму, Київ, Інститут електродинаміки НАН України. <https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2019-12/15.pdf>.

24. Ю.А. Папаїка, О.Г. Лисенко, Є.В. Кошеленко, І.Г.Олішевський (2021) Математичне моделювання надійності електропостачання при низькій якості напруги м. Дніпро, Національний технічний університет «Дніпровська політехніка» http://nvngu.in.ua/jdownloads/pdf/2021/2/02_2021_Papaika.pdf.

25. Жежеленко, І. В. Особливості режимів систем електропостачання з відновлюваними джерелами електроенергії / І. В. Жежеленко, В. Є. Саравас // Университетская наука-2018 : в 3 т. : тез. доп. міжнар. науково.-техн. конф. (Маріуполь, 23–24 травня 2018 р.) / ДВНЗ «ПДТУ». – Маріуполь, 2018. – Т. 1. – С. 276–277.

http://eir.pstu.edu/bitstream/handle/123456789/18217/%d0%a3_%d0%ba%d0%b0%d1%8f%20%d0%bd%d0%b0%d1%83%d0%ba%d0%b0_%d0%a2_1_2018_p276-277.pdf?sequence=1

26. Саравас, В. Є. Дослідження системи функціонування електроенергетичних установок на основі технології доповненої реальності / В. Є. Саравас, І. В. Жежеленко // Університетська наука – 2019 : тези доп. Міжнар. науково-техн. конф. (Маріуполь, 16-17 травня 2019 р.) : в 4 т. / ДВНЗ «ПДТУ». – Маріуполь, 2019. – Т. 1. – С. 239–241.

http://eir.pstu.edu/bitstream/handle/123456789/22870/%d0%a3%d0%bd.%d0%bd.2019%d1%82.1_p239-241.pdf?sequence=1

27. Yang, X., Liu, X., Li, J., & Zhang, B. (2021). Current PI Control of the Single-Phase Grid Inverter. *Mathematical Problems in Engineering*, 1-9. <https://doi.org/10.1155/2021/7074771>.

28. Amin, Md.R., & Zulkifli, S.A. (2017). Phase-frequency controlled in virtual synchronous converter for low-voltage microgridinverter synchronization. *International Journal of Renewable Energy Research* 7(3), 1125-1137.

29. Wang, B., Zhang, X., Song, Ch., & Cao, R. (2019). Research on the filters for dual-inverter fed open-end winding transformer topology in photovoltaic grid-tied applications. *Energies*, 12(12), 2338. <https://doi.org/10.3390/en12122338>.

30. Sun, Yu., Yan, X., Yuan, Ch., Tang, X., Malekian, R., Guo, Ch., & Li, Zh. (2019). The application of hybrid photovoltaic system on the ocean-goin ship: engineering practice and experimental research. *Journal of Marine Engineering & Technology*, 18(1), 56-66. <https://doi.org/10.1080/20464177.2018.1493025>.

31. Albuquerque, F.L., Moraes, A. J., Guimarães, G.C., Sanhueza, S.M.R., & Vaz, A.R. (2010). Photovoltaic solar system connected to the electric power grid operating as active power generator and reactive power compensator. *Solar Energy*, 84(7), 1310-1317. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.04.011>.

32. Tameghe, Th., Andy, T., René, W., & Innocent, K. (2012). Control of grid-side inverter for isolated wind-diesel power plants using variable speed squirrel cage

induction generator. IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference). <https://doi.org/10.1109/IECON.2012.6389197>.

33. Hou, T., Zhang, Ch.-Ya., & Niu, H.-X. (2021). Quasi-Z source inverter control of PV grid-connected based on fuzzy PCI. *Journal of Electronic Science and Technology*, 19(3), 100021. <https://doi.org/10.1016/j.jnlest.2020.100021>.

34. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. – Введ. 2016-01-07. – 79 с.

35. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видпнмицтво «Форт», 2017. - 760 с.

36. Луценко І.М. Обґрунтування доцільності переходу до системи обслуговування силових трансформаторів за поточним технічним станом/ І.М. Луценко, В.Б. Калінніков // Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників - 2011» – 2011. – Т. 4. – С. 75–79.

37. ДСТУ 3463-96. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів. – Введ. 1999-01-01. – 101 с.

38. Довідник з електропостачання промислових підприємств: 2 Т. / За загальною редакцією А.А. Федорова. - М.: Вища школа, 1973. [Розд. 24].

39. Методика вибору номінальної потужності силових трансформаторів в умовах розподільчих мереж населених пунктів / Ю.А. Папаїка, І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган // Електротехніка та електроенергетика – 2021. – №2.

40 Проблеми ефективності роботи розподільчих електричних мереж. / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган., Кузнецов Д.О. // Гірнична електромеханіка та автоматика. – 2018. – № 100. – С. 3-9.

41. Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка «Розрахунки показників електромагнітної сумісності» Навчальний посібник. М-во освіти і науки України – Д. : НГУ, 2014. – 113 с.

42. І. В. Жежеленко «Вищі гармоніки в системах електропостачання промислових підприємств» – М.: Енергоатоміздат, 2000. – 331 с.

Додаток А

Довідки про впровадження результатів дисертаційної роботи



Товариство з обмеженою відповідальністю
«ЕДС-ПРОЕКТ»
49094, м. Дніпро, вул. Набережна Перемоги, 36А
E-mail: project@eds-ltd.com.ua

UA51 320984 00000 2600 4210411364
АТ «ПРОКРЕДИТ БАНК» МФО 320984
Код ЄДРПОУ 38835170, ІПН 388351704630

Вих. № 011022-1М від 01.09.2022 року



АКТ

про впровадження результатів дисертаційної роботи
ЦИГАНА Павла Сергійовича
на тему «Енергетична ефективність режимів розподільних мереж
фотоелектричних станцій»

Цей акт складений про те, що наукові результати дисертаційної роботи ЦИГАНА Павла Сергійовича на тему «Енергетична ефективність режимів розподільних мереж фотоелектричних станцій» у вигляді удосконаленої методики вибору потужності силових трансформаторів та ліній електропередачі в розподільних мережах фотоелектричних станцій із використанням алгоритму застосування коригуючих коефіцієнтів, які комплексно враховують узгодження теплового режиму роботи трансформаторів з характерним графіком генерації ФЕС в умовах унікальної електромагнітної обстановки та географічного розташування, що в результаті дозволяє прийняти раціональний типорозмір силового трансформатора та ліній електропередачі **впроваджено у ТОВ «ЕДС-ПРОЕКТ»** для використання при розробці проектів нових мережевих фотоелектричних станцій. Це дозволить обґрунтувати раціональну структуру електротехнічного комплексу фотоелектричної станції та оптимізувати капіталовкладення на реалізацію проектів.

Керівник проектів

Вікторія КОЗЛОВА



ЗАТВЕРДЖУЮ

Перший проректор

Національного технічного університету

«Дніпровська політехніка»

_____ Артем ПАВЛИЧЕНКО

«07» вересня 2022 р.

АКТ

впровадження в навчальний процес

**розроблених заходів щодо підвищення енергетичної ефективності
режимів розподільних мереж фотоелектричних станцій**

Цей акт складений про те, що запропоновані у дисертаційній роботі *Цигана Павла Сергійовича* заходи та отримані наукові результати щодо:

- удосконалення методики вибору силових трансформаторів та кабельних ліній електропередачі електротехнічних комплексів мереж фотоелектричних станцій в умовах специфічного режиму генерації, унікальної електромагнітної обстановки та факторів оточуючого середовища;

- способу зниження електромагнітних завад, створюваних інверторними перетворювачами ФЕС

прийняті до використання на кафедрі електроенергетики Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в рамках викладання лекційних та практичних занять в рамках дисциплін «Модельовання об'єктів електроенергетики», «Сонячна енергетика», «Інтелектуальне електропостачання SmartGrid в системах розподіленої генерації» при підготовці бакалаврів та магістрів за спеціальністю 141. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Завідувач кафедри електроенергетики

д.т.н., проф.

_____ Юрій ПАПАЙКА

Вчений секретар

кафедри електроенергетики, к.т.н.

_____ Наталія РУХЛОВА