

ЗМІСТ

С.П. Денисюк, М.М. Шовкалюк , КПІ на шляху формування енергоефективного суспільства. 25-річний досвід.....	7
ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ	
В.В. Каплун, С.С. Макаревич, А.В. Петренко, Г.В. Кругляк, Є.О. Кулибаба . Адаптивне управління електроспоживанням в локальній мікроенергетичній системі з полігенерацією на основі кластеризації умовного динамічного тарифу.....	22
І.В. Фролов . Аналіз нормативної документації та технічних вимог, щодо можливості застосування «острівного режиму» в розподільних мережах.....	30
П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, К.О. Повстянко . Відносне оцінювання вартості засобів резервування відновлюваних джерел енергії.....	39
Т.І. Друбецька, К.М. Більцан . Сучасні тенденції в проектуванні електричних підстанцій.....	46
Y.O. Trotsenko, T.L. Katsadze, M.M. Dixit, J.V. Peretyatko . Electricity transmission and environment: effect of wind loads on lightning shielding performance of overhead power lines.....	54
К.М. Гілевич . Співставний аналіз реалізації бізнес-моделей просюмерів з відновлюваними джерелами енергії.....	64
ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ	
В.І. Скалозубов, Є.М. Письменний, В. А. Кондратюк, С.І. Косенко, В.І. Коньшин . Метод кваліфікації пасивних систем безпеки модульних ядерних реакторів з течами контурів циркуляції.....	82
МОНІТОРИНГ, ДІАГНОСТИКА ТА КЕРУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ ТА ОБЛАДНАННЯМ	
В. П. Нерубацький, Д. А. Гордієнко . Аналіз системи керування вітровою установкою, підключеної до мережі змінного струму.....	87
В.В. Михайленко, В.А. Святненко, Ю.М. Чуняк, О.В. Петрученко, О.А. Гераскін, Трубіцин К.В., Ковалевський М.В. Аналіз процесів у перетворювачі з двадцятизонним регулюванням напруги і активно-індуктивним навантаженням.....	92
А. В. Волошко, Я.С. Бедрак . Використання теорії кінцевих автоматів для нагляду за роботою компресорної установки.....	97
Л.Р. Марчук, В.О. Поліщук, В.М. Сліденко . Енергощадна адаптація віброударного ковша маніпулятора до змінних характеристик робочого середовища.....	104
Д.М. Мітяєв, Т.І. Друбецька . Дослідження методів освітленості та розробка рекомендацій по їх покращенню.....	109
МІЖГАЛУЗЕВІ ПРОБЛЕМИ І СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ В ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОМУ СЕКТОРІ	
Г.П. Костенко . Ситуаційний аналіз перспектив розвитку електротранспорту та його інтеграції до енергосистеми України.....	117
Н.О. Держак, М.О. Морнева . Програмно-цільовий підхід реалізації процесів управління в системі відновлюваної енергетики на рівні регіону.....	125
О.В. Сібілєва, І.О. Шкільнюк, С.Ю. Докшина , Державний ринковий нагляд за якістю моторних палив, проблемні питання та шляхи їх вирішення.....	131
А.В. Чернявський, А.Б. Григоров . Морське паливо з низьким вмістом сірки, перспективи виробництва в Україні.....	136

CONTENTS

S. Denysiuk, M. Shovkaliuk. Kpi on the way of forming an energy-efficient society. 25 years of experience	7
ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES	
V. Kaplun, S. Makarevych, A. Petrenko, H. Kruhliak, Y. Kulibaba. Adaptive control electricity consumption in local microenergy system with polygeneration based on clustering of a conditional dynamic tariff	22
I. Frolov. Analysis of regulatory documentation and technical requirements regarding the functioning of the network in "island mode"	30
P. Lezhniuk, V. Komar, K. Povstianko. Relative assessment of the cost of reservation of renewable energy sources	39
T. Drubetska, K. Biltsan. Current trends in design of electric substations	46
Y. Trotsenko, T. Katsadze, M. Dixit, J. Peretyatko. Electricity transmission and environment: effect of wind loads on lightning shielding performance of overhead power lines	54
K. Hilevich. Comparative analysis of the implementation of business models of prosumers with renewable energy sources	64
TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY	
V. Skalozubov, Y. Pysmennyi, V. Kondratyuk, S. Kosenko, V. Konshin. Method of qualification of passive safety systems of modular nuclear reactors with circulation circuit flows	82
MONITORING, DIAGNOSTICS AND CONTROL OF ENERGY PROCESSES AND EQUIPMENT	
. Nerubatskyi, D. Hordiienko. Analysis of the control system of a wind plant connected to the AC network	87
V. Mihaylenko, V. Svyatnenko, J. Chunyak, O. Petruchenko, O. Geraskin, K. Trubitsyn, M. Kovalevskiy. Analysis of processes in converter with twenty-zone voltage regulation and active-inductive load	92
A. Voloshko, Ya. Bederak. Use of the theory of finite automata for supervision of the operation of the compressor unit	97
L. Marchuk, V. Polishchuk, V. Slidenko. Energy-saving adaptation of the vibration-impact bucket of the manipulator to the variable characteristics of the working environment	104
D. Mitiaiev, T. Drubetska. Study of the illumination and development of recommendations for its improvement	109
INTER-INDUSTRY PROBLEMS AND SYSTEMS RESEARCH IN THE FUEL AND ENERGY SECTOR	
G. Kostenko. Situation analysis of electric transport development prospects and its integration into Ukrainian power system	117
N. Derzhak, M. Morneva. Program-target approach to the implementation of management processes in the renewable energy system at the level of the region	125
O. Sibilieva, I. Shkilniuk, S. Dokshyna. State market supervision of the quality of motor fuels, problems and ways to solve them	131
A. Chernyavsky, A. Grigorov. Marine fuel with low sulfur content, production prospects in Ukraine	136

КПІ НА ШЛЯХУ ФОРМУВАННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОГО СУСПІЛЬСТВА. 25-РІЧНИЙ ДОСВІД

Зважаючи на енергетичну залежність нашої держави, раціональне використання ресурсного потенціалу – стратегічний напрямок розвитку економіки України. Підвищення енергоефективності є важливою умовою успішної реалізації кліматичної політики України. Сучасний ринок енергоефективних послуг потребує значної кількості підготовлених спеціалістів у сфері енергоаудиту, енергоменеджменту, управління енергоспоживання, сертифікації енергоефективності, тепло- та електротехніки, автоматизації процесів в промисловості і житлово-комунальному господарстві. У 2021 році Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту (НН ІЕЕ) КПІ ім. Ігоря Сікорського, який з 1997 року є спадкоємцем гірничого факультету (ГФ), факультету гірничої електромеханіки і автоматики (ФГЕМА), гірничо-технологічного факультету (ГТФ), відмічав 75 років з Дня заснування. А вже в поточному 2022 році маємо іншу знаменну і приємну подію – 25 років створення спеціальності «Енергетичний менеджмент». Спільним наказом Міносвіти та Держкоменергозбереження України (№137/45 від 07 травня 1997 року) ІЕЕ було визначено базою для підготовки фахівців за цією спеціальністю. В статті висвітлено головні етапи становлення і розвитку інституту, наукові здобутки, внесок колективу у справу підготовки і підвищення кваліфікації кадрів та просвітницьку діяльність в сфері енергоефективності.

Ключові слова: енергетичний менеджмент, енергоефективність, енергозбереження, заклад вищої освіти, навчання, підготовка спеціалістів.

Вступ

Прийняття закону «Про енергетичну ефективність» [1] є важливим кроком в напрямку підвищення ефективності та активізації впровадження енергоощадних заходів в усіх секторах економіки. Процес гармонізації національної законодавчої бази в сфері енергоефективності з вимогами ЄС та імплементація європейських Директив відбувається дуже активно. На виконання прийнятих законів [1-4] розроблено низку нормативно-правових актів [5-6], методичних документів, стандартів та будівельних норм, які постійно оновлюються. На законодавчому рівні введено обов'язкову енергетичну сертифікацію [3] будівель та інженерних систем, затверджено національний план збільшення кількості будівель з близьким до нульового рівнем споживання енергії [7]. Законопроект [4] передбачає впровадження систем енергетичного менеджменту у будинках держсектора, комплексного підходу до формування політики у сфері енергетичної ефективності шляхом стратегії термомодернізації, причому передбачено можливість поетапного фінансування проєктів з боку Фонду енергоефективності [2].

Прийнято цілу низку стандартів, направлених на стимулювання створення служб енергоменеджменту та моніторингу енергоспоживання як для бюджетної сфери, так і для промислових об'єктів [8-9]. За підтримки Міненерго, Мінрегіону та Держенергоефективності відбувається стимулювання розвитку ринку енергосервісу в Україні, впровадження систем енергоменеджменту на підприємствах і в організаціях, сприяння підвищенню ефективності систем електро-, тепло- та водопостачання, поширення використання енергоефективних технологій. Передбачається збільшення частки ВДЕ у загальному балансі встановлених потужностей до рівня 25% до 2035 р. [10]. Розвиток виробничих галузей в контексті Industry 4.0 має великий потенціал у частині оптимізації та автоматизації технологічних процесів, використання вторинних енергоресурсів та альтернативних джерел енергії, оптимальне поєднання централізованих і децентралізованих джерел енергії.

Всі перераховане вище дозволить швидше досягти енергобезпеки та покращить економічний добробут держави, а для реалізації цих задач Україна потребує висококваліфікованих спеціалістів, що мають відповідну підготовку для того, щоб ефективно контролювати, управляти енергоспоживанням та зберігати енергоресурси. Питання якісної підготовки фахівців для нашої країни є надзвичайно актуальним. В Україні ІЕЕ є засновником наукового напрямку та освітньої спеціальності «Енергетичний менеджмент», а його випускники працюють у багатьох державних і наукових інституціях та провідних організаціях у сфері енергоефективності.

Враховуючи вимоги часу та запити підприємств, основними напрямками діяльності інституту в теперішній час є:

- підготовка здобувачів (бакалаврів, магістрів) за спеціальностями 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», 184 «Гірництво» (освітні програми першого та другого рівня вищої освіти: «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології», «Системи забезпечення споживачів електричною енергією», «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та механотронних комплексів», «Геоінженерія»);

- підготовка здобувачів ступеня доктора філософії та докторів наук;

- проведення фундаментальних, пошукових і прикладних науково-дослідницьких робіт та технологій, створення інноваційних розробок;

- підготовка, перепідготовка і підвищення кваліфікації спеціалістів, викладачів ЗВО та посадових осіб, діяльність яких пов'язана із паливно-енергетичними ресурсами, енергозбереженням, енергоменеджментом, екологією, альтернативними джерелами енергії;

- енергетична освіта, навчання та виховання молоді у сфері енергоефективності;

- організація, проведення та участь у національних і міжнародних конкурсах, семінарах, конференціях, симпозиумах і круглих столах з метою вивчення новітніх досягнень світової науки та обміну досвідом;

- розробка прогнозів та проведення експертиз у сфері енергозбереження;

- міжнародне співробітництво та дуальна освіта.

Метою статті є аналіз 25-річного досвіду діяльності і результатів впровадження освітніх програм з енергетичного менеджменту на базі НН ІЕЕ ім. Ігоря Сікорського, а також міжнародної та просвітницької діяльності в сфері енергоощадності для молоді і широкого кола фахівців. Досвід розвинених країн показує, що роль університетів у поширенні і реалізації програм і проектів з енергоефективності може бути суттєвою, тому ознайомлення з таким досвідом широкої аудиторії слухачів є актуальною.

Матеріал і результати досліджень

Історичний огляд

1997 – 2010 рр.

Невдовзі після здобуття Україною незалежності був прийнятий Закон України «Про енергозбереження» (1994 р.). Система навчання та підготовки кадрів у сфері енергозбереження вперше на пострадянському просторі почала створюватись в Україні з 1997 р. із затвердження Кабінетом Міністрів України «Комплексної державної програми з енергозбереження» (постанова КМУ від 05 лютого №148) як одного із заходів реалізації національної політики [11]. Формування ІЕЕ стало одним із заходів реалізації національної політики в галузі енергозбереження. На кафедрі електропостачання, що увійшла до складу ІЕЕ і нині випускає фахівців у сфері енергетичного менеджменту, під керівництвом професора А.В. Праховника було сформовано наукову школу з питань управління енергоспоживанням. А.В. Праховник очолює роботу науковців, які брали участь у розробці Державної комплексної програми енергозбереження України і створенні державних стандартів у цій галузі. У 1996 році на базі цієї кафедри створено центр підготовки енергоменеджерів (ЦПЕМ) по лінії виконання проекту ТАСІС для підготовки інструкторів-викладачів у сфері енергетичного менеджменту, енергоаудиту та підвищення рівня енергетичної ефективності, які поширюватимуть свій досвід на регіональні центри.

У 1997 р. при КПІ ім. Ігоря Сікорського було створено Інститут енергозбереження та енергоменеджменту (наказ ректора М.З. Згуровського № 1-16 від 18.02.1997), який згідно Постанов КМУ та наказів відповідних Міністерств є базовою організацією в Україні в цій сфері з питань освіти, перепідготовки, підвищення кваліфікації кадрів і популяризації знань. У цьому ж році було відкрито нову спеціальність «Енергетичний менеджмент», за якою вже з 2003 р. розпочався випуск бакалаврів, спеціалістів та магістрів у 12 технічних університетах України. Спочатку до складу ІЕЕ входили: кафедри електропостачання та загальної теплотехніки, науково-дослідний інститут автоматики і енергетики «Енергія», Центр підготовки енергоменеджерів (ТАСІС), бібліотека "Енергія XXI сторіччя".

Пізніше, у 1998 році, з об'єднанням ІЕЕ та гірничотехнічного факультету (заснований у 1946 році) створено Інститут енергозбереження та енергоменеджменту у його нинішньому складі, який спільним наказом Міносвіти та Держкоменергозбереження України (№137/45 від 07 травня 1997 року) визначено базою для підготовки фахівців за спеціальністю «Енергетичний менеджмент». На початку діяльності інститут очолював д.т.н., професор А.В. Праховник [12], а з 2013 р. – д.т.н., професор С.П. Денисюк (рис.1).

Інститут було створено і метою проведення освітньої, наукової, методичної, організаційної та інформаційної діяльності в галузі енергозбереження, енергоменеджменту, енергоаудиту, впровадження енерго- та ресурсозберігаючих технологій та обладнання.

Постановою КМУ від 24 травня 1997 р. N 507 «Про перелік напрямів та спеціальностей, за якими здійснюється підготовка фахівців у вищих навчальних закладах» в розділі «Специфічні категорії» вперше

в Україні було введено спеціальність «Енергетичний менеджмент», код освітньо-кваліфікаційного рівня: 7.000008 – спеціаліст, 8.000008 – магістр (рис.2).



Артур Веніамінович Праховник
(очолював ІЕЕ з 1997 по 2012 р.р.)
д.т.н., професор, Лауреат Державної премії,
заслужений діяч науки і техніки України



Сергій Петрович Денисюк
(очолює ІЕЕ з 2013 р.)
д.т.н., професор, лауреат Премії ім. С.О.
Лебедева НАН України

Рисунок 1 – Керманичі Інституту енергозбереження та енергоменеджменту


 КАБІНЕТ МІНІСТРІВ УКРАЇНИ П О С Т А Н О В А від 24 травня 1997 р. N 507 Київ { Постанова втратила чинність на підставі Постанови КМ N 787 (787-2010-п) від 27.08.2010 } Про перелік напрямів та спеціальностей, за якими здійснюється підготовка фахівців у вищих навчальних закладах за відповідними освітньо-кваліфікаційними рівнями { Із змінами, внесеними згідно з наказами Міністерства освіти і науки N 568 (з0854-04) від 07.07.2004 N 893 (з0109-05) від 01.12.2004 N 363 (з0816-05) від 16.06.2005 } { Постанова втратила чинність в частині підготовки фахівців за освітньо-кваліфікаційним рівнем бакалавра на підставі Постанови КМ N 1719 (1719-2006-п) від 13.12.2006 } { Із змінами, внесеними згідно з наказом Міністерства освіти і науки	Специфічні категорії Якість, стандартизація та сертифікація - 7.000001 8.000001 Інтелектуальна власність - 7.000002 8.000002 Управління проектами управління у сфері правопорядку - 7.000003 8.000003 Педагогіка вищої школи - 8.000004 Зовнішня політика - 8.000006 Адміністративний менеджмент - 8.000007 Енергетичний менеджмент - 7.000008 8.000008 Управління навчальними закладами 8.000009
--	---

Рисунок 2 – Введення нової спеціальності до переліку напрямків підготовки фахівців у ВНЗ

Праховник А.В. започаткував освітній процес щодо підготовки студентів-енергоменеджерів на базі випускової кафедри електропостачання (ЕП). В ІЕЕ було створено нові навчальні плани, проведено організаційну роботу і розпочато підготовку фахівців за спеціальністю «Енергетичний менеджмент» з 1997–1998 навчального року. На кафедрі з 1990 р. функціонувала магістратура, в якій до 1999 р. навчалися лише іноземні студенти. У 2001 р. відбувся перший захист магістерської роботи українського студента Д.М. Федосенка. В ІЕЕ було створено нові навчальні плани, проведено організаційну роботу і розпочато підготовку фахівців за спеціальністю «Енергетичний менеджмент» з 1997–1998 навчального року. Вже з наступного 1998–1999 навчального року було набрано дві групи прийому на перший курс із напрямку підготовки «Специфічні категорії» [11, 13]. Ця спеціальність поєднує теплотехнічну та електротехнічну підготовку з менеджерсько-управлінською і була акредитована в багатьох університетах України. Викладачі двох кафедр – електропостачання і теплотехніки та енергозбереження (ТЕ) здійснювали освітній процес і сумісно готували студентів за програмами підготовки «Енергетичний менеджмент».

Було проведено великий обсяг навчально методичної роботи:

- розроблено навчальні і робочі навчальні програми кредитних модулів;
- розроблено лекційні та методичні матеріали нових навчальних дисциплін;
- оновлено та перекладено українською методичне забезпечення;
- введено в дію нові лабораторні роботи (змонтовані на лабораторних стендах та налагоджені);
- впроваджено нові інформаційні технології у вигляді комп'ютерних практикумів із вивченням особливостей спеціалізованих програмних продуктів;
- опубліковано цикл нових навчальних посібників і підручників.

Навчально-методичне забезпечення спеціальності «Енергетичний менеджмент», розроблене в ІЕЕ, стало базовим для організації випуску фахівців за даною спеціальністю для всіх закладів освіти України.

Колектив ІЕЕ один з перших підрозділів НТУУ «КПІ» починаючи з 2004/2005 навчального року взяв участь у педагогічному експерименті з впровадження в навчальний процес модульно-рейтингової системи організації навчального процесу.

Перший набір на кафедрі ТЕ відбувся у 2007 році, а 1-й випуск – у 2013 році. Випуск на ТЕ обумовлено переведенням енергетичного менеджменту з напрямку «Специфічні категорії» до підготовки за двома напрямками підготовки (табл. 1): «Електротехніка та електротехнології» та «Теплоенергетика».

У 2007 році в ІЕЕ було розроблені програми підготовки фахівців і пізніше понад 1500 вітчизняних спеціалістів підвищили кваліфікацію в ЦПЕМ за типовими програмами:

- Основи енергозбереження та енергетичний менеджмент;
- Енергетичний аудит.

Таблиця 1 – Перелік напрямів, за якими велася підготовка енергоменеджерів в КПІ

Норм. документ	Галузь знань	Код	Напрямок підготовки	Професійно-орієнтовна програма
Постанова КМУ від 13.12.2006 р. № 1719 (Перелік-2006)	0507 - Електротехніка та електромеханіка	6.050701 - бакалавр, 7.05070108 - спеціаліст, 8.05070108 - магістр	Електротехніка та електротехнології	Енергетичний менеджмент
	0506 - Енергетика та енергетичне машинобудування	6.050601 - бакалавр 7.05060105 - спеціаліст, 8.05060105 - магістр	Теплоенергетика	Енергетичний менеджмент

Велика увага приділяється навчально-просвітницькій діяльності. Викладачі ІЕЕ брали участь в проєкті ТАСІС «Енергетична освіта у початкових і середніх школах України» (1999 р.). За участю викладачів ІЕЕ розроблено і видано низку навчальних посібників для різних цільових аудиторій (рис. 2):

- студенти та викладачі вищих навчальних закладів;
- учні загальноосвітніх шкіл [14];
- керівники відділів енергоефективності територіальних організацій [15];
- енергоменеджери закладів освіти [16] і підприємств [17,18], працівники соціальної сфери;
- енергоаудитори промислових підприємств та житлово-комунального господарства [19,20] та ін.



Рисунок 3 – Навчальні посібники і підручники, опубліковані за участю викладачів ІЕЕ (2001-2010)

2011 – 2021 рр.

Побудова ефективної системи енергоменеджменту повинна супроводжуватися не тільки організаційно-управлінськими заходами, але технічними, обґрунтованими як з точки зору технологічної можливості, так і з точки зору економічної доцільності. Тому випускники інституту одержують фундаментальну підготовку з інженерних, природничих, гуманітарних дисциплін і необхідні практичні навички роботи. Протягом усіх років неодноразово змінювалися навчальні плани і програми підготовки, розроблялися підручники, навчальні посібники, конспекти лекцій до вивчення дисциплін, за результатами наукових досліджень видавалися монографії (рис. 4). Значне місце в роботі викладачів інституту займає діяльність з методичного забезпечення всіх видів занять, впровадження нових інформаційних технологій і методик викладання (в тому числі в умовах пандемії та військового стану – дистанційно). Навчальному процесу сприяли наявність ЦПЕМ та НДІ «Енергія», які активно використовуються під час проведення лабораторних і практичних занять та в рамках наукових досліджень студентів.

Інженерів-енергоменеджерів до 2022 року в НН ІЕЕ готували дві кафедри: кафедра електропостачання (освітня програма «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології») та кафедра теплотехніки та енергозбереження (освітня програма «Енергетичний менеджмент та інжиніринг теплоенергетичних систем»). Кафедру електропостачання очолювали: А.В. Праховник, В.В. Прокопенко, С.П. Денисюк, В.А. Попов, сьогодні кафедру очолює к.т.н., доцент Д.Г. Дерев'яноко. Кафедру теплотехніки та енергозбереження з моменту створення очолював професор Константинов С.М., а з 2002 року – професор, д.т.н. Дешко В.І. Відповідно до рішення Вченої ради КПІ ім. Ігоря Сікорського та наказу ректора з 01.07.2022 кафедра теплотехніки та енергозбереження навчально-наукового інституту енергозбереження

та енергоменеджменту приєднана до кафедри теплоенергетики навчально-наукового інституту атомної та теплової енергетики (НН ІАТЕ). Новостворена кафедра має назву теплової та альтернативної енергетики.



Рисунок 4 – Підручники та монографії, опубліковані викладачами ІЕЕ (2011–2022)

Станом на початок 2022 р. в Україні навчання за напрямком «Енергоменеджмент» здійснюється:

- за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка, та електромеханіка» для бакалаврів – за 18 освітніми програмами, для магістрів – за 17 освітніми програмами;
- за спеціальністю 144 «Теплоенергетика» для бакалаврів – за 10 освітніми програмами, для магістрів – за 9 освітніми програмами.

За таблицею відповідностей старих переліків спеціальностей (2006, 2010) новому (2015) спеціальність «Енергетичний менеджмент» на теперішній час відповідає спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Освітні програми розроблені для підготовки фахівців, здатних розв’язувати завдання у сфері підвищення енергетичної ефективності в усіх галузях промисловості та житлово-комунальної сфери; системно аналізувати проблеми тепло- електроенергетики та суміжних галузей, впроваджувати новітні технології; розробляти та впроваджувати системи енергетичного менеджменту згідно ISO 50001; якісно та кваліфіковано проводити енергетичні аудити, спираючись на вимоги міжнародних стандартів.

Дипломні проекти студентів мають високий науково-технічний рівень та актуальну тематику, відбувається збільшення кількості реальних дипломних проектів за вихідними даними підприємств та організацій. Виконання дипломних проектів та магістерських дисертацій здійснюється з використанням сучасних засобів комп’ютерної техніки та програмних комплексів, таких як MathCad, MatLab, AutoCad, Power Factory, Retscreen, DesignBuilder, Audytor OZC та ін.

Лабораторна база для навчання студентів-енергоменеджерів

Вивчення навчальних дисциплін згідно освітньої програми забезпечується за рахунок (рис. 5):

- лабораторії технологій енергозабезпечення (створена разом з компанією Vaillant Group, рис. 5а);
- лабораторії монтажу та експлуатації електроустаткування;
- лабораторії електричних апаратів (рис. 5б);
- лабораторії споживачів електричної енергії;
- лабораторії з теоретичних основ теплотехніки;
- лабораторних стендів в Центрі підготовки енергоменеджерів (лабораторія ресурсо- та енергозбереження, рис. 5в) та ін.

За останні роки створено науково-дослідну (експериментальну) інтерактивну лабораторію діагностування експлуатаційних матеріалів в енергетиці та транспорті (наказ ректора ННУ/257/2021 від 29.11.2021 р.) та відкрито лабораторію Viessmann для виконання досліджень енергетичних характеристик джерел енергії та їх комбінованої роботи з альтернативними джерелами.



Рисунок 5 – Лабораторна база ІЕЕ для навчання студентів-енергоменеджерів

Співпраця із Службою енергоменеджменту в рамках навчального процесу

У ІЕЕ існує позитивний досвід співпраці викладачів і студентів із Службою енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського для підвищення якості освітніх послуг в сфері енергетики. Кампус КПІ ім. Ігоря Сікорського включає 32 навчальних корпуси, 20 гуртожитків, спорткомплекс, центр культури і мистецтва, бібліотеку, а також зовнішні інженерні комунікації. Під час викладання спеціальних дисциплін студенти ІЕЕ мають змогу виконувати експериментальні дослідження на реальних об'єктах, а переддипломну практику проходять у СЕМ, адже об'єкти студмістечка представляють собою дослідний майданчик для різноманітних досліджень. В ході виконання лабораторних практикумів студенти виконують інструментальні виміри з використанням спеціалізованого обладнання: вимірюють теплові потоки, освітленість на робочих поверхнях, концентрацію CO₂, проводять тепловізійну зйомку, складають температурні карти та ін. Як показує досвід, створення умов для деталізованого збору вихідних даних, проведення інструментальних вимірів, побудови енергобалансів, вивчення характеристик роботи обладнання на об'єктах студмістечка дозволяє підвищити зацікавленість студентів під час викладання дисциплін та покращити рівень дипломних проектів і магістерських дисертацій.

Підготовка молодих науковців

В КПІ ім. Ігоря Сікорського постійно здійснюється підготовка науково-педагогічних кадрів через докторантуру за спеціальностями 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», 144 «Теплоенергетика» (відповідають спеціальності 05.14.01 «Енергетичні системи та комплекси» згідно наказу МОНУ від 06.11.2015 р. №1151). Викладачі та науковці ІЕЕ підтримують тісні наукові зв'язки з багатьма навчальними, академічними, науково-дослідними та галузевими інститутами України, де пошукачі виконують дисертації з зазначених спеціальностей. У 2000 році було створено спеціалізовану вчену раду К 26.002.20, а у 2014 році відповідно до наказу МОН України від 15 квітня №455 вона набула статусу докторської. Вчена рада Д 26.002.20 з 15.04.2014 до 31.12.2021 була єдиною в Україні із захисту докторських дисертацій за спеціальністю 05.14.01 «Енергетичні системи та комплекси», за цей період проведено захисти 4 докторських та 14 кандидатських дисертацій

Співробітники університету за результативні розробки й дослідження, кращі публікації в наукових журналах, що індексуються в наукометричних базах Scopus і Web of Science, отримують визнання та винагороду. Зокрема, представники Інституту енергозбереження та енергоменеджменту неодноразово ставали переможцями конкурсу "Молодий викладач-дослідник" (рис. 6). Це свідчить не лише про відмінну підготовку фахівців на базі інституту, але й про зацікавленість обдарованої молоді проблемами енергетичної безпеки та енергоефективності України.



Закладний О.О.



Веремійчук Ю.А.



Дерев'янюк Д.Г.



Ярмолюк О.С.



Опришко В.П.

*Рисунок 6 – Викладачі - переможці конкурсу «Молодий викладач-дослідник»:
Закладний Олег Олександрович (2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014)
Веремійчук Юрій Андрійович (2016, 2018, 2019, 2020, 2021);
Дерев'янюк Денис Григорович (2017, 2018, 2019, 2020, 2021);
Ярмолюк Олена Сергіївна (2021); Опришко Віталій Павлович (2019)*

Професорсько-викладацький склад інституту забезпечує високий рівень навчального процесу з урахуванням сучасних вимог, проте зберігаючи традиції та специфіку інституту. Науково-педагогічні працівники КПІ ім. Ігоря Сікорського щороку проходять рейтингування діяльності, а також відбуваються масштабні опитування студентів щодо якості викладання дисциплін, що обов'язково враховується під час планування педагогічного навантаження.

Викладацький колектив кафедр постійно поповнюється за рахунок талановитих випускників і складається із вчених, які активно займаються науковою і практичною діяльністю. На кафедрах створюються наукові і навчальні лабораторії, які відповідають потребам економіки країни та запитам від роботодавців. Таким чином, НН ІЕЕ має достатньо високий науковий потенціал, наукові школи, навчальну базу та професорсько-викладацький колектив. За останні роки викладачі ІЕЕ, що навчають

енергоменеджерів, ставали лауреатами багатьох конкурсів і премій, стипендіатами Кабінету Міністрів України, а також тричі отримували Премію Президента України для молодих учених:

1) в 2016 р. – робота «Підвищення ефективності енергозабезпечення кінцевого споживача шляхом саморегулювання», автори: Ю. Веремійчук (КПІ ім. Ігоря Сікорського); І. Гончаренко (ІЕД НАН України); О. Лисенко (ІТТФ НАН України); Г. Черкашина (НТУ «ХП»);

2) в 2020 р. – робота «Науково-технічні та управлінські підходи до підвищення енергоефективності будівель», автори: О. Шевченко, Н. Буяк, І. Суходуб (КПІ ім. Ігоря Сікорського) та старший науковий співробітник Інституту технічної теплофізики НАН України І. Божко (ІТТФ НАН України);

3) в 2021 р. – робота «Науково-методологічні засади забезпечення енергоефективності будівель шляхом впровадження ефективних систем теплопостачання й теплового захисту», автори І. Білоус (КПІ ім. Ігоря Сікорського), О. Недбайло (ІТТФ НАН України), А. Чейлитко (ЗНУ), Г. Кошлак (ІФНТУНГ).

У 2021 році викладач кафедри електропостачання отримав премію Верховної ради за роботу «Підвищення ефективності кінцевого споживання енергії соціально-важливими користувачами (на прикладі найбільш енергоємних споживачів України: населення та металургії)», колектив авторів: В. Гоцуленко (ІТТФ НАН України), О. Бондарь (Інститут електродинаміки НАН України), Х. Козак (НТУ «Львівська політехніка»), В. Опришко (НН ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського).

Протягом всього періоду діяльності кафедри електропостачання проводиться активна наукова робота, її результати представлені науковою школою «Енергетичний менеджмент інтелектуальних енергоефективних систем (Smart Grid) забезпечення електричною енергією» (під керівництвом наукового керівника, професора С.П. Денисюка) та чотирма науковими групами, котрі забезпечують розвиток основних наукових напрямів та зміцнення зв'язків з провідними міжнародними науковими установами та організаціями [13].

Важливим та актуальним напрямком роботи є залучення фахівців університету до гармонізації міжнародних стандартів з енергоефективності з нормативною базою України, а також розробка освітніх програм для підвищення кваліфікації енергоменеджерів у відповідності з вимогами стандартів. Викладачі НН ІЕЕ в різні роки брали активну участь у створенні великої кількості державних стандартів України в сфері енергозбереження та енергоменеджменту за напрямками: загальні питання енергетики, енергетичний менеджмент та енергетичний аудит, енергетичне маркування, керування енергетичними системами та їх автоматизація, енергоефективність будівельного фонду, енергетична сертифікація.

Окремі викладачі є членами редколегій фахових вітчизняних та закордонних видань. Щороку викладачі університету оформлюють авторські свідоцтва та патенти. На постійній основі відбувається підвищення кваліфікації викладачів (в міжнародними програмами UNIDO, GIZ, USAID та ін.) та міжнародне співробітництво.

Міжнародне співробітництво

ІЕЕ брав активну участь у міжнародних проектах за програмами ЄС 7 РП, Tacis, Intas, Inco-Soperticus, в тому числі українсько-норвезькому співробітництві з вищої освіти в інтересах сталого енергетичного розвитку. Позитивний досвід міжфакультетської співпраці студентів та викладачів КПІ ім. Ігоря Сікорського було отримано в рамках участі у конкурсі «Енергоефективні університетські містечка», яка була реалізована у рамках Проекту USAID «Реформа міського теплозабезпечення в Україні». Близько 40 студентів та викладачів працювали в групах (технічна, екологічна, економічна, PR-група) та виконували різнопланові завдання відповідно до умов конкурсу. В ході роботи студенти та викладачі мали можливість спілкування та обміну досвідом із університетом-партнером з США (University of California, Berkeley).

У 2015 р. за ініціатииви КПІ ім. Ігоря Сікорського розпочав діяльність міжнародний проект UNIDO/GEF UKR ІЕЕ «Впровадження стандарту систем енергоменеджменту в промисловості України». В рамках проекту ЮНІДО, національними партнерами в Україні створено «Центр ресурсоефективного та чистого виробництва». Проект UKR ІЕЕ реалізує Організація Об'єднаних націй з промислового розвитку (ЮНІДО) за фінансової підтримки глобального екологічного фонду (ГЕФ). Інститут енергозбереження та енергоменеджменту разом з Міністерством економічного розвитку і торгівлі, Державним агентством енергоефективності та енергозбереження, Міністерством екології та природних ресурсів, є партнером Проекту UKR ІЕЕ в Україні. Метою проекту є допомога Уряду України організувати впровадження процедур сталого та ефективного енерговикористання у промисловості. Досягнення такої мети передбачається шляхом поширення концепції індустріальної енергетичної ефективності за допомогою впровадження систем енергоменеджменту відповідно до міжнародних стандартів серії ISO.

Підвищення кваліфікації фахівців у сфері енергоефективності за міжнародними освітніми проектами – важливий напрям просвітницької діяльності ІЕЕ. В рамках співпраці із німецьким товариством міжнародного співробітництва GIZ та Мінрегіонбудом України в 2010-2015 роках було проведено цикл триденних семінарів з розбудови енергетичного менеджменту для представників територіальних громад в багатьох містах України (Харків, Запоріжжя, Севастопіль, Київ, Дніпро, Донецьк та ін.).

ІЕЕ брав участь у реалізації проєкту «Україна-Норвегія» «Перепідготовка і соціальна адаптація військовослужбовців та членів їх сімей в Україні», що реалізується за участі Університету Нурланда (м. Бодо, Норвегія) та Міжнародного фонду соціальної адаптації (Україна, м. Київ). Викладачі кафедри Ярмолюк О.С., Чернявський А.В., Веремійчук Ю.А., Закладний О.О., Прокопенко В.В., Шовкалюк М.М. проводили лекційні та практичні заняття для військовослужбовців та членів їх сімей за курсом «Ресурсозберігаючі технології».

Співробітництво кафедри у напрямку зарубіжного партнерства є довгостроковим та підтримується протягом декількох років. З 2013 року відмічається посилення діяльності ІЕЕ за даним показником. Нижче представлено перелік трьох програм з угодами про довгострокове міжнародне співробітництво:

1) Співробітництво за програмою Eurasia за підтримки Норвезького Центру з міжнародного співробітництва у вищій освіті (SIU), проєкт «Україно-норвезьке співробітництво у вищій освіті для сталого розвитку енергетики», СРЕА-2010/10050 є білатеральною угодою з університетом Телемарк, Норвегія. Особливою перевагою проходження стажування варто відзначити наявність великої кількості студентів із різних країн світу та відповідно, з'являється можливість побачити культуру та традиції народів світу, дізнатись про сучасні підходи до навчального процесу, оскільки до проведення лекцій залучені викладачі вищих навчальних закладів з різних країн.

2) Співробітництво за програмою Tempus IV, проєкт CENEAST – Модернізація навчальних програм у сфері містобудування в країнах східноєвропейського добросусідства. У складі консорціуму 10 партнерів з 5 країн.

3) Співробітництво за сьомою рамковою програмою ЄС, проєкт PROMITHEAS-4: трансфер знань у сфері енергоефективності та пом'якшення змін клімату (ENV – Cooperation, N265182). Включно з НН ІЕЕ у складі консорціуму 16 партнерів з 12 країн.

ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського єдиним від України ввійшов до числа членів Міжнародного Енергетичного суб-альянсу університетів «Шовкового шляху» (17–18 січня 2018 р. у Міжнародному конференц-центрі м. Сіань, КНР).

В ІЕЕ в 2019–2020 вперше реалізовано проєкт Німецької служби академічних обмінів (DAAD), за яким група з 15 магістрантів кафедри електропостачання у супроводі викладача Чернецької Ю.В. з метою практично-орієнтованої та новітньої освіти інженерів-електротехніків виконали навчальну програму у двох університетах прикладних наук Німеччини – FH Dortmund та Hochschule Hamm-Lippstadt.

У червні 2019 р. в ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського проводилась перша Міжнародна освітньо-практична літня школа англomовного викладання за темою «Інноваційні сталі енергетичні системи та енергоефективний розвиток». Літня школа проводилась в рамках виконання завдань проєкту «Норвезько-Українське співробітництво...» між КПІ ім. Ігоря Сікорського та Університетом Південно-Східної Норвегії, який фінансується Програмою Євразія Норвезького Агентства з міжнародного співробітництва та підвищення якості вищої освіти (Diku). Метою Літньої школи є підвищення якості навчання, освітнього та наукового рівня знань студентів, розвитку їх творчого потенціалу, розширення зв'язків (рис. 7).



Рисунок 7 – Міжнародна літня школа англomовного викладання в ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського

Міжнародна академічна мобільність

Студенти кафедри можуть навчатися або стажуватися за програмою ERASMUS+ в Німеччині, Польщі, Франції, Норвегії та інших країнах, а також брати участь у програмі подвійного диплому та у вітчизняних і міжнародних науково-дослідних проєктах.

Останніми роками відбулися гостьові лекції закордонних професорів для студентів і аспірантів ІЕЕ:

- Ришард Стржелецьки, Конрад Швірські (Польща);
- Бернт Лі, Карлос Пфайфер, Канага Саба Пати Мильваганам, Франціско Гонзалес-Лонгат (Норвегія);
- Гейн Йоахім Опітс (Німеччина).

За останні роки отримала широкий розвиток міжнародна мобільність – наші студенти та аспіранти мають можливість навчатися в провідних навчальних закладах 14 країн. Наші студенти та аспіранти мають можливість навчатися в провідних навчальних закладах 14 країн (Іспанія, Італія, КНР, Корея, Литва, Люксембург, Нідерланди, Німеччина, Норвегія, Польща, Португалія, Туреччина, Фінляндія, Франція).

Починаючи з 2010 року 107 студентів-енергоменеджерів навчалися за різними програмами, 49 з яких в рамках академічної мобільності були в Норвегії, а 9 – у Польських університетах та 9 – КНР.

В рамках академічної мобільності з 2014 р. в ІЕЕ навчалось 42 студенти та аспіранти з 18 країн (Азербайджан, Алжир, В'єтнам, Гана, Гвінея, Грузія, Йорданія, Ірак, Іспанія, КНР, Лівія, Нігерія, РФ, Сенегал, США, Сьєрра-Леоне, Туреччина, ФРН), у т.ч. по шість з Алжиру та КНР, по п'ять з Азербайджану, Іраку та Нігерії.

З 2019 року в НН ІЕЕ діє програма подвійного диплому спільно з Варшавським технологічним університетом / Warsaw university of technology (WUT) у рамках виконання проекту у сфері освіти «Підготовка та впровадження англомовної програми спільного навчання другого ступеня – «Електроенергетика нового покоління та енергетичні ринки». За результатами навчання студенти отримали дипломи КПІ ім. Ігоря Сікорського та WUT [13].

У 2019 р. в ІЕЕ відбулися Оксфордські дебати між команди ІЕЕ та Варшавської політехніки на тему «Переваги та недоліки впровадження джерел розосередженої генерації у енергетичних системах Польщі та України» (Advantages and disadvantages of renewables implementation in energy systems of Poland and Ukraine). Принципи дебатів опираються на традиції британської Палати громад. Учасниками дебатів стали студенти 2–3 курсів кафедри електропостачання ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського, їм опонували студенти 3 курсу Варшавського технологічного університету (рис. 8).



Рисунок 8 – Оксфордські дебати між командами ІЕЕ та Варшавської політехніки

Співпраця з провідними організаціями

Більше 20 років силами викладачів та студентів-енергоменеджерів проводяться енергоаудити житлових і громадських будівель Солом'янського району м. Києва. В рамках виконання договору про співробітництво між Управлінням житлово-комунального господарства Солом'янської районної в місті Києві державної адміністрації та ІЕЕ за 2017–2019 рр. виконано енергетичні аудити на 97-ми об'єктах: школах, дошкільних закладах, ОСББ, в подальшому студенти публічно захищають курсові проекти з енергетичного аудиту (рис. 9). Проведення енергоаудиту та аналіз ефективності енергоспоживання наскрізно включені в програми підготовки на всіх освітніх рівнях з акцентом на поглиблення рівня аналізу за рахунок розвитку використання спеціалізованого програмного забезпечення і моделювання енергетичного стану об'єктів.



Рисунок 9 – Публічний захист курсових проєктів з енергетичного аудиту в Солом'янській РДА м. Києва

У рамках співпраці з Українською асоціацією якості магістри кафедри можуть отримати сертифікат «Енергоменеджера» чи «Енергоаудитора» Європейської асоціації якості.

Для підтримки зв'язків з роботодавцями для студентів у 2021 р. у НН ІЕЕ запроваджено **дуальну освіту** спільно з ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі». Дуальний підхід є надзвичайно прогресивним і широко використовується в освітньому процесі в усьому світі. Студенти, котрі навчаються за даною програмою, мають змогу окрім навчання також здобути професійні навички та компетентності на робочих місцях у провідних енергетичних компаніях України. Термін підготовки – 1 рік.

Здійснюється успішна співпраця з кафедрою цільової підготовки НАН України: виконуються спільні наукові дослідження, аспіранти та магістри кафедри слухають курс лекцій «Моніторинг параметрів режимів роботи електроенергетичних систем», викладання якого здійснює академік НАН України Б.С. Стогній.

2021 р. і перспектива. За останні роки в Україні введено в дію нові закони та внесено зміни в існуючі: «Про енергетичну ефективність будівель» (№2118-VIII від 3.08.2022), «Про Фонд енергоефективності» (№2095-VIII), «Про внесення змін до деяких законів України щодо створення умов для запровадження комплексної термомодернізації будівель» (№2392-IX від 09.07.2022), «Про запровадження нових інвестиційних можливостей, гарантування прав та законних інтересів суб'єктів підприємницької діяльності для проведення масштабної енергомодернізації» (327-VIII від 01.01.2022) та ін.

Для реалізації завдання підвищення енергоефективності в усіх секторах економіки Україна потребує висококваліфікованих фахівців, котрі повинні мати необхідні знання та компетенції для того, щоб в майбутньому працювати у організаціях, що займаються:

- впровадженням системи енергетичного менеджменту відповідно до вимог міжнародного стандарту ISO 50001 на підприємствах, організаціях і в територіальних громадах,
- розробкою і виконанням місцевих енергетичних планів міст та програм енергоефективності,
- розробкою та реалізацією схем енергопостачання міст та підприємств,
- впровадженням енергоефективних технологій, використання засобів розосередженої генерації,
- енергоаудитами та енергетичною сертифікацією за національними методиками розрахунків,
- побудовою розумних систем обліку, керування та управління (Smart-технологій).

Створювати умови для всебічного професійного, інтелектуального, соціального та творчого розвитку особистості в освітньо-науковому середовищі – це основна задача і стратегія університету.

Медіа-компанія Forbes Україна 13 квітня 2021 р. опублікувала список 100 найкращих факультетів українських ВУЗів: у чотирьох номінаціях одним з найкращих виявився КПІ ім. Ігоря Сікорського, а Інститут енергозбереження та енергоменеджменту (єдиний серед вузів України енергетичного профілю), потрапив у ТОП 10 Інститутів/факультетів промисловості.

ІЕЕ пройшов складний шлях від моменту заснування, а з 10.11.2021 р., відповідно до наказу ректора КПІ ім. Ігоря Сікорського № НУ/245/2021, перейменованій у навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту (НН ІЕЕ).

На сьогодні в структуру НН ІЕЕ входить 4 кафедри (рис. 10): електропостачання (ЕП); автоматизації електротехнічних та мехатронних комплексів (АЕМК); геоінженерії (ГІ); охорони праці, промислової та цивільної безпеки (ОПЦБ), а також 2 науково-дослідні центри та 3 лабораторії: Центр підготовки енергоменеджерів, Науково-дослідний центр енергоощадних імпульсно-хвильових конструкцій і технологій та навчальних систем, Науково-дослідна (експериментальна) інтерактивна лабораторія діагностування експлуатаційних матеріалів в енергетиці та транспорті, Навчально-наукова лабораторія термомолекулярної енергетики, Навчально-наукова лабораторія ресурсо- та енергозбереження.



Рисунок 10 – Структура НН ІЕЕ

Гірничий факультет, спадкоємцем якого є НН ІЕЕ, був заснований у 1946 році для підготовки інженерних кадрів для відбудови та становлення промисловості України в тяжкі повоєнні роки [13]. Виконання проектних і будівельних робіт з відновлення будівель, пошкоджених внаслідок військової агресії Російської Федерації, з урахуванням діючих вимог енергоефективності також потребуватиме великої кількості спеціалістів (програма буде реалізуватися в Україні через Фонд енергоефективності). Крім того, виконання національних планів, програм і стратегій щодо зменшення енергетичної залежності держави вимагатиме діяльності багатьох висококваліфікованих фахівців. Тому і через 25 років після відкриття спеціальність «Енергетичний менеджмент» є надзвичайно актуальною, а випускники ІЕЕ – затребуваними на ринку праці.

Студентське життя

У 1974 році були введені в експлуатацію навчальний корпус № 22 (рис. 11) і факультетський гуртожиток № 16 (рис. 12), де навчаються і проживають наші студенти. НН ІЕЕ тісно співпрацює зі студентською радою, допомагає у вирішенні соціальних і навчальних питань. Щоб урізноманітнити студентське життя, організуються культурно-масові заходи: «Містер та Міс ІЕЕ», «День Першокурсника», «День ІЕЕ», «Спартакіада ІЕЕ», «Битва факультетів», за сприянням Служби енергоменеджменту проводяться «Тижні енергоефективності» в КПІ ім. Ігоря Сікорського.



Рисунок 11 – Навчальний корпус №22 НН ІЕЕ (м. Київ, вул. Борщагівська, 115)



Рисунок 12 – Студентський гуртожиток №16 НН ІЕЕ (м. Київ, вул. Олекси Тихого, 3)

Студенти денної форми навчання мають можливість отримувати академічну стипендію. Крім того, студенти, що мають видатні наукові, спортивні здобутки, або беруть активну участь у студентському самоврядуванні, можуть отримувати іменні стипендії та премії. Студенти денної форми навчання мають можливість отримати військову підготовку та військове звання. Також студенти, що на відповідному рівні володіють іноземною мовою, можуть проходити навчання за міжнародними програмами обміну або навчитися за програмою подвійного диплому. Для всебічного і вільного розвитку особистості студента НН ІЕЕ спрямовує свою діяльність за різними напрямками: науково-дослідницький, навчально-виховний, культурний, спортивний, зовнішнє співробітництво тощо.

Студентські наукові гуртки, що функціонують в НН ІЕЕ:

- «Геотрон» (керівник д.т.н., проф. Зайченко С.В.),
- «Електромеханічні та мехатронні системи» (керівник к.т.н., доц. Лістовщик Л.К.),
- «Потенціал» (керівник ст. викл. Дубовик В.Г.),
- «Smart Grid системи з джерелами розосередженої генерації» (керівник зав. каф. Дерев'яно Д.Г.),
- «Цифрова енергетика» (керівник д.т.н., проф. Гребченко М.В.),
- «Екомайнінг» (керівник д.т.н., доц. Тверда О.Я.),
- «Екологічний менеджмент природоохоронної діяльності у сфері енергетики та гірництва» (керівник д.п.н., проф. Кофанова О.В.),
- загально університетський гурток соціо-гуманітарного спрямування «KPI CyberSport» (керівник к.т.н., доц. Данілін О.В.)

Всеукраїнська олімпіада з енергетичного менеджменту та конкурси студентів-науковців

Щороку проводиться Всеукраїнська олімпіада зі спеціальностей «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Енергетичний менеджмент». За три дні олімпіади учасники проводять основний тур змагання, мають можливість ознайомитися із столицею та сходити на екскурсію до лабораторій ІТТФ НАНУ, відвідали технічний музей НТУУ «КПІ» та музей космонавтики. Олімпіада з енергетичного менеджменту на сучасному етапі розвитку енергетики має особливе значення тому, що пропагує ідеї енергозбереження, ощадного використання природних ресурсів, впровадження альтернативних та відновлювальних джерел енергії. Щороку до проведення олімпіади у якості спонсорів приєднуються провідні компанії, що працюють на енергетичному ринку: MITSUBISHI ELECTRIC, WILO, HERZ, Viessmann, Німецьке товариство міжнародного співробітництва GIZ та ін., завдяки яким переможці та учасники олімпіади отримують цінні подарунки та грошові премії від компаній-спонсорів.

Студенти НН ІЕЕ щорічно стають лауреатами та переможцями різних Всеукраїнських фахових конкурсів студентів та молодих вчених, отримують премії та відзнаки. Переможницею хакатону «Як зацікавити дівчат енергетикою» з проектом «Енерго-сім'я» стала студентка групи ОЕ-01мп Гілевич Катерина. За роботи «Оцінка стану електромагнітної сумісності та підвищення якості електроенергії при використанні пристроїв силової електроніки», виконану студентами Ершенгеном Н.Е. та Бойко І.Ю. (2015 р.), та «Аналіз мультиагентних систем керування споживачами електроенергії в локальних інтелектуальних електромережах», виконано Таргонським В.А. (2018 р.), отримано грамоти Президії НАН України. Студентка Бойко Тетяна з групи ОТ-01мн на Міжнародному конкурсі студентських наукових робіт «Black Sea Science 2022» отримала Диплом I ступеня за науково-дослідну роботу на тему: «Influence of heating and ventilation modes on the energy consumption of university educational buildings under quarantine conditions in Ukraine». Магістри та аспіранти НН ІЕЕ С. Докшина, Д. Яковлев, Я. Сорочинський, Р. Ващишин в 2022 р. стали фіналістами Всеукраїнського конкурсу «Інтелект молоді. Рациональне природокористування та новітні енергоефективні технології». Ця обдарована студентська молодь зростає професійно і в майбутній інженерній та управлінській діяльності впроваджуватиме в життя ідеї енергозбереження та енергоменеджменту.

Організація конференцій, семінарів, конкурсів

Протягом навчального року НН ІЕЕ є засновником та основним організатором щорічних конференцій для енергоменеджерів (із публікацією матеріалів наукових праць):

- 1) міжнародна конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку - PEMS»;
- 2) міжнародна конференція «Інтелектуальні енергетичні системи – ESS»;
- 3) науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ (за результатами дисертаційних досліджень магістрантів) імені професора В.М. Винославського;
- 4) науково-технічна конференція «Енергетика. Екологія. Людина»;
- 5) аспірантські читання імені професора А.В. Праховника»;
- 6) постійно діючий семінар НАН України: «Системи енергетичного менеджменту»

Започатковано щорічний всеукраїнський з міжнародною участю конкурс наукових робіт студентів і молодих вчених «Інтелект молоді. Рациональне природокористування та новітні енергоефективні технології».

В НН ІЕЕ видаються два наукових фахових журнали категорії Б «Енергетика: економіка, технології, екологія» (4 рази на рік) та «Геоінженерія» (2 рази на рік).

Працевлаштування і наші випускники

За спеціальністю «Енергетичний менеджмент» готуються фахівці для електроенергетичного та паливно-енергетичного комплексів, які здатні розробляти, проектувати та експлуатувати енергетичні комплекси та системи, інтегровані системи енергопостачання, створювати сучасні системи енергетичного менеджменту; працювати за сучасними енергозберігаючими технологіями; проводити моніторинг екологічного та енергетичного стану промислових підприємств та організацій на основі широкого застосування інформаційних технологій і сучасних вимірювальних приладів. Серед випускників є держслужбовці вищої категорії, топ-менеджери провідних світових та українських енергетичних корпорацій та компаній. Відсоток працевлаштованих випускників, які навчалися за бюджетною формою фінансування (за останні 5 років) становить 100 %, що говорить про сьогоденний попит спеціалістів.

Велика кількість випускників ІЕЕ працюють на керівних посадах:

- в державних установах, міністерствах і відомствах, наукових і проектних інститутах та фірмах, які вирішують проблеми енергозбереження та займаються енергоаудитом;
- у організаційних відділах по забезпеченню енергопостачання та енергозберігаючих технологій;
- на муніципальних об'єктах незалежно від форм власності, в центральних/ місцевих органах влади;
- на промислових підприємствах, в енергетичних компаніях у відділах головного енергетика;
- у фірмах, які займаються інженерно-консультаційними послугами в галузі енергетичних технологій та систем, у інвестиційних компаніях з фінансування енергоефективних проєктів;
- у службах енергоменеджменту установ та організацій.

Наші випускники працюють також в провідних організаціях: Фонді енергоефективності, Інституті електродинаміки НАН України, Інституті загальної енергетики НАН України, Державному агентстві з енергетичної ефективності та енергозбереження України, Національній енергетичній компанії «Укренерго», Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг України, Державній інспекції з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної та теплової енергії, ДП «Науково-дослідний інститут будівельних конструкцій» та ін.

Наші спеціалісти здатні вирішувати найскладніші питання безпосередньо пов'язані із функціонуванням підприємств і на сьогоднішній день вони працюють у таких компаніях як: ДП НАЕК Енергоатом, ДТЕК, іС consultants, ПАТ «Оболонь», ТОВ «Фоззі-фуд», ТОВ «Київська енергетична будівельна компанія», ПАТ «Карлсберг Україна; HERZ Armaturen; та ін.

НН ІЕЕ дав путівку в життя і пишається багатьма випускниками, які працюють у сфері енергоефективності, серед яких:

- Ворфоломеев А.В. – директор Центр ресурсоефективного та чистого виробництва;
- Замулко А.І. – заступник Голови Державної інспекції енергетичного нагляду України;
- Оржель О.А. – з 2019 по 2020 рр. міністр енергетики та захисту довкілля України;
- Шукюров Азер (випуск 2021 р.) – заступник директора департаменту Міністерства екології та природних ресурсів Азербайджану та ін.
- Литвин В.І. – Голова правління Асоціації енергоаудиторів України;
- Новохацький О.А., випуск 2010 р., головний інженер ТОВ «ГЕС Груп»;
- Сміленко О.М. (випуск 2017 р.) – керівник відділу організації та контролю робіт з нормативного забезпечення та стандартизації НЕК «Укренерго»;
- Хачиньян С.В. (випускник 2006 р.) – директор компанії ТОВ «Айті-Солюшнс»;
- Шевченко О.М. – Головний енергоменеджер КПП ім. Ігоря Сікорського;
- Ладецький П.М. – начальник Управління енергетичного менеджменту та стандартизації Держенергоефективності;
- Дубина П.П. – головний спеціаліст Управління державної експертизи Департаменту технічного регулювання енергоефективності Держенергоефективності;
- Оборонов Т.Ю. – начальник відділу підтримки клієнтів та супроводу проектів Фонду енергоефективності та ін.

Висновки

НН ІЕЕ до ювілею – 25 років започаткування в Україні нової спеціальності «Енергоменеджмент» – підійшов з вагомими здобутками. НН ІЕЕ, як засновник спеціальності «Енергетичний менеджмент», пройшов довгий шлях становлення та розвитку. Важлива і почесна місія, покладена на ІЕЕ, повністю виконана. Ми продовжуємо й надалі займати лідерські позиції в Україні у здійсненні освітнього процесу у сфері енергозбереження та енергоефективності.

Список використаної літератури

1. Закон України «Про енергетичну ефективність» №1818-І від 03.08.2022. ВВР, 2022, № 2, ст.8. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text>
2. Закон України «Про Фонд енергоефективності» №2095-VIII від 3.08.2022. ВВР, 2017, №32. С.344. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2095-19#Text>
3. Закон України «Про енергетичну ефективність будівель» №2118-VIII від 3.08.2022. ВВР, 2017, № 33, с.359. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2118-19#Text>
4. Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо створення умов для запровадження комплексної термомодернізації будівель» №2392-IX від 09.07.2022. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2392-20#Text>
5. Постанова КМУ від 23.12.2021 р. № 1460 «Про впровадження систем енергетичного менеджменту». Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1460-2021-%D0%BF#Text>
6. Розпорядження КМУ від 29.12.2021 р. №1803-р «Про Національний план дій з енергоефективності на період до 2030 року». Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1803-2021-%D1%80#Text>
7. Розпорядження КМУ від 29.01.2020 № 88-р «Про схвалення Концепції реалізації державної політики у сфері забезпечення енергетичної ефективності будівель у частині збільшення кількості будівель з близьким до нульового рівнем споживання енергії та затвердження Національного плану збільшення кількості будівель з близьким до нульового рівнем споживання енергії». Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/88-2020-%D1%80#Text>
8. Системи енергетичного менеджменту. Вимірювання рівня досягнутої енергоефективності з використанням базових рівнів енергоспоживання та показників енергоефективності. Загальні положення і настанова»: ISO 50006:2014– ДСТУ ISO 50006:2016 [Чинний від 2016-04-29] – К.: УкрНДНЦ, 2016. 56 с.
9. Енергозбереження. Визначення обсягів енергозбереження в організаціях: ISO 50047:2016, IDT - ДСТУ ISO 50047:2020 [Чинний від 2020-09-15]. – К.: УкрНДНЦ, 2020. 37 с.

10. Енергетична стратегія України на період до 2035 р. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України.
11. Інститут енергозбереження та енергоменеджменту. Спеціальності та кафедри: Довідник/ А.В.Праховник, І.С. Рябенко, О.І. Соловей та ін. – К.: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», 2001. – 240 с.
12. Праховник Артур Веніамінович. Бібліографічний покажчик // А.К. Праховник, В.В. Прокопенко, Є.М.Іншеков – Київ: НТУУ «КПІ», 2013. – 60 с.
13. Денисюк С.П. 75 славних і знаменних років навчально-науковому інституту енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім.Ігоря Сікорського // С.П. Денисюк, А.Л. Ган, О.В. Данілін, М.І. Сергієнко. Енергетика: економіка, технології, екологія. № 3, 2021. С.7–17.
14. Енергозбереження та пом'якшення змін клімату : посіб. для учнів загальноосвітніх навч. закл. / [Праховник А.В., Іншеков Є.М., Дешко В.І. та ін.] – К.: ТОВ «Видавництво «Телесик», 2008. – 120 с.
15. Практичні питання енергоефективності / Практичний посібник // Дешко В.І., Шовкалюк М.М., Шевченко О.М. – К.: «Майстерня реклами «План Б», 2014. – 48 с.
16. Дешко В.І. Досвід створення та функціонування системи енергоменеджменту у ВНЗ / В.І. Дешко, О.М. Шевченко, М.М. Шовкалюк, І.О. Суходуб, М.І. Сотник, Н.П. Соколова // Енергетика: економіка, технології, екологія – 2016. – №2. – С. 34–46.
17. Практичний посібник з енергозбереження для об'єктів промисловості, будівництва та житлово-комунального господарства України [заг. ред. В.М. Беленький] – Л.: Місячне сяйво, 2010. – 696 с.
18. Управління ефективністю енерговикористання у вищих навчальних закладах: монографія / [під заг. ред. В.І. Дешка] – К.: Вид-во «Політехніка», 2015. – 188 с.
19. Практичний посібник з енергетичного аудиту промислових підприємств. Консультування підприємств щодо енергоефективності – К.: GIZ, 2020. – 277 с.
20. В.В. Прокопенко, О.М. Закладний, П.В. Кульбачний. Енергетичний аудит з прикладами та ілюстраціями: Навчальний посібник. – К.: Освіта України, 2008. – 438 с

S. Denysiuk¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0002-6299-3680

M. Shovkaliuk¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-1898-3493

¹**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

KPI ON THE WAY OF FORMING AN ENERGY-EFFICIENT SOCIETY. 25 YEARS OF EXPERIENCE

Given the energy dependence of our state, the rational use of resource potential is a strategic direction for the development of the Ukrainian economy. Increasing energy efficiency is an important condition for the successful implementation of climate policy. The modern market of energy efficient services requires a significant number of trained specialists in the field of energy audit, energy management, energy consumption management, energy efficiency certification, heat and electrical engineering, process automation in industry and housing and communal services. In 2021, the Educational and Scientific Institute of Energy Saving and Energy Management (NN IEE) Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute Igor Sikorsky, since 1997 heir to the Faculty of Mining (GF), the Faculty of Mining Electromechanics and Automation (FGEMA), the Faculty of Mining Technology (GTF), celebrated 75 years since its founding. And already in the current 2022, we have another significant and pleasant event – 25 years of the creation of the specialty «Energy Management». By a joint order of the Ministry of Education and the State Committee for Energy Saving of Ukraine (No. 137/45 dated May 07, 1997), IEE was defined as the basis for training specialists in this specialty. The article reflects the main stages of the formation and development of the institute, scientific achievements, the contribution of the team to the training and advanced training of personnel and educational activities in the field of energy efficiency. NN IEE, as the founder of the «Energy Management» specialty, has gone through a long path of formation and development. IEE prepares students according to the educational programs «Energy Management and Energy-Efficient Technologies», «Systems of Supplying Consumers with Electric Energy».

Keywords: *energy management, energy efficiency, energy saving, institution of higher education, education, training of specialists.*

References

1. On the energy efficiency: Law of Ukraine №1818-I, 03.08.2022. VVR, 2022, № 2, ст.8.
2. On the energy efficiency: About the Energy Efficiency Fund » №2095-VIII, 3.08.2022. VVR, 2017, №32. С.344. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2095-19#Text>
3. On the energy efficiency of buildings: Law of Ukraine № 2118, 22.06.2017.

4. Law of Ukraine «On Amendments to Certain Laws of Ukraine Regarding the Creation of Conditions for the Implementation of Complex Thermal Modernization of Buildings» No. 2392-IX dated July 9, 2022
5. Resolution of the CMU 23.12.2021 N1460 «On the implementation of energy management systems».
6. Decree of the CMU of December 29, 2021 No. 1803-r «On the National Energy Efficiency Action Plan for the period until 2030». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1803-2021-%D1%80#Text>
7. Decree of the CMU dated 29.01.2020 No. 88-r «On the approval of the Concept of implementation of the state policy in the field of ensuring the energy efficiency of buildings in terms of increasing the number of buildings with a near-zero level of energy consumption and approving the National Plan for increasing the number of buildings with a near-zero level of energy consumption».
8. Energy management systems. Measuring the level of energy efficiency achieved using baseline levels of energy consumption and energy efficiency indicators. General provisions and guidelines.: ISO 50006:2014, IDT – DSTU ISO 50006:2016. – [Effective from 2016-04-29]. – К.: SE «UkrNDNC», 2016. – 56 p.
9. Energy conservation. Determination of energy savings in organizations: ISO 50047:2016, IDT - DSTU ISO 50047:2020. [Effective from 2020-09-15]. – К.: SE UkrNDNC, 2020. – 37 p.
10. Energy strategy of Ukraine for the period until 2035. Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine.
11. Institute of Energy Saving and Energy Management. Specialties and departments: Directory / Composition: A.V. Prakhovnyk, I.S. Ryabenko, O.I. Solovei et al. – К.: IVC «Polytechnic PH», 2001. – 240 p.
12. Prakhovnyk Artur Veniaminovich. Bibliographic index / A.K. Prakhovnyk, V.V. Prokopenko, E.M.Inshekov – Kyiv: NTUU «KPI», 2013 – 60 p.
13. 75 glorious and significant years of the educational and scientific institute of energy conservation and energy management of Igor Sikorsky KPI / S.P. Denysiuk, A.L. Gan, O.V. Danilin, M.I. Sergiyenko. Energy: economy, technologies, ecology. N. 3, 2021. P. 7–17.
14. Energy conservation and climate change mitigation: manual. for students of general education. closing / [A.V. Prakhovnyk, E.M. Inshekov, V.I. Dешko. etc.] – К.: Telesyk Publishing House, 2008. – 120 p.
15. Practical issues of energy efficiency / Practical manual // Dешko V.I., Shovkalyuk M.M., Shevchenko O.M. – К.: «Plan B advertising workshop», 2014. – 48 p.
16. Dешko V.I. Experience in the creation and functioning of the energy management system in universities / V.I. Dешko, O.M. Shevchenko, M.M. Shovkalyuk, I.O. Sukhodub, M.I. Sotnyk, N.P. Sokolova // Energy: economy, technologies, ecology. – 2016. – №2. – P. 34–46.
17. Practical manual on energy saving for objects of industry, construction and housing and communal services of Ukraine [general. ed. V.M. Belenky] – L.: Moonlight, 2010. – 696 p.
18. Management of the efficiency of energy use in higher educational institutions: monograph / I.Yu. Bilous, V.I. Dешko, I.O. Sukhodub, O.M. Shevchenko, M.M. Shovkalyuk; under general editorship V.I. Dешka. – К.: Polytechnic Publishing House, 2015. – 188 p.
19. Practical manual on energy audit of industrial enterprises. Consulting enterprises on energy efficiency – К.: GIZ, 2020. – 277 p.
20. V.V. Prokopenko, O.M. Zakladny, P.V. Kulbachny. Energy audit with examples and illustrations: Study guide. – К.: Education of Ukraine, 2008. – 438 p.

Надійшла 3.01.2023

Received 3.01.2023

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ

ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

УДК 621.311.001

DOI 10.20535/1813-5420.1.2023.275929

В.В. Каплун¹, д-р. техн. наук, проф. ORCID 0000-0001-7040-9344

С.С. Макаревич¹, канд. техн. наук, доцент. ORCID 0000-0002-9601-5156

А.В. Петренко¹, канд. техн. наук, доцент. ORCID 0000-0002-8246-4911

Г.В. Кругляк¹, асистент. ORCID 0000-0003-2634-3856

Є.О. Кулибаба¹, асистент. ORCID 0000-0002-0417-293X

¹Національний університет біоресурсів і природокористування України

АДАПТИВНЕ УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ В ЛОКАЛЬНІЙ МІКРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ПОЛІГЕНЕРАЦІЄЮ НА ОСНОВІ КЛАСТЕРИЗАЦІЇ УМОВНОГО ДИНАМІЧНОГО ТАРИФУ

Дана стаття присвячена підвищенню ефективності використання традиційних та відновлюваних джерел в мікроенергетичних системах. Розвиток систем комбінованого електроживлення локальних об'єктів зі стохастичним характером генерації відновлюваних джерел призвів до низки принципових проблем, пов'язаних із відсутністю системи прийняття рішень щодо співвідношення потужностей джерел електроенергії та узгодження їх рівнів генерації з графіком електроспоживання на етапі проектування таких мікромереж. Розвиток мікроенергосистем з полігенерацією зумовлений можливістю технічного та інформаційного забезпечення формування енергетичного балансу локальних об'єктів для мінімізації витрат на їх електрозабезпечення. Шляхом застосування елементів індуктивних системно-аналітичних технологій запропоновано підхід до вирішення проблеми моделювання динамічних сценаріїв енергоменеджменту в локальних мікромережах з полігенерацією на основі визначення вартості електроенергії та адаптивного узгодження графіка електроспоживання в реальному часі. На основі статистичних даних проведено моделювання та одержані добові графіки зміни поточної вартості електроенергії з півгодинною дискретністю обчислення і виконана процедура кластеризації умовного динамічного тарифу. Результати можуть бути застосовані при оцінюванні ціноутворення на електроенергію в системах енергоменеджменту мікромереж або розробленні систем керування «розумними» мережами з відновлюваними джерелами.

Ключові слова: мікромережа з традиційними та відновлюваними джерелами, технологія кластеризації, умовний динамічний тариф, енергоефективність, система енергоменеджменту.

Вступ.

За прогнозами експертів, впродовж наступних 25-30 років майже половина світового споживання енергії буде припадати на локальні мережі з інформаційним забезпеченням систем енергоменеджменту в реальному часі та динамічним управлінням споживанням енергоресурсів [1].

Сучасні мікроенергетичні мережі являють собою автоматизовані системи, які здійснюють власну генерацію, моніторинг та розподіл потоків електричної енергії з урахуванням вимог споживача для досягнення максимальної ефективності енергоспоживання. Інтегрування малопотужних джерел енергії у єдину локальну енергосистему дозволяє радикально змінити відношення і роль споживачів до управління процесами генерації та розподілу електроенергії [2,3]. У випадку дефіциту потужностей локальних джерел, у більшості випадків реалізації таких систем існує можливість оперативного підключення споживачів до загальної електромережі, уникаючи перевантажень та коливань напруги, що суттєво підвищує надійність електрозабезпечення струмоприймачів [4].

Математичний опис таких оптимізаційних алгоритмів в реальному часі є досить складним завданням. Головним чином це обумовлюється нелінійностями при визначенні навантажень, невизначеністю профілів навантаження та стохастичного характеру вхідних параметрів системи і змінних, що описують процес генерації електроенергії в мікроенергосистемах з різнорідними джерелами [5,6].

Ефективність та надійність функціонування локальної мікроенергосистеми (ЛЕС) з полігенерацією базується на пошуку оптимальної структури джерел, які використовують різну первинну енергію для

генерації електроенергії та розподілу потоків електроенергії між директивно визначеними категоріями струмоприймачів. При цьому вимоги користувача закладаються вихідними параметрами: графіком навантаження споживачів, регламентованими показниками якості електричної енергії, визначеними показниками надійності електрозабезпечення, умовами експлуатації ЛЕС тощо. Сьогоднішні сценарії поведінки користувачів (споживачів електроенергії) не завжди містять чітко визначені алгоритми поведінки щодо формування запитів на використання енергії для покриття графіків існуючих навантажень у реальному часі, інвестуючи при цьому різного роду заходи з підвищення енергоефективності [7,8].

Сучасний розвиток інформаційних технологій дозволяє прибрати перепони щодо формулювання та поетапного вирішення однієї з ключових проблем управління енергоефективністю на основі одержаної у реальному часі інформації про електроспоживання та її впливу на поведінку користувача в частині прийняття ним стандартних (унормованих наперед) або онлайн рішень [9,10].

Пропонований підхід розподіленого управління енергетичними ресурсами локального об'єкту (ЛО) може стати частиною інфраструктури нижнього рівня системи Smart Grid шляхом інтеграції автоматизованих систем управління ЛЕС з існуючими ІТ-системами [11].

Мета та завдання.

Використання такої розподіленої архітектури потребує ретельного узгодження як структури, так і процесів, які будуть використовуватись. Відсутність зовнішнього централізованого управління (диспетчеризації), планування та контролю електроспоживання ЛО, а також розподілена система прийняття рішень накладає певні корекції на місцевому рівні, виходячи з сценаріїв користувача. Важливим чинником є узгодження функціонування компонентів системи, формування їх деталізованих індивідуальних профілів з урахуванням функціональних можливостей та взаємодії один з одним, а саме:

- прогнозними оцінюванням стану полігенерації системи. Управління електроспоживанням виявляє особливі чинники, які впливають на досягнення заздалегідь визначеної мети (наприклад, перевищення бюджету), враховуючи при цьому сценарії поведінки користувача;

- наявністю моніторингу та реалізації управління: мережеве вбудоване управління реалізує розподілену систему, орієнтовану на сервіс, насамперед передбачений для Smart Energy, але може використовуватись і для MicroGrid, Smart Home, Smart Building тощо.

Таким чином, дослідження процесів управління енергобалансом мікроенергетичної системи з полігенерацією (з традиційними та відновлюваними джерелами) на основі наявного рівня генерації джерел, включених в структуру енергетичного модуля локального об'єкта, для мінімізації витрат на електрозабезпечення є актуальним.

Науковим завданням даної публікації є теоретичне обґрунтування принципів побудови системи динамічного енергоменеджменту ЛЕС з полігенерацією шляхом управління розподіленими енергетичними ресурсами джерел та узгодження графіка електроспоживання на основі моніторингу поточної вартості електроенергії в реальному часі.

Реалізація такого підходу можлива на основі використання умовного динамічного тарифу (УДТ) як інтегрального показника приведеної поточної вартості електроенергії основного енергетичного модуля локального об'єкта, який формується на основі реальної собівартості електроенергії кожного з джерел у заданому часовому інтервалі [12]. Складність прогнозування УДТ обумовлена наявністю стохастичних складових при формуванні енергетичного балансу ЛЕС з відновлюваними джерелами, розподіленістю її архітектури та багатопараметричними взаємозв'язками між функціональними елементами, які у режимі реального часу можуть змінювати ступінь взаємного впливу.

Матеріал і результати досліджень.

Тут і далі під сценарієм будемо розуміти стан ЛЕС, який характеризує принцип алгоритмізації управління електроспоживанням за наперед визначеними критеріями користувача $\omega = X \equiv \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, або реалізацію автоматичного чи автоматизованого керування за участю користувача у реальному часі. Вважаємо, що поточна вартість електроенергії x_0 (УДТ) для кожного сценарію обчислюється за певною процедурою і є цільовою ознакою при розпізнаванні образів та об'єктивно залежить від факторів X , відома для всіх визначених сценаріїв, які є актуальними з точки зору функціонування системи енергоменеджменту. При цьому ω – певний формалізований показник, який будемо застосовувати далі.

Позначимо поточну ситуацію як $\omega^* = X^* \equiv \{x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*\}$, де вектор $X^* = \{x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*\}$ складається з незалежних факторів $x_i^*, i = 1, \dots, n$, згаданих вище. На відміну від попереднього, для даного моменту (поточної ситуації) значення x_0^* невідоме і його необхідно визначити.

Таким чином, загальний масив вхідних даних у нашій задачі має формалізований вигляд:

$$\omega_{ij} \in \Omega \equiv X = (x_{0j} : x_{ij} \in X), j = \overline{1, m}, i = \overline{1, n} \quad (1)$$

де, у нашому випадку, x_{0j} характеризує поточну вартість електроенергії; x_{ij} відповідає x_{1j}, x_{2j}, x_{3j} .

Для подальшого розгляду необхідно класифікувати всі об'єкти $k < m, k = 1, \dots, K$ на однорідні групи (приймаємо до розгляду всі вхідні параметри x_1, x_2, x_3) і побудувати вирішальне правило для розпізнавання сценарію та прийняття рішення в реальному часі шляхом ідентифікації детермінованого рівня енергоефективності функціонування ЛЕС на основі оцінювання поточної вартості електроенергії.

Место для уравнения.

Коротко проілюструємо наш підхід до моделювання:

крок 1 - попереднє статистичне дослідження для формування набору значень поточної вартості електроенергії для характерних станів локального об'єкта $\omega_k \in \Omega$;

крок 2 – використання однієї з відомих процедур кластеризації, наприклад [13]. Вибір може визначатися головним чином процедурою усереднення на обраному інтервалі і кластеризацією за допомогою вибраних об'єктів алгоритму $\omega_{ij} \in \Omega, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, m$ у множині X .

Формалізуємо границі зміни поточної вартості електроенергії наступним чином:

$$x^{min} \leq x_i \leq x^{max}, \quad (2)$$

де $x(t)$ – поточна вартість електроенергії (УДТ) на обраному часовому інтервалі, яка формує еластичність попиту $g(t)$ як адаптивного узгодження зміни графіка навантаження, в тому числі і за участю користувача і є лінійною до УДТ для будь-якого $t \in [0, T]$. При цьому еластичність попиту при максимальному УДТ x^{max} позначимо через $g(x^{max}, t)$. Будемо вважати, що коли УДТ буде знижений до деякого x_j , то $g(x_j; t)$ можна буде визначити наступним чином:

$$g(x_j; t) = g(x^{max}, t) + (x^{max} - x_j)h,$$

де h – коефіцієнт еластичності зміни попиту на зміну УДТ.

Тоді завдання пошуку оптимального УДТ зводиться до застосування наступного функціоналу:

$$F(x) = x_j \int_0^T g(x^{max}, t) dt + x \int_0^T (x^{max} - x) h dt \rightarrow \min, \quad (3)$$

Позначимо через $I = \int_0^T g(x^{max}, t) dt$ і перепишемо вираз (2), інтегруючи другу складову виразу:

$$F(a) = xI + x \cdot x^{max} hT - x^2 hT.$$

Враховуючи, що в точці екстремуму перша похідна $\frac{dF(a)}{da} = 0$, одержуємо:

$$I + x^{max} hT - 2xhT = 0, \text{ звідки}$$

$$x = \frac{I + x^{max} hT}{2hT}, \quad (4)$$

Оскільки $F'' = -2hT$, враховуючи що $h > 0, T > 0$, приходимо до висновку, що УДТ, заданий формулою (3) дає оптимум функціоналу (2).

Якщо УДТ буде заданий деякою функцією $x_j(t)$, а прогнозований час, при якому $x(t) = \text{const}$, то у формалізованому вигляді вирішення може бути записане у вигляді:

$$F(a) = \int_0^T a(t) \cdot g(t, a(t)) dt - b \int_0^T g(t, a(t)) dt \rightarrow \min, \quad (5)$$

де b – базова (усереднена або гранична, визначена користувачем) вартість електричної енергії, при обмеженнях:

$$x(0) + \int_0^t (t') dt \geq \int_0^t g(t', x(t')) dt' \quad \text{при} \quad \forall t \in [0, T]. \quad (6)$$

З точки зору динамічного енергоменеджменту необхідно знати, до якого кластера вартості електроенергії буде належати поточна ситуація з урахуванням значень параметрів, визначених у реальному часі. Під поточною ситуацією розглядається певний півгодинний інтервал часу доби.

Припустимо, що для нового стану системи $\omega_i^* \neq \Omega$ (цей стан не належить до множини Ω) належність кластеру визначається у відповідності до певного ступеня близькості, який можна сформулювати так: об'єкт ω_i^* належить до k -го кластера, $k = 1, \dots, K$, якщо

$$d(\omega_i^*, m_k) < d(\omega_i^*, m_s), \quad k, s = 1, \dots, K, \quad k \neq s \quad (7)$$

і достатній для набору ознак і відповідної кластеризації $S(X)$. Враховуючи, що розрахунок за формулою (7) необхідно проводити тільки на осі цільових значень x_0 , а результуючі центри кластерів з простору R^n проектувати в простір R^1 , то отримаємо $m_k^0, k = 1, \dots, K$.

Таким чином, на основі рішення, отриманого за допомогою (7), на основі використання результатів попереднього кластерного аналізу $S(X)$ та процедури прогнозування рішень R^n in R^1 із цільового показника x_0^* (УДТ) можна розпізнати для нової ситуації, яка не брала участі в навчанні. Формально це можна записати так:

$$\underset{K}{\text{mind}} \left[(\omega^*, m_k), k = 1, \dots, \frac{K}{S(X)}, R^n \Rightarrow R^1 \right] \rightarrow x_0^* \quad (8)$$

У нашому підході цей критерій точності розпізнавання сценарію розглядається як мінімізація функціоналу:

$$\Delta^2(\Omega_\Delta) = \sum_{\Omega_\Delta} \delta_i^2 \rightarrow \min, \quad (9)$$

$$\delta_i = \begin{cases} 1, & d(\omega^*, m_k) > d(\omega^*, m_s) \\ 0, & d(\omega^*, m_k) < d(\omega^*, m_s) \end{cases}, k, s = 1, \dots, K, s \neq k \quad (10)$$

Таким чином, можна адаптивно застосовувати у системі динамічного енергоменеджменту з відновлюваними джерелами змінну у часі вартість електроенергії, вирішуючи завдання підвищення енергоефективності ЛЕС.

Для узгодження генерації електроенергії від традиційних і відновлюваних джерел, які входять до структури ЛЕС, та наперед заданого добового графіка споживання електроенергії запропонований підхід дозволяє ідентифікувати поточний сценарій в системі динамічного енергоменеджменту, для якого відомі значення $x_i, i = 1, \dots, n$.

Для реалізації обчислювального експерименту обрана структура джерел ЛЕС у складі основної мережі, сонячної електростанції (СЕС) встановленою потужністю 3,0 кВт, вітроелектростанції (ВЕС) встановленою потужністю 7,0 кВт, автономної електростанції з двигуном внутрішнього згорання (АЕДВЗ) встановленою потужністю 3,0 кВт. Сформовані статистичні дані були використані для формування масиву вхідних даних:

x_1 – усереднена вартість кількості електроенергії від СЕС з дискретністю 0,5 год.;

x_2 – усереднена вартість кількості електроенергії від ВЕС з дискретністю 0,5 год.;

x_3 – усереднена вартість кількості електроенергії від АЕДВЗ;

x_4 – усереднена вартість кількості електроенергії від зовнішньої мережі з урахуванням трьох тарифних зон.

Складові формування умовного динамічного тарифу в локальній мікроенергетичній системі впродовж доби з дискретністю 0,5 год представлені у таблиці 1.

Таблиця 1. Складові формування умовного динамічного тарифу в локальній мікроенергетичній системі

Час доби ω_{ij}	Структура усередненої вартості електроенергії ЛЕС у розподілі між джерелами			Вартість електроенергії спожитої із зовнішньої мережі (\$)	УДТ (\$)
	СЕС, (\$)	ВЕС, (\$)	АЕДВЗ, 3 кВт (\$)		
	x_1	x_2	x_3		
0:30	0	0,0161	0,006	0,42	0,0219
1:00	0	0,016	0,006	0,42	0,0224
...
6:30	0,0011	0,0152	0,026	0,42	0,0421
7:00	0,0025	0	0,105	0,42	0,1074
...
11:30	0,037	0,0288	0,032	0,42	0,0976
12:00	0,0368	0,0281	0,012	0,42	0,0765
...
16:30	0,0099	0,0236	0,051	0,42	0,0848
17:00	0,0058	0,0207	0,122	0,42	0,1489
...
22:00	0	0,0067	0,121	0,42	0,1279
22:30	0	0,0138	0,048	0,42	0,0614
...
24:00	0	0,0184	0,005	0,42	0,0236

Добові графіки УДТ в локальній мікроенергетичній системі з СЕС та ВЕС впродовж доби з дискретністю 0,5 год для характерних днів календарного місяця та результати кластеризації УДТ (К1-К4) показані на рис.1. та рис.2 відповідно.

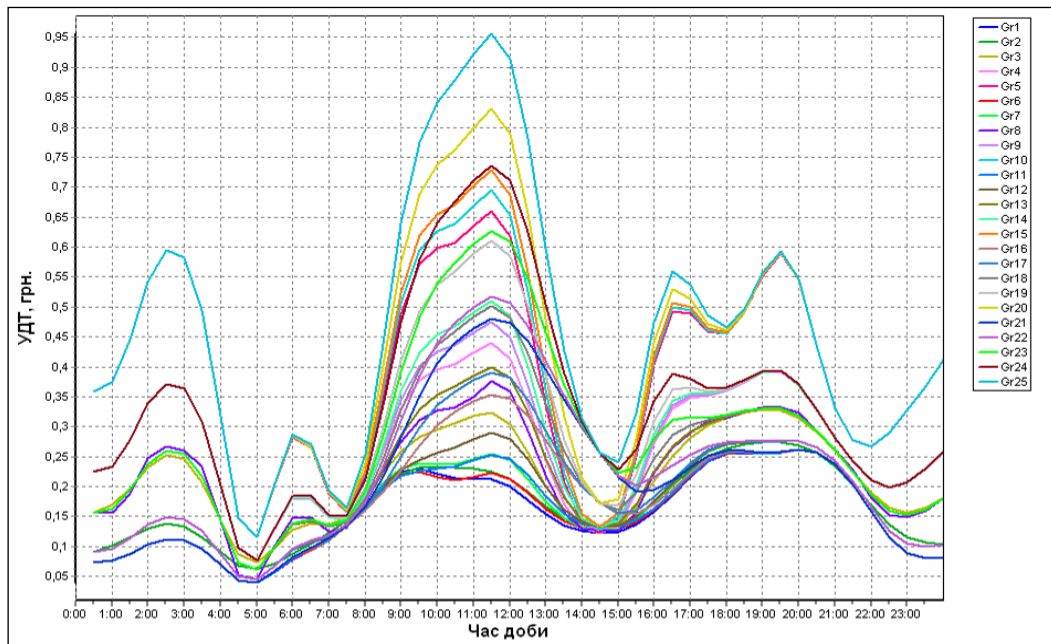


Рис. 1 – Доводні графіки умовного динамічного тарифу для структури ЛЕС з відновлюваними джерелами.

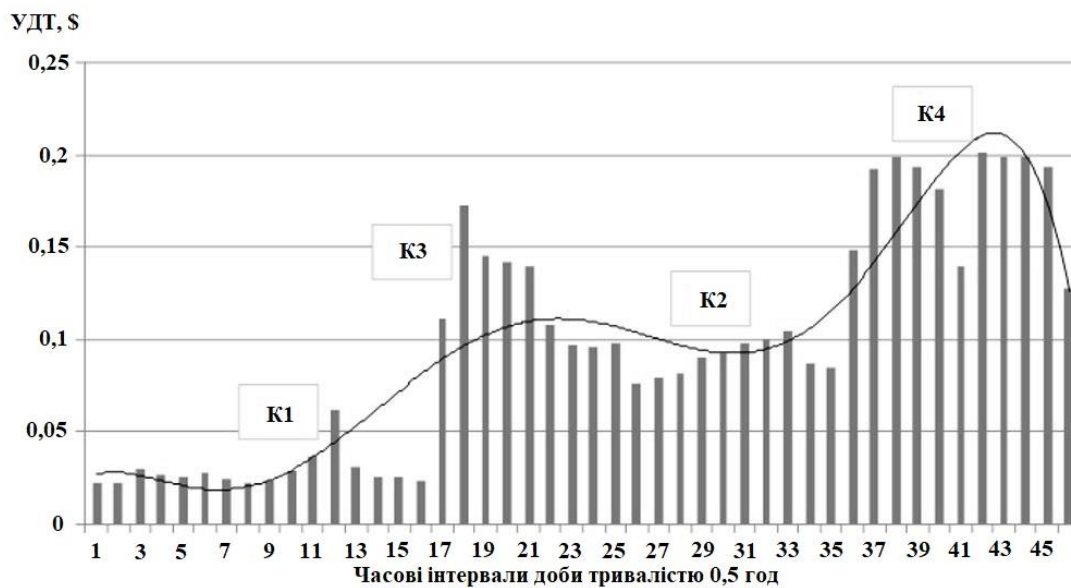


Рис. 2 – Варіант кластеризації усередненої на часовому інтервалі 0,5 год вартості електроенергії, виробленої традиційними та відновлюваними джерелами ЛЕС.

Отримані результати показали, що запропоновані сценарії з використанням цінових кластерів на основі умовного динамічного тарифу дають змогу розробити послідовність реалізації сценаріїв енергетичного менеджменту для підвищення енергоефективності такого роду мікроенергетичних систем (рис.3).

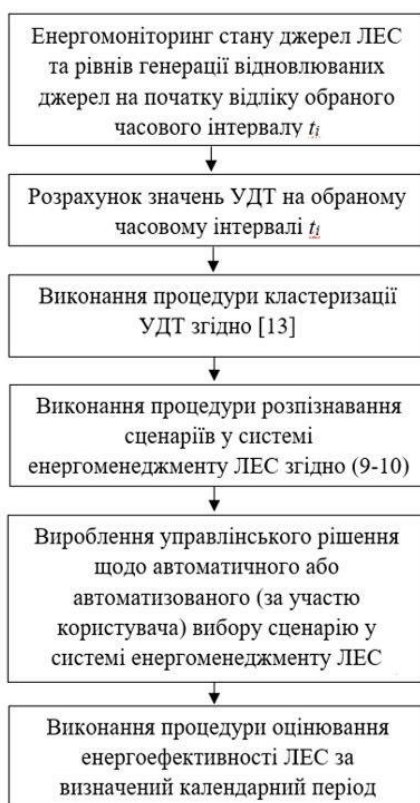


Рис.3 – Діаграма послідовності управління електроспоживанням у системі енергоменеджменту локальної мікроенергосистеми з полігенерацією на основі кластеризації умовного динамічного тарифу.

Зрозуміло, що навіть при детермінованому графіку встановлені ліміти погодинного електроспоживання не співпадатимуть з графіком зміни УДТ. Зазвичай це свідчить про відсутність еластичності попиту до УДТ на інтервалі часу, коли поточна вартість перевищуватиме встановлений для обраного інтервалу часу рівень поточної вартості електроенергії у відповідності до процедури кластеризації.

Рівні генерації відновлюваних джерел мають явну циклічність і стохастичну складову, яка носить як добовий, так і сезонний характер. Наприклад, сезонна циклічність роботи СЕС обумовлена змінною кількістю сонячних днів і інтенсивністю випромінювання, добова - тривалістю світлового дня. Однак, поряд з циклічністю, в процесі зміни потужності сонячного випромінювання присутня випадкова складова, пов'язана з раптовою зміною погоди. Подібні міркування справедливі і для процесу генерації електроенергії вітроенергетичною установкою з тією лише різницею, що відсутня яскраво виражена добова циклічність. Ці чинники безпосередньо впливають на формування УДТ і, відповідно, є ключовими щодо вибору сценарію в системі енергетичного менеджменту при невідповідності встановленого рівня поточної вартості на електроенергію згідно кластеризації. В такому випадку система управління електроспоживанням повинна передбачати автоматичне обрання відповідного сценарію електроспоживання або автоматизоване (за участю користувача) адаптивне коригування рівня електроспоживання (знеструмлення споживачів) на цьому часовому інтервалі.

Висновки

Основними результатами дослідження є розширення функцій системи енергоменеджменту на основі компонентів інформаційного забезпечення про поточну вартість електроенергії у локальній мікроенергосистемі з полігенерацією. Проведений аналіз дає можливість узагальнити досвід створення інтелектуальних систем управління електрозабезпеченням локальних об'єктів у реальному часі.

Використання розробленого підходу дозволяє визначати структуру та пріоритетність функціонування обраного модельного ряду джерел, виявити закономірності складових витрат на електрозабезпечення локального об'єкта з декількома джерелами, що впливають на формування основного критерію оптимізації, встановлювати рівні еластичності показників функціонування мікроенергосистеми до УДТ. Результати моделювання та кластеризації УДТ дозволили визначити основні властивості, критерії оцінювання та межі управління енергоефективністю ЛЕС. Отримані результати показали, що запропоновані сценарії з використанням цінних кластерів на основі загальноприйнятого динамічного тарифу здатні підвищити енергоефективність подібних енергосистем, що працюють у режимі з'єднання із зовнішньою мережею.

Встановлено, що при експлуатації ЛЕС з полігенерацією можуть виникати так звані «флікери», які призводять до значних відхилень УДТ. Такий збурення можуть бути обумовлені ненормальними або аварійними режимами роботи мікроенергетичної системи, надійністю роботи та доступністю окремих джерел, різкою зміною рівнів електроспоживання і т. п. Такі порушення можуть бути викликані відмовами компонентів системи.

Важливим продовженням дослідження є вивчення функціональних зв'язків між традиційними та відновлюваними джерелами за умов невизначеності та нестационарності процесів генерації та споживання електроенергії. Розроблення та реалізація таких моделей дозволить формалізувати підходи щодо побудови інтелектуальних систем енергоменеджменту для управління енергоефективність в реальному часі.

Список використаної літератури.

1. G. E. Asimakopoulou, A. L. Dimeas, and N. D. Hatziargyriou, "Leader- follower strategies for energy management of multimicrogrids", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, no. 4, pp. 1909–1916, 2013.
2. Z. Wang, B. Chen, J. Wang, M. M. Begovic, and C. Chen, "Coordinated energy management of networked microgrids in distribution systems", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 1, pp. 45–53, 2015.
3. A. Werth, N. Kitamura, I. Matsumoto, and K. Tanaka, "Evaluation of centralized and distributed microgrid topologies and comparison to Open Energy Systems (OES)", 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), pp. 492–497, IEEE, June 2015.
4. D. Gregoratti and J. Matamoros, "Distributed Energy Trading: The Multiple-Microgrid Case", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, no. 4, pp. 2551–2559, 2015.
5. H. Wang and J. Huang, "Bargaining-based energy trading market for interconnected microgrids", IEEE International Conference on Communications, vol. 2015–Sept, pp. 776–781, 2015.
6. H. S. V. S. Kumar Nunna and S. Doolla, "Energy management in microgrids using demand response and distributed storage - A multiagent approach", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 28, no. 2, pp. 939–947, 2013.
7. Структурно-параметричний синтез комбінованих систем електроживлення: колективна монографія / під наук. ред. проф. В.В. Каплуна. – К.: КНУТД, 2017. – 189 с.
8. Kaplun, V., Osypenko, V. About the intelligent decision making system for dynamic electricity pricing on renewable microgrids // Proceedings of the 12th International Scientific and Technical Conference on Computer Sciences and Information Technologies, CSIT 2017.
9. A. Dimeas and N. Hatziargyriou, "A multiagent system for microgrids", in IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004., vol. 2, pp. 55–58, IEEE, 2004.
10. A. Amato, B. D. Martino, M. Scialdone, and S. Venticinque, "A Negotiation Solution for Smart Grid Using a Fully Decentralized, P2P Approach", 2015 Ninth International Conference on Complex, Intelligent, and Software Intensive Systems, pp. 527–534, 2015.
11. H. Algarvio and F. Lopes, "Multi-agent Retail Energy Markets : Bilateral Contracting and Coalitions of End-use Customers", 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), p. 5, 2015.
12. Каплун В.В. Умовний динамічний тариф як критерій ефективності функціонування мікроенергетичних систем локальних об'єктів / Вісник КНУТД. Серія: Технічні науки. - 2016. - № 3 (98). - С. 50-59.
13. Бьюл А., Цефель П. СПСС: Искусство обработки информации. Анализ статистических данных и восстановление скрытых законов: пер. с Нем. – СПб.: ДяСофтИуП, 2005. – 608 с. в таблицах и схемах. [Рус].

V. Kaplun¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof. ORCID 0000-0001-7040-9344

S. Makarevych¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof. ORCID 0000-0002-9601-5156

A. Petrenko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof. ORCID 0000-0002-8246-4911

H. Kruhliak¹, TF ORCID 0000-0003-2634-3856

Y. Kulybaba¹, TF ORCID 0000-0002-0417-293X

¹National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine

ADAPTIVE CONTROL ELECTRICITY CONSUMPTION IN LOCAL MICROENERGY SYSTEM WITH POLYGENERATION BASED ON CLUSTERING OF A CONDITIONAL DYNAMIC TARIFF

The paper is devoted the increasing the efficiency to use of traditional and renewable sources in microenergy systems. The development of combined power supply systems of local objects with the stochastic nature generation of renewable sources has led to a number of fundamental problems.

It is associated with the lack of a decision-making system regarding the ratio of power sources of electricity and the coordination of their generation levels with the electricity consumption schedule at the stage of designing such microgrids. The development of microenergy systems with polygeneration is conditioned by the possibility of technical and information support for the formation of the energy balance of local objects to minimize the costs of their electricity supply.

By applying elements of inductive system-analytical technologies, an approach to solving the problem of modeling dynamic scenarios of energy management in local microgrids with polygeneration based on determining the cost of electricity and adaptive coordination of the electricity consumption schedule in real time is proposed.

On the basis of statistical data, modeling was carried out and daily graphs of changes in the current cost of electricity with half-hour discreteness of the calculation were obtained, and the clustering procedure of the conditional dynamic tariff was showed.

The results can be applied in the evaluation of electricity pricing in microgrid energy management systems or the development of control systems for Smart grids with renewable sources.

Keywords: *microgrid with traditional and renewable sources, clustering technology, conditional dynamic tariff, energy efficiency, energy management system.*

References

1. G. E. Asimakopoulou, A. L. Dimeas, and N. D. Hatziargyriou, «Leader- follower strategies for energy management of multimicrogrids», IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, no. 4, pp. 1909–1916, 2013.
2. Z.Wang, B.Chen, J.Wang, M.M.Begovic, and C.Chen, «Coordinated energy management of networked microgrids in distribution systems», IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 1, pp. 45–53, 2015.
3. A. Werth, N. Kitamura, I. Matsumoto, and K. Tanaka, «Evaluation of centralized and distributed microgrid topologies and comparison to Open Energy Systems (OES)», 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), pp. 492–497, IEEE, June 2015.
4. D. Gregoratti and J. Matamoros, «Distributed Energy Trading: The Multiple-Microgrid Case», IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, no. 4, pp. 2551–2559, 2015.
5. H. Wang and J. Huang, «Bargaining-based energy trading market for interconnected microgrids», IEEE International Conference on Communications, vol. 2015–Sept, pp. 776–781, 2015.
6. H. S. V. S. Kumar Nunna and S. Doolla, «Energy management in microgrids using demand response and distributed storage - A multiagent approach», IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 28, no. 2, pp. 939–947, 2013.
7. Структурно-параметричний синтез комбінованих систем електроживлення: колективна монографія / під наук. ред. проф. В.В. Каплун. – К.: KNUTD, 2017. – 189 с
8. Kaplun, V., Osypenko, V. About the intelligent decision making system for dynamic electricity pricing on renewable microgrids // Proceedings of the 12th International Scientific and Technical Conference on Computer Sciences and Information Technologies, CSIT 2017.
9. A. Dimeas and N. Hatziargyriou, «A multiagent system for microgrids», in IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004., vol. 2, pp. 55–58, IEEE, 2004.
10. A. Amato, B. D. Martino, M. Scialdone, and S. Venticinque, «A Negotiation Solution for Smart Grid Using a Fully Decentralized, P2P Approach», 2015 Ninth International Conference on Complex, Intelligent, and Software Intensive Systems, pp. 527–534, 2015.
11. H. Algarvio and F. Lopes, «Multi-agent Retail Energy Markets : Bilateral Contracting and Coalitions of End-use Customers», 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), p. 5, 2015.
12. Kaplun V.V. Umovnyi dynamichniy taryf yak kryterii efektyvnosti funktsionuvannia mikroenerhetychnykh system lokalnykh ob'ektiv / Visnyk KNUTD. Seriya: Tekhnichni nauky. - 2016. - № 3 (98). - S. 50-59.
13. Byuyul A., Tsefel P. SPSS: Iskusstvo obrabotki informatsii. Analiz statisticheskikh dannykh i vosstanovleniye skrytykh zakonov: per. s Nem. – SPb.: DyaSoftIuP. 2005. – 608 s. v tablitsakh i skhemakh. [Rus]

Надійшла 15.11.2022

Received 15.11.2022

АНАЛІЗ НОРМАТИВНОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ ТА ТЕХНІЧНИХ ВИМОГ, ЩОДО МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ «ОСТРІВНОГО РЕЖИМУ» В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

У статті розглядаються основні питання щодо допустимості й умов функціонування мікромереж в, так званому, «острівному режимі» (ОР), а саме: ідентифікації появи ОР, нормативно-правові аспекти допустимості та технічні вимоги його реалізації. Проаналізовано основні методи та підходи до питання ідентифікації ОР, поняття «запланованого» та «небажаного» ОР, розглянуті можливі переваги та наслідки функціонування частини розподільчої мережі в ОР. Проведено аналіз та порівняння нормативно-правової бази стосовно можливості використання ОР в країнах Європейського Союзу та України. Наведено зміни в національне законодавство, щодо гармонізації нормативно-правової документації України та Європейського Союзу, які були зумовлені прагненням України інтеграції своєї енергосистеми до європейської мережі операторів системи передачі електроенергії (ENTSO-E). Представлено та розглянуто нормативно-правову документацію як національного, так і міжнародного використання, стосовно норм інтеграції в розподільні мережі джерел розосередженої генерації та їх функціонування в ОР. Розглянуті питання відносно технічного забезпечення функціонування ОР в розподільній мережі, за умов дотримання відповідних вимог до показників якості електропостачання. Одночасно з цим аналізуються переваги, які надає розподільним мережам та споживачам можливість використання ОР та проблеми, які можуть виникнути при неправильному планування, ідентифікації та технічної реалізації ізолюваної роботи частини мережі з локальними джерелами енергії. Зібрано та наведено інформацію, стосовно граничних обмежень до частоти та напруги в розподільчій мережі, які є допустимими для короточасних відхилень даних показників в залежності від стандарту, яким нормується експлуатація відповідних розподільчих мереж. Узагальнено важливість врахування усіх раніше зазначених аспектів функціонування розподільних мереж в ОР та зроблені висновки, щодо доцільності забезпечення можливості функціонування мереж в зазначеному режимі в Україні.

Ключові слова: острівний режим, джерела розосередженої генерації, розподільна мережа, відновлювальні джерела енергії, системи накопичення енергії.

Вступ

Політика впровадження «зеленої» генерації та стратегічне завдання щодо досягнення країнами нульових викидів вуглецю стимулює збільшення використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), у тому числі, відносно невеликої потужності, що інтегруються в мережі середньої та низької напруги. Зазначена тенденція впливає на роботу/функціонування розподільної мережі (РМ), оскільки фактично відбувається перехід від суто централізованого електропостачання до можливості одночасного використання відносно малих джерел розосередженої генерації (ДРГ) та систем накопичення енергії (СНЕ). При функціонуванні РМ у таких умовах збільшується ймовірність виникнення так званого «острівного» режиму, що може мати як позитивні так і негативні наслідки для РМ, зокрема, з точки зору забезпечення надійності електропостачання.

Відповідно до Кодексу системи передачі (КСП) [1], ізолюваний (острівний) режим роботи - незалежна робота всієї або частини енергосистеми, що ізолювана внаслідок від'єднання від об'єднаної енергосистеми, та має принаймні одну генеруючу одиницю або систему ПСВН (постійний струм високої напруги), що видає потужність в електричну мережу цієї енергосистеми та регулює частоту та напругу. Саме від'єднання від об'єднаної енергосистеми може бути як плановим, для проведення випробувань чи ремонтних робіт, так і в наслідок виникнення несправностей і бути непередбачуваним. Другий варіант може бути як позитивним явищем, оскільки частина споживачів залишаються з електропостачанням, так і негативним для РМ та споживачів, через не контрольованість показників якості постачання електроенергії.

Спираючись на раніше зазначену тенденцію до збільшення частки ДРГ, актуальності набирає питання, щодо можливості управління даним режимом при його виникненні (тобто з метою дотримання нормованих показників надійності), або запобігання взагалі можливості утворенню ОР. З цією метою в даній роботі будуть проаналізовані існуючі нормативно-правові документи й регуляторні вимоги, які

стосуються питання припустимості ОР, методів їх ідентифікації, та основні технічні вимоги, щодо можливості безпечної реалізації зазначених режимів.

Мета та завдання

Метою роботи є аналіз нормативно-правових та технічних вимог до функціонування частини розподільної мережі у «острівному» режимі, які застосовуються як у міжнародній так і у вітчизняній практиці.

Відповідно до поставленої мети повинні бути вирішені наступні завдання:

1. Дослідження вимог щодо принципів ідентифікації виникнення ОР.
2. Аналіз міжнародних регламентів та стандартів, щодо забезпечення функціонування певних фрагментів РМ в ОР та їх порівняння з національними нормативно-правовими документами, стосовно цього питання.
3. Аналіз технічних вимог щодо забезпечення безпечного функціонування РМ у ОР.

Матеріал і результати досліджень

Ідентифікація острівного режиму.

Для того, аби мати можливість управляти/керувати ОР, або запобігти його виникненню, важливо мати відповідну методику його виявлення. Про важливість виявлення переходу системи у функціонування в ОР зазначається в Регламент Комісії (ЄС) № 2016/631 від 14 квітня 2016 [2] року стосовно встановлення мережевого кодексу щодо вимог для приєднання виробників електроенергії до мереж. В Регламенті зазначається, що ідентифікація виникнення ОР не має виявлятися лише комутаційною апаратурою оператора системи передачі (ОСП). Можливість виникнення ОР має бути завчасно промодельована між власником генеруючих потужностей та ОСП.

Спираючись на дану вимогу, зони у яких має можливість утворитися ОР мають бути визначені завчасно, аби у разі його настання повинна бути можливість контролювати показники якості електропостачання. Для забезпечення можливості попередньої ідентифікації ОР використовується стандарт IEEE 1547.4.

Слід зазначити, що утворений «острів» може вважатися частиною *Microgrid*. Відповідно до [3] International Electrotechnical Commission (IEC) *Microgrid* має наступне визначення:

Мікромережа (*Microgrid*) - сукупність взаємопов'язаних навантажень та джерел розсердженної генерації з певними електричними кордонами (межами), що утворює локальну електроенергетичну систему на рівнях розподільної напруги, що діє як єдиний керований об'єкт і може працювати як у мережевому, так і в ізолюваному режимі.

Тобто, у такому випадку, межі роботи РМ у ОР у випадку її відключення від центрального живлення (ЦЖ) будуть визначені межами мікромережі. Слід зазначити, що частина мережі у якій утворився ОР, вважається мікромережею, якщо задовольняє наступним вимогам [3]:

- має ДРГ і навантаження;
- має можливість відключатися від системи електропостачання (СЕП) і працювати з нею паралельно;
- має можливість функціонувати разом з локальними СЕП;
- бути заздалегідь змодельованою.

Утворення ОР, як частини *Microgrid*, може мати наступні переваги [4]:

- підвищити надійності за рахунок забезпечення живленням ізолюваної частини СЕП під час відключення чи порушення роботи;
- усунути проблеми з перевантаженням СЕП на певних ділянках за рахунок навмисного ізолювання частини СЕП та зняття навантаження з решти мережі;
- вирішити проблеми якості електроенергії за рахунок зниження гармонічних спотворень на навантаженнях.

При переході від ЦЖ до ОР має бути визначене обладнання, яке буде приймати участь у забезпеченні даного режиму. Тобто має бути визначені ДРГ, які будуть здатні забезпечити нормальний режим роботи, з відповідними показниками якості електропостачання для споживачів. У свою чергу, споживачі теж можуть бути класифіковані на групи відповідно до критичності їх відключення.

Методика вирішення зазначених питань висвітлюється в стандарті IEEE 1547 [6], який визначає пріоритетність функціонування ДРГ в ОР. Однею з важливих складових стандарту IEEE 1547 є питання «комунікації», а отже і вимог щодо ідентифікації обладнання, яке буде приймати участь в разі утворення ОР. Щодо такої ідентифікації існують наступні рекомендації [5].

По-перше, вимоги щодо відключення при пошкодженнях та за умови обриву фази повинні бути вирішені перед включенням ДРГ (які можуть бути відключені у разі виявлення утворення ненавмисного «острову»). По-друге, повинні виконуватися вимоги по режиму активної потужності, напруги та регулюванню частоти [5]. Надалі здатність ДРГ обмежувати свою активну потужність має пріоритет перед вимогами до функції регулювання напруги. Нарешті, повинні виконуватися інші вимоги, щодо реактивної потужності, можливості управління напругою та потужністю.

Крім того, IEEE 1547 визначає припинення подачі енергії як «припинення подачі активної потужності у сталих та перехідних режимах та обмеження обміну реактивною потужністю». Таким чином, це не впливає на СНЕ та передбачає можливість продовження її. Тобто навіть за умови отримання команди на відключення ДРГ, все одно залишається можливість генерації електроенергії при наявності СНЕ. Проте, у цьому стані обмін реактивною потужністю має бути меншим за 10 % або 3 % від паспортних даних для ДРГ потужністю відповідно до та понад 500 кВА.

Проте залишається питання ідентифікації виникнення ОР у частині СЕП, у якій даний режим не передбачений та «відношення» щодо даного явища зі сторони законодавства, як в Україні, так і нормативні вимоги до нього у країнах ENTSO-E. Маючи узагальнену інформацію щодо цього питання, формуються основні технічні вимоги/параметри як до функціонування частини РМ, так і до обладнання, яке функціонує в цій зоні.

Нормативні документи щодо допустимості острівного режиму.

Одним з основних документів ЄС, щодо нормування роботи об'єднаної європейської мережі електропостачання є Регламент Комісії (ЄС) № 2016/631 від 14 квітня 2016 року про встановлення мережевого кодексу стосовно вимог для приєднання виробників електроенергії до мереж (Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators) [2]. Також даний регламент частково унормовує питання роботи частини мережі в «острівному режимі».

Саме визначення острівного режиму є майже аналогічним, що і в КСП, оскільки при адаптації своєї нормативно правової бази, Україна спирається на норми, які діють в об'єднанні ENTSO-E. Відповідно до даного регламенту, статтею 15 (5) встановлюються загальні вимоги для генеруючих модулів типу С, щодо: здатності брати участь в острівному режимі, межі частоти та напруги, режими їх роботи тощо.

При розгляді питання моделювання роботи в острівному режимі, використовується стаття 52 (4) та стаття 55 (4), які встановлюють норми для моделювання на відповідність синхронних генеруючих модулів та модулів енергоцентрів типу С, де зазначається, що перед функціонуванням модулів в ОР мають бути проведені їх випробування, в результаті яких будуть продемонстровані характеристики генеруючого модуля. При задоволенні вимог, щодо випробувань, які прописані в зазначених статтях регламенту, випробування можуть вважатися успішними.

Дані вимоги, щодо роботи РМ в ОР є загально прийнятими в ЄС. Україна, яка мала на меті інтегруватися до Європейської мережі, майже ідентично вводила дані норми у свою нормативно-правову базу, тому далі проаналізуємо лише відмінності в зазначеному регламенті та КСП.

В українському законодавстві норми щодо острівного режиму детально прописані в КСП та відсутні в КСР, тому далі буде проаналізований саме КСП.

Слід зазначити, що при внесенні змін до КСП, щодо питань роботи в «острівному режимі» в більшій мірі розглядалося саме питання, щодо нормування проходження ОЕС України випробувань у лютому 2022, що було однією з умов, щодо приєднання української системи електропостачання до ENTSO – E. Через даний факт, в КСП існують вимоги, щодо роботи ОЕС України в острівному (ізолюваному) режимі, проте маються на увазі вимоги, які мали виконуватися при проходженні саме випробувань в мережі.

Враховуючи зазначений факт, встановлені норми у КСП та Регламент Комісії (ЄС) № 2016/631 майже аналогічні. З відмінностей можна зазначити наявність в КСП вимог, щодо участі у «острівному режимі» СНЕ [1], проте, про функціонування СНЕ більше зазначаються вимоги для випробувань, відносно яких раніше вже йшла мова.:

Тож спираючись на той факт, що Україна вже довгий час інтегрує свої внутрішні процеси (в тому числі і законодавство) до аналогів ЄС, не є дивним що і основні вимоги, щодо функціонування «острівного режиму» є ідентичними.

Регламент Комісії (ЄС) № 2016/631 не є єдиним документом, який нормує роботу РМ у ОР. Для детального нормування роботи РМ у ОР використовується стандарт IEEE 1547.4 [6], що використовується для проектування роботи РМ, враховуючи інтеграцію в неї ДРГ. Як зазначалося в розділі, щодо питання ідентифікації ОР, в даному стандарті представлені підходи та передовий досвід проектування, експлуатації та інтеграції ОР з використанням ДРГ у СЕП. Це включає можливість відокремлюватися від частини

територіальної СЕП і знову підключатися до неї, одночасно забезпечуючи живлення ізольованих споживачів. Цей стандарт розглядає питання використання ДРГ, управління ОР та забезпечення у такому режимі якості електропостачання, яка відповідає стандартам.

Також в стандарті IEEE 1547.4 перераховуються наступні переваги функціонування системи в ізольованому режимі [6]:

- підвищення надійності для споживачів;
- усунення проблем із перевантаженням системи електропостачання;
- вирішення проблем з якістю електроенергії;
- можливість обслуговування компонентів енергосистеми без переривання обслуговування споживачів.

Слід зазначити, що крім міжнародних стандартів у багатьох країнах є їх національні підходи та правила, щодо роботи частини РМ в ОР з використанням ДРГ. Аналіз, щодо такого різновиду нормативно-правових та технічних документів був проведений у роботі [3]. В таблицях 1 та 2 представлені матеріали та результати опрацювання й класифікації нормативно-правових документів за країнами походження.

Таблиця 1. Стандарти щодо інтеграції ДРГ та функціонування ОР (міжнародні).

Країна	Стандарт	Назва	Напрявлення
ЄС 2019	CLC/TC 50549-1	Вимоги до генеруючих станцій, які підключаються паралельно до РМ. Частина 1. Підключення до низьковольтної РМ.	Генеруючі установки типу В в мережі НН
ЄС 2013	EN 50438	Вимоги до мікрогенераторних установок, які підключаються для паралельної роботи з РМ НН	Мікрогенераторні станції менше 16 А на фазу в загально-доступних РМ НН 230/400 В. Генерація при СН та НН
Між-Народний 2011	IEC/IEEE/PAS 63547	Взаємозв'язок ДРГ з електроенергетичними системами	ДРГ менше 10 МВА
Між-Народний 2000	IEEE 929	Рекомендована практика для утилітарного інтерфейсу фотоелектричних систем	PV менше 10 кВт
Між-Народний 2018	IEEE 1547	Стандарт для взаємозв'язку ДРГ із системами електроенергії	Використання ДРГ при первинній або вторинній нарузі
Між-Народний 2013	UEN/EN/IEC 62109	Безпека силових перетворювачів для використання у фотоелектричних системах. Частина 2: Особливі вимоги до інвертора	PV при менше 1000 В
Між-Народний 2017	IEC 62898-1	Мікромережі — Частина 1: Рекомендації щодо планування та специфікації проектів мікромереж	Електричні системи змінного струму з навантаженнями та ДРГ, підключеними до НН або СН
Між-Народний 2018	IEC 62898-2	Мікромережі — Частина 2: Інструкції з експлуатації	Електричні системи змінного струму з навантаженнями та ДРГ, підключеними до НН/СН
Між-Народний 2020	IEC 62898-3-1	Мікромережі - Частина 3. Технічні вимоги. Захист і динамічний контроль	Електричні системи змінного струму з навантаженнями та ДРГ, підключеними до НН або СН
Між-Народний 2017	IEEE P2030.8	Тестування контролерів Microgrid	Процедури тестування різних функцій контролера мікромережі

Таблиця 2. Стандарти щодо інтеграції ДРГ та функціонування ОР (національні).

Країна	Стандарт	Назва	Напрявлення
Австралія 2016	AS A777-1	Приєднання енергетичних систем до мережі через інвертори Частина 1: Вимоги до встановлення	Інвертори менше 200 кВА при низькій напрузі
Австралія 2015	AS A777-2	Приєднання енергетичних систем через інвертори Частина 2: Вимоги до інвертора	Інвертори на низькій напрузі
Еквадор 2018	ARCONEL 003	Фотоелектрична мікро генерація для самозабезпечення кінцевого споживача електричною енергією	Фотоелектричні системи менше 100 кВт при НН або СН та менше 300 кВт для житлового використання, або менше 500 кВт для комерційного/промислового використання
Німеччина 2008	BDEW	Генеруючі станції, підключені до мережі СН	Системи виробництва електроенергії менше 100 кВА, підключені до НН
Німеччина 2011	VED-AR_N 4105	Системи виробництва електроенергії, підключені до РМ НН. Мінімальні технічні вимоги до підключення та паралельної роботи з РМ НН	Системи виробництва електроенергії менше 100 кВА, підключені до НН
Індія 2014	Gazette of India Part 3 - Sec.4	Технічні стандарти підключення ДРГ	ДРГ підключений до мережі
Італія 2019	CEI 0-21	Довідкові технічні правила приєднання активних і пасивних споживачів до НН	Активні та пасивні користувачі в системах розподілу менше 1 кВ (НН)
КНР 2012	GB-T 19964	Технічні вимоги до підключення фотоелектричної станції (PV) до енергосистеми	PV підключено до ВН, СН та НН
КНР 2006	GB-T20046	Фотоелектричні (PV) системи. Характеристика інтерфейсу утиліти	PV менше 10 кВА в РМ НН
Іспанія 2013	UNE 206007-1	Вимоги до підключення до системи живлення. Частина 1: Інвертори, підключені до мережі	Інвертори, підключені до загальнодоступної РМ
Британія 2014	G 59	Рекомендації щодо підключення генеруючої станції до систем розподілу ліцензованих ОСР	Генеруючі установки менше 17 кВт на фазу, або менше 50 кВт трифазної системи розподілу
Британія 2012	G 83	Рекомендації щодо підключення малогабаритних вбудованих генераторів (до 16 А на фазу), які пройшли типові випробування, паралельно з системами розподілу низької напруги	Малі вбудовані генератори менше 16 А на фазу в НН РМ 230/400 В
С.Ш.А 2005	UL 1741	Інвертори, перетворювачі, контролери та обладнання систем з'єднання для використання з розподіленими енергетичними ресурсами	ДРГ підключені до СЕП

На підставі аналізу інформації з наведених вище джерел щодо нормативно-правового регулювання використання ДРГ та управління «острівним режимом» в РМ, з'являється можливість сформулювати технічні вимоги, щодо забезпечення функціонування РМ у зазначеному режимі.

Технічні вимоги щодо забезпечення роботи в острівному режимі.

Питання технічного управління РМ в ОР, має бути заздалегідь проаналізовано та забезпечений її нормальний режим роботи з дотриманням вимог до показників якості електропостачання в такому режимі. Якщо ж дане питання не розглядалося (наприклад на етапі проектування) для ділянки РМ, на якій виник ОР, то дане явище вважається «негативним острівним режимом». Саме тому для правильного функціонування РМ технічні вимоги/засоби мають бути визначені заздалегідь.

Також, слід звернути увагу на той факт, що при проектування зони РМ з можливим утворенням ОР, мають дотримуватися вимоги ДСТУ:ІЕС 61000-4-30-2010 [7], щодо дотримання на задовільному рівні показників якості електричної енергії.

Як раніше зазначалося, відносно нормативно-правових аспектів існує ряд вимог щодо генеруючого обладнання та особливостей його випробування. Це відбувається, оскільки наступні технічні проблеми можуть обмежувати ізолювану роботу локальних генераторів [8]:

- при функціонуванні в ОР частина мережі може залишитися без заземлення;
- не забезпечується відповідне керування частотою в ізолюваній частині мережі;
- не забезпечується достатній контроль напруги в ізолюваній частині мережі;
- з'являється необхідність використання додаткових захисних та комутаційних пристроїв для створення та балансування ізолюваної мережі;

- необхідно синхронізувати обладнання для повторного підключення острова до основної мережі;

Також підкреслюється ряд технічних вимог, які мають бути проаналізовані та виконані при плануванні функціонування мікромережі в ОР. Необхідно зібрати та визначити таку інформацію:

- обстеження майданчика (включаючи інвентаризацію рівня навантажень та процедури післяаварійного відновлення);
- розташування, параметри та конфігурацію конденсаторних батарей, обладнання для регулювання напруги, реакторів, захисного й секційного обладнання та трансформаторів;
- характеристики навантаження;
- характеристики ДРГ, джерело палива та можливість пуску в повністю автоматичному режимі;
- локальні параметри системи (наприклад, заземлення системи, рівні струмів короткого замикання, імпеданс джерела, засоби регулювання напруги, схеми систем захисту та автоматики);
- допустима напруга, частота та діапазон гармонік (з урахуванням нормальних та перехідних процесів);
- максимально допустима швидкість зміни частоти для потужності, що генерується;
- допустима асиметрія напруги у конкретній точці системи;
- допустимі межі динамічної стійкості;
- параметри та типи комутаційних апаратів;
- засіб підтвердження того, що передбачувана мікромережа, що функціонує в ОР по суті залишається такою самою, як раніше запланована;
- засоби захисту наявні в мікромережі;
- резерви для майбутнього розширення.

Перелічені технічні вимоги, демонструють загальні принципи, що виставляють стандарти до різного типу обладнання, яке має приймати участь у роботі в острівному режимі. В самих же стандартах вказаний ряд конкретних вимог до обладнання, але і вони відрізняють в залежності від регіону застосування.

Основна задача всіх перелічених вимог до обладнання, яке планується до використання в мікромережі при виникненні ОР, забезпечення стандартів якості електропостачання, які відповідно можуть бути різні в залежності від країни використання. Також має враховуватися можливість певного збільшення відхилення показників якості від норми (яка закріплена нормативними документами) при роботі в ОР в порівнянні з показниками якості, які мають бути забезпечені, при ЦЖ споживачів.

Відповідно до раніше розглянутих стандартів, існують різні вимоги, щодо функціонування ОР в частині РМ. У якості приклада вимоги щодо короткочасного відхилення напруги та частоти і граничний час спрацювання захисту представлені в таблицях 3-4, відповідно до стандартів, діючих у країнах представлених в таблицях 1-2.

Таблиця 3. Технічні вимоги щодо часу спрацювання захисту при короткочасному відхиленню напруги.

Стандарт	Функціонування	Нижня межа відхилення напруги 1 (%)	Нижня межа відхилення напруги 2 (%)	Верхня межа відхилення напруги 1 (%)	Верхня межа відхилення напруги 2 (%)
AS A777-2	Відхилення	22	-	від 9 до 13	-
	Спрацювання захисту (с)	2	-	2	-
BDEW	Відхилення	20	55	20	-
	Спрацювання захисту (с)	1,5-2,4	0,3	0,1	-
ARCONEL 003	Відхилення	10	-	10	-
	Спрацювання захисту (с)	1	-	1	-
VED-AR_N 4105	Відхилення	20	-	10	15
	Спрацювання захисту (с)	0,1	-	0,1	0,1
CLC/TS 50549-1	Відхилення	15	-	20	30
	Спрацювання захисту (с)	-	-	-	-
CEI 0-21	Відхилення	15	60	10	15
	Спрацювання захисту (с)	0,4	0,2	603	0,2
IEC/IEEE/PAS 63547 < 30 kW	Відхилення	12	50	10	20
	Спрацювання захисту (с)	2	0,1	1	0,16
IEEE 929	Відхилення	12	50	10	37
	Спрацювання захисту (с)	2	0,1	2	0,03
IEEE 1547 Category I	Відхилення	30	-55	10	20
	Спрацювання захисту (с)	2	0,16	2	0,16
IEEE 1547 Category II	Відхилення	30	55	10	20
	Спрацювання захисту (с)	10	0,16	2	0,16

Таблиця 4. Технічні вимоги щодо часу спрацювання захисту при короткочасному відхиленню частоти.

Стандарт	Функціонування	Нижня межа відхилення частоти 1 (Гц)	Нижня межа відхилення частоти 2 (Гц)	Верхня межа відхилення частоти 1 (Гц)	Верхня межа відхилення частоти 2 (Гц)
AS A777-2	Відхилення	3	-	2	-
	Спрацювання захисту (с)	2	-	2	-
BDEW	Відхилення	2,5	-	2	-
	Спрацювання захисту (с)	0,1	-	0,1	-
ARCONEL 003	Відхилення	0,5	-	0,5	-
	Спрацювання захисту (с)	-	-	-	-
CLC/TS 50549-1	Відхилення	1,5	2,5	1,5	-
	Спрацювання захисту (с)	-	-	-	-
CEI 0-21	Відхилення	0,5	2,5	0,2	1,5
	Спрацювання захисту (с)	0,1	0,1 - 4	0,1	0,1 - 1
IEC/IEEE/PAS 63547 < 30 kW	Відхилення	0,7	-	0,5	-
	Спрацювання захисту (с)	0,16	-	0,16	-
IEEE 929	Відхилення	0,7	-	0,5	-
	Спрацювання захисту (с)	0,1	-	0,1	-
IEEE 1547 Category I	Відхилення	1,5	3,5	1,2	2
	Спрацювання захисту (с)	300	0,16	300	0,16
IEEE 1547 Category II	Відхилення	1,5	3,5	1,2	2
	Спрацювання захисту (с)	300	0,16	300	0,16

Висновки

В роботі проведено аналіз питань щодо нормативно-правової допустимості, ідентифікації та технічних умов забезпечення функціонування ОР в розподільній мережі.

Проведено аналіз та порівняння нормативно-правової бази стосовно питання можливості застосування та функціонування ОР в країнах Європейського Союзу та в Україні. Зазначено, що в українських законах поняття ізольованого режиму («острівного») у своїй більшості пов'язано не з функціонуванням частини РМ в автономному режимі, а з випробуваннями усєї об'єднаної енергосистеми України, які проводилися в лютому 2022 року відповідно до вимог інтеграції до мереж зони країн ENTSO-E і безпосередньо не відносяться до питання формування ОР у РМ. Наведено основні міжнародні та національні стандарти, які нормують питання використання ДРГ, СНЕ та забезпечення ОР в РМ.

При розгляді питання ідентифікації ОР, було зазначено, що така процедура має бути виконана не лише за рахунок технічного обладнання, що має ідентифікувати зону, яка перейшла в ОР, а і бути заздалегідь спланованою та здійснена попередня класифікація ДРГ та споживачів на такі, які будуть приймати участь у забезпеченні функціонування такого режиму у частині РМ, й такі, що мають бути тимчасово відключені. У разі виникнення острівного режиму у РМ без попереднього планування, таке явище буде вважатися «небажаним».

Досліджені питання стосовно технічного забезпечення функціонування ОР в РМ, з дотриманням відповідних вимог до показників якості електропостачання відповідно до ДСТУ ІЕС 61000-4-30:2010. Зазначено ряд переваг та недоліків, які виникають при функціонування частини РМ в «острівному» режимі, підкреслено, що з метою запобігання виникненню додаткових недоліків/невідповідностей у зазначеному режимі, мають бути визначені та реалізовані відповідні технічні рішення. У протилежному випадку, доцільнішим буде запобігти можливості виникнення ОР у даній частині РМ, що дозволить захистити споживачів від можливих пошкоджень (виходу з ладу) електрообладнання у разі значного відхилення показників якості електропостачання від діючих норм.

Зважаючи на поточну ситуацію в енергетиці України, питання забезпечення функціонування розподільчих мереж в ОР, набуває значно більшої актуальності і повинно розглядатися далі з метою його оптимального впровадження для підвищення надійності забезпечення споживачів електропостачанням.

Список використаної літератури

1. Про затвердження Кодексу системи передачі: Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комунал. послуг від 14.03.2018 р. № 309 : станом на 21 трав. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 25.09.2022).
2. Регламент Комісії (ЄС) № 2016/631 від 14 квітня 2016 року про встановлення мережевого кодексу щодо вимог для приєднання виробників електроенергії до мереж : Регламент Європ. Союзу від 14.04.2016 р. № 2016/631. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_027-16#Text (дата звернення: 25.09.2022).
3. IEC TS 62898-1:2017. Microgrids - Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. Effective from 2017-12-31. Official edition. 2017. URL: <https://webstore.iec.ch/publication/28363> (date of access: 25.09.2022).
4. Castro-Sayas F., Clarke G. THE COSTS AND BENEFITS OF EMBEDDED GENERATION ISLANDING OPERATION. URL: <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/20350839> (date of access: 25.09.2022).
5. Microgrid and Distributed Energy Resources Standards and Guidelines Review: Grid Connection and Operation Technical Requirements / D.Rebollal et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 3. P. 523. URL: <https://doi.org/10.3390/en14030523> (date of access: 25.09.2022).
6. SASB/SCC21. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. Effective from 2018-04-06. Official edition. URL: <https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/> (date of access: 25.09.2022).
7. ДСТУ ІЕС 61000-4-30:2010. Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії. Чинний від 2010-09-01. Вид. офіц. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0400774-19#Text> (дата звернення: 25.09.2022).
8. Distributed Generation Islanding Effect on Distribution Networks and End User Loads Using the Load Sharing Islanding Method / M. Kreishan et al. *Energies*. 2016. Vol. 9, no. 11. P. 956. URL: <https://doi.org/10.3390/en9110956> (date of access: 25.09.2022).

ANALYSIS OF REGULATORY DOCUMENTATION AND TECHNICAL REQUIREMENTS REGARDING THE FUNCTIONING OF THE NETWORK IN "ISLAND MODE"

The article examines main issues regarding the admissibility and conditions of operation of microgrids in the so-called "islanding mode" (IM), namely: identification of the appearance of an IM, regulatory and legal aspects of admissibility, and technical requirements for its implementation. Main methods and approaches to the issue of identification of IM, concepts of "planned" and "unwanted" IM are analyzed, possible advantages and consequences of the operation of a part of the distribution network in the IM are considered. An analysis and comparison of the legal framework regarding the possibility of IM usage in the countries of the European Union and Ukraine was carried out. Changes to the national legislation regarding the harmonization of regulatory documentation of Ukraine and the European Union, which were caused by Ukraine's desire to integrate its energy system into the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), are presented. The normative and legal documentation of both national and international use, regarding the norms of integration into the distribution networks of sources of distributed generation and their functioning in the IM, is presented and reviewed. Issues related to the technical support of the operation of the IM in the distribution network, subject to compliance with the relevant requirements for power supply quality indicators, are considered. Additionally, analysis of the advantages that distribution networks and consumers have with the possibility of using IM was carried out and the problems that may arise in the event of incorrect planning, identification and technical implementation of the isolated operation of a part of the network with local energy sources were identified. Information has been collected and presented regarding the maximum limits to the frequency and voltage in the distribution network, which are permissible for short-term deviations of these indicators depending on the standard that regulates the operation of the corresponding distribution networks. The importance of taking into account all the previously mentioned aspects of the operation of distribution networks in the IM is summarized, and conclusions are drawn regarding the feasibility of ensuring the possibility of the operation of networks in the specified mode in Ukraine.

Key words: island mode, distributed generation sources, distribution network, renewable energy sources, energy storage systems.

References

1. Pro zatverdzhennya Kodeksu sistemi peredachi : Postanova Nac. komis., sho zdiysnyuye derzh. regulyuvannya u sferah energetiki ta komun. poslug vid 14.03.2018 r. № 309 : stanom na 21 trav. 2022 r. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (date of access: 25.09.2022).
2. Reglament Komisiyi (YeS) № 2016/631 vid 14 kvitnya 2016 roku pro vstanovlennya merezhevoho kodeksu shodo vimog dlya priyednannya virobnykiv elektroenergiyi do merezh : Reglament Yevrop. Soyuzu vid 14.04.2016 r. № 2016/631. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_027-16#Text (date of access: 25.09.2022).
3. IEC TS 62898-1:2017. Microgrids - Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. Effective from 2017-12-31. Official edition. 2017. URL: <https://webstore.iec.ch/publication/28363> (date of access: 25.09.2022).
4. Castro-Sayas F., Clarke G. THE COSTS AND BENEFITS OF EMBEDDED GENERATION ISLANDING OPERATION. URL: <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/20350839> (date of access: 25.09.2022).
5. Microgrid and Distributed Energy Resources Standards and Guidelines Review: Grid Connection and Operation Technical Requirements / D. Rebolal et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 3. P. 523. URL: <https://doi.org/10.3390/en14030523> (date of access: 25.09.2022).
6. SASB/SCC21. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. Effective from 2018-04-06. Official edition. URL: <https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/> (date of access: 25.09.2022).
7. DSTU IEC 61000-4-30:2010. Elektromagnitna sumisnist. Chastina 4-30. Metodi viprobuvannya ta vimiryuvannya. Vimiryuvannya pokaznykiv yakosti elektrichnoyi energiyi. Chinnij vid 2010-09- 01. Vid. ofic. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0400774-19#Text> (date of access: 25.09.2022).
8. Distributed Generation Islanding Effect on Distribution Networks and End User Loads Using the Load Sharing Islanding Method / M. Kreishan et al. *Energies*. 2016. Vol. 9, no. 11. P. 956. URL: <https://doi.org/10.3390/en9110956> (date of access: 25.09.2022).

Надійшла 29.10.2022

Received 29.10.2022

ВІДНОСНЕ ОЦІНЮВАННЯ ВАРТОСТІ ЗАСОБІВ РЕЗЕРВУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Генерування електроенергії сонячними і вітровими електростанціями залежить від природних умов і тому виникають проблеми участі їх в процесі балансування режимів електроенергетичних систем (ЕЕС). Виконати прогнозованій і затвердженій погодинний графік генерування на наступну добу з заданою точністю для них є складним. В ЕЕС змушені тримати резерв потужності для компенсації відхилень відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) від прогнозованого графіка генерування. Оскільки ці відхилення можуть бути як в більшу, так і меншу сторони від допустимого, то це відповідним чином формує засоби по балансуванню режимів ЕЕС. В роботі пропонується метод для дослідження заходів резервування відновлюваних джерел енергії з нестабільним генеруванням в ЕЕС. Критерієм оптимальності для порівняння способів резервування ВДЕ прийнято відносні витрати на них.

Серед способів резервування ВДЕ використовується загально системний резерв (в основному це маневрені потужності теплових і гідроелектростанцій), але оскільки його не достатньо, то пропонується використовувати доступні на сьогодні інші засоби резервування потужності: електрохімічні накопичувачі електроенергії, водневі і біогазові технології.

Для аналізу техніко-економічної ефективності тих чи інших засобів резервування розроблено математичні моделі на основі теорії подібності і критеріального методу. Критеріальному методу надано перевагу через те, що він за мінімально доступної вихідної інформації забезпечує можливість порівнювати між собою різні способи резервування генерування ВДЕ і визначити оптимальні. Метод дозволяє оцінювати їх співрозмірність, а також визначити чутливість витрат до потужності способів резервування.

Сформовано критеріальні моделі, які дозволяють побудувати залежності витрат на засоби резервування несталого генерування ВДЕ від потужності засобів резервування. Подібні залежності дають можливість більш обґрунтовано обирати на першому етапі ті чи інші способи резервування у відповідності до характеристик і вимог ЕЕС. Вони можуть бути уточнені, якщо будуть відомі цінові показники, які діють на даний час і на найближчу перспективу.

Ключові слова: електроенергетична система, відновлювані джерела енергії, неста генерування, засоби резервування, теорія подібності, критеріальний метод.

Вступ

З впровадженням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в електроенергетичні системи (ЕЕС) виникли нові задачі. Вони зумовлені непристосованістю електричних мереж ЕЕС до експлуатації електричних станцій, які використовують відновлювані джерела енергії, з нестабільним генеруванням та недостатнім рівнем автоматизації мереж. Нестабільність генерування ВДЕ, а саме фотоелектричних станцій (ФЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС), зумовлена залежністю від природних умов. Несталість режимів роботи ВДЕ негативно впливає на балансову надійність енергосистеми, на стійкість її роботи та погіршує якість послуг з електропостачання споживачів. Негативну роль відіграв також той факт, що розбудова ВДЕ в електричних мережах ЕЕС випереджала нарощування потужності засобів компенсації нестабільного їх генерування. Склалася парадоксальна ситуація – чим інтенсивніше розбудовуються ВДЕ і збільшується їх потужність, тим більше проблем в електроенергетиці, як технічних, так і фінансових. Чомусь не зверталось уваги на те, що одночасно з розвитком ВДЕ потрібно було відповідно модернізувати електричні мережі і передбачити методи та засоби компенсації нестабільності генерування ВДЕ. У гонитві за кількістю мало що робилося для покращання енергоефективності електропостачання завдяки розбудові ВДЕ. Стан зі втратами електроенергії і її якістю в електричних мережах в результаті не покращився, а часом навпаки, зате виникли суттєві складнощі з балансовою надійністю.

Необхідно створити сприятливі умови не лише для розбудови ВДЕ в електричних мережах енергосистеми, а й для оптимальної їх експлуатації, мінімізуючи негативний вплив на техніко-економічні показники електричних мереж. В залежності від місця під'єднання ВДЕ до електричних мереж і їх потужності може бути досягнуто зменшення втрат електроенергії на її транспортування [1, 2], можуть покращуватися показники надійності SAIFI і SAIDI [3, 4], а також суттєво покращуватися якість електроенергії [5, 6] і, в цілому, енергоефективність системи електропостачання [7]. Проте ці можливості ВДЕ покращувати техніко-економічні показники електричних мереж зводяться внівець або суттєво

знижуються через необхідність тримати в енергосистемі багато вартісний резерв потужності для компенсації нестабільного генерування електроенергії сонячними і вітровими електростанціями.

Убезпечити баланс потужності та електроенергії в енергосистемі можливо, комплексно використовуючи наявні маневрені потужності, зокрема теплові та гідроелектростанції. Щодо сучасних засобів, таких як електрохімічні накопичувачі електроенергії, водневі технології, біогазові технології, узгодження графіків генерування та споживання електроенергії, тощо), то вони поки що знаходяться на різних етапах розробки і застосування в ЕЕС. Необхідно розвивати засоби резервування генерування ВДЕ для успішного вирішення задачі балансування режимів в ЕЕС та покращання техніко-економічних показників електричних мереж. Завдання полягає тільки в тому, що серед можливих засобів необхідно вибрати ті, які є найбільш технічно ефективними та оптимальними щодо витрат.

Метою статті є розроблення методу відносного порівняння між собою можливих способів резервування відновлюваних джерел енергії з нестабільним генеруванням в електроенергетичних системах та оцінювання чутливості витрат на них до зміни потужності.

Матеріал та результати дослідження

Баланс електроенергії в ОЕС України в частині генерування формується різними електростанціями [7–9]:

$$P_{AEC}(t) + P_{TEC}(t) + P_{TEC}(t) \pm P_{ГАЕС}(t) + P_{ВДЕ}(t) \pm P_{рез}(t) - P_n(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (1)$$

де $P_{AEC}(t)$ – потужність атомних електростанцій (АЕС), $P_{TEC}(t)$ – потужність теплових електростанцій (ТЕС) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ), $P_{TEC}(t)$ – потужність гідроелектростанцій, $P_{ГАЕС}(t)$ – потужність гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС), $P_{ВДЕ}(t)$ – потужність ВДЕ, $P_{рез}(t)$ – потужність засобів і шляхів резервування електроенергії під час балансування, $P_n(t)$ – навантаження трансформаторних підстанцій (ТП), $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

Якщо за критерій оптимальності прийняти сумарні витрати $B_{рез}$ на резервування $P_{рез}(t)$ в (1) несталого генерування ВДЕ, то з врахуванням реально можливих на сьогодні способів резервування задача мінімізації $B_{рез}$ запишеться [9]:

$$B_{рез} = B_x(P_x) + B_в(P_в) + B_с(P_с) + B_c(P_c) + B_n(P_n) + B_k(P_k) \rightarrow \min, \quad (2)$$

де $B_x(P_x)$ – витрати на резервування накопичувачами електрохімічного типу; $B_в(P_в)$ – витрати на водневі технології; $B_с(P_с)$ – витрати, зв'язані з використанням біогазових технологій як резерву; $B_c(P_c)$ – витрати на користування системним резервом, що є фактично компенсацією за утримання резерву на енергоагрегатах ТЕС, що працюють за ціновими заявками; $B_n(P_n)$ – витрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі, що необхідно для транспортування електроенергії з/до місця під'єднання резервної потужності до ЕЕС; $B_k(P_k)$ – витрати на реалізацію координації графіків генерування і споживання електроенергії в ЕЕС; $P_x, P_в, P_с, P_c, P_n, P_k$ – відповідно оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування.

Способи резервування ВДЕ можна класифікувати за декілька ознаками. В першу чергу за призначенням. Якщо ВДЕ приймають участь в балансуванні режиму ЕЕС, тобто виробляють електроенергію за заданими погодинним графіком, то засоби резервування мають працювати в режимі заряд/розряд. Вони перетворюють електроенергію, вироблену ВДЕ, в інший вид енергії, накопичують її, а потім віддають в електричну мережу знову як електроенергію. До таких засобів резервування відносяться електрохімічні накопичувачі енергії та водневі технології. Останні за рахунок електролізу виробляють водень, який накопичується і в енергетичних установках за потрібним графіком може повертатися в ЕЕС у вигляді електроенергії. Перевагою водневих технологій є те, що так званий «зелений водень» може використовуватися в багатьох інших галузях окрім електроенергетики.

Для резервування нестабільності генерування ВДЕ може використовуватися системний резерв потужності в ЕЕС. Проте через обмежену кількість маневреної потужності можливості тут незначні. Він призначений для інших цілей, тому в ЕЕС стараються не використовувати системний резерв, а за критичних ситуацій віддають перевагу обмеженню генерування ВДЕ.

Характеризуючи способи резервування, слід відмітити також наступне. Вартість накопичувачів електрохімічного типу, виробництво яких у світовій практиці є достатньо освоєним, постійно зменшується і тому нарощується їх потужність в енергосистемах. Водневі і біогазові технології як засоби резервування несталого генерування ВДЕ знаходяться на початковому етапі. Вартість їх не має чіткої тенденції до зменшення і залежить від застосування водню і біогазу в інших галузях. Щодо системного резерву, то в допустимих межах використання його для урівноваження несталого генерування ВДЕ його вартість

визначається інтересами електроенергетики. Якщо зберігається зацікавленість до розбудови ВДЕ в ЕЕС, то відповідно вартість $B_c(P_c)$ має зменшуватися.

Враховуючи таку тенденцію резервування ВДЕ в ЕЕС, математичну модель оптимізації питомих витрат на 1 кВт резервної потужності для урівноваження генерування ВДЕ, в якій враховуються особливості режимів ЕЕС, можна представити у такому вигляді:

$$B_{рез} = \frac{C_1}{P_x} + C_2 P_g + C_3 P_e + \frac{C_4}{P_c} + C_5 \frac{P_x^2 P_c^2}{P_g P_e} \rightarrow \min, \quad (3)$$

за умови, що $P_c \leq G_c$, $P_x \leq G_x$ або $g_c P_c \leq 1$, $g_x P_x \leq 1$,

де C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 – узагальнені константи, що містять вихідні дані задачі (в першу чергу це цінові показники); G_c – максимальна потужність системного резерву, яку можна використати для урівноваження генерування ВДЕ ($g_c = 1/G_c$); G_x – максимально доступна потужність накопичувачів електрохімічного типу ($g_x = 1/G_x$).

Цільова функція (3) сформована за певних допущень. У виразі (3) не враховані деякі складові способів резервування задачі мінімізації $B_{рез}$ з (2). Зокрема, це витрати на збільшення пропускної здатності ліній електропередачі, яка на початковому етапі вважається достатньою, та витрати на координацію графіків генерування і споживання електроенергії в ЕЕС, що в електричних мережах частково вже використовується. Останній член цільової функції (3) відображає витрати на покриття втрат електроенергії, які пов'язані з реалізацією засобів резервування. При цьому вважається, що накопичувачі електрохімічного типу і системний резерв розміщені централізовано.

Для аналізу системи резервування генерування ВДЕ використаємо методи теорії подібності, зокрема критеріального методу [10, 11]. Перевагою вибраного методу є те, що він дозволяє отримати критерії подібності, які зв'язують між собою однойменні параметри, в нашому випадку різних способів резервування, і створюються умови для аналізу співрозмірності і чутливості результатів розрахунків у відносних одиницях за обмеженої кількості вихідної інформації [12].

Задача (3) не відповідає умові канонічності [11], коли міра її складності $s=m-n-l=0$, де m – кількість членів цільової функції, n – кількість змінних P_i . У нашому випадку $s=7-4-1=2$. Згідно критеріальному методу запишемо систему ортогональних і нормованих (ортонормованих) рівнянь для (3) [11]:

$$\left\{ \begin{array}{l} -\pi_1 + 2\pi_5 + \pi_7 = 0; \\ \pi_2 - \pi_5 = 0; \\ \pi_3 - \pi_5 = 0; \\ -\pi_4 + 2\pi_5 + \pi_6 = 0; \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 + \pi_5 = 1; \end{array} \right. \Rightarrow \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 2 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 2 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \pi_4 \\ \pi_5 \\ \pi_6 \\ \pi_7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Оскільки в цій системі рівнянь всі параметри дійсні і мають певні допустимі межі існування, то такі рівняння мають дійсну множину рішень стосовно двох (оскільки $s=2$) з параметрів. Множину рішень можна будувати, прийнявши за базові будь-які зі складових резервування в (3). В нашому випадку доцільно за базові складові прийняти витрати на системний резерв як найбільш стійку і з якою можна порівнювати решту складових та витрати на електрохімічні накопичувачі, для яких встановилися цінові показники. Якщо прийняти витрати на користування системним резервом та на електрохімічні накопичувачі за базові змінні, то система рівнянь (4) розв'язується відносно π_6 і π_7 . Тоді, шляхом лінійних перетворень розв'язок системи рівнянь (4) і відповідна множина допустимих рішень відносно π_6 і π_7 отримується у вигляді:

$$\pi = \mathbf{b}_0 + \mathbf{b}_n \begin{bmatrix} \pi_6 \\ \pi_7 \end{bmatrix}, \quad (5)$$

де \mathbf{b}_0 – вектор нормалізації; \mathbf{b}_n – вектори нев'язки.

У нашому випадку
$$\mathbf{b}_0 = \frac{1}{7} \begin{bmatrix} 2 \\ 1 \\ 1 \\ 2 \\ 1 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{b}_n = \frac{1}{7} \begin{bmatrix} -2 & 5 \\ -1 & -1 \\ -1 & -1 \\ 5 & -2 \\ -1 & -1 \end{bmatrix}. \quad (6)$$

Критерії подібності, які виражено через критерії π_6 та π_7 :

$$\begin{aligned} \pi_1 &= \frac{2}{7} - \frac{2}{7}\pi_6 + \frac{5}{7}\pi_7; \quad \pi_2 = \frac{1}{7} - \frac{1}{7}\pi_6 - \frac{1}{7}\pi_7; \quad \pi_3 = \frac{1}{7} - \frac{1}{7}\pi_6 - \frac{1}{7}\pi_7; \\ \pi_4 &= \frac{2}{7} + \frac{5}{7}\pi_6 - \frac{2}{7}\pi_7; \quad \pi_5 = \frac{1}{7} - \frac{1}{7}\pi_6 - \frac{1}{7}\pi_7. \end{aligned} \quad (7)$$

В критеріальній формі вираз оптимальних витрат (3) запишеться:

$$B_{рез*} = \frac{\pi_{1o}}{P_{x*}} + \pi_{2o}P_{\theta*} + \pi_{3o}P_{\rho*} + \frac{\pi_{4o}}{P_{c*}} + \pi_{5o} \frac{P_{x*}^2 P_{c*}^2}{P_{\theta*} P_{\rho*}}, \quad (8)$$

де $B_{рез*} = B_{рез} / B_{рез \min}$; $P_{x*} = P_x / P_{x0}$, $P_{\theta*} = P_{\theta} / P_{\theta0}$, $P_{\rho*} = P_{\rho} / P_{\rho0}$, $P_{c*} = P_c / P_{c0}$, де $P_x, P_{\theta}, P_{\rho}, P_c$ – відповідно поточні та оптимальні значення потужностей способів резервування.

З врахуванням значень критеріїв подібності з (7) вираз (8) перепишеться:

$$\begin{aligned} B_{рез*} &= \left(\frac{2}{7} \frac{1}{P_{x*}} + \frac{1}{7} P_{\theta*} + \frac{1}{7} P_{\rho*} + \frac{2}{7} P_{c*} + \frac{1}{7} \frac{P_{x*}^2 P_{c*}^2}{P_{\theta*} P_{\rho*}} \right) - \left(\frac{2}{7} \frac{1}{P_{x*}} + \frac{1}{7} P_{\theta*} + \frac{1}{7} P_{\rho*} - \frac{5}{7} P_{c*} + \frac{1}{7} \frac{P_{x*}^2 P_{c*}^2}{P_{\theta*} P_{\rho*}} \right) \pi_6 - \\ &- \left(-\frac{5}{7} \frac{1}{P_{x*}} + \frac{1}{7} P_{\theta*} + \frac{1}{7} P_{\rho*} + \frac{2}{7} P_{c*} + \frac{1}{7} \frac{P_{x*}^2 P_{c*}^2}{P_{\theta*} P_{\rho*}} \right) \pi_7. \end{aligned} \quad (9)$$

Відносне значення витрат на резервування генерування ВДЕ має три складові. Перша складова визначається оптимальними значеннями витрат на заходи резервування і їх співвідношеннями. Інші – залежать від потужностей системного резерву G_c і електрохімічних накопичувачів G_x . Якщо системний резерв і електрохімічні накопичувачі не використовуються, то $B_{рез*}$ визначається тільки першою складовою:

$$B_{рез*} = \left(\frac{2}{7} \frac{1}{P_{x*}} + \frac{1}{7} P_{\theta*} + \frac{1}{7} P_{\rho*} + \frac{2}{7} P_{c*} + \frac{1}{7} \frac{P_{x*}^2 P_{c*}^2}{P_{\theta*} P_{\rho*}} \right). \quad (10)$$

З (10) видно, що якщо значення потужностей заходів резервування оптимальні, тобто у відносних одиницях всі $P_{i*} = 1$, то також $B_{рез*} = 1$. Це означає, що вираз (10) дозволяє аналізувати заходи резервування генерування ВДЕ на співрозмірність і чутливість $B_{рез*}$ до відхилення потужностей P_{i*} від їх оптимальних значень у відносних одиницях [12].

Відповідно прийнятій моделі (3) доцільні витрат на урівноваження графіка генерування ВДЕ і її модифікованій моделі (10) оптимальні витрати на засоби резервування знаходяться у певному співвідношенні. Сумарні витрати будуть економічно доцільними, якщо вони розподіляться у таких пропорціях: витрати на водневі і біогазові технології будуть однакові, однаковими мають бути також витрати на електрохімічне акумулювання і використання системного резерву. Разом з тим, поки розвиваються водневі і біогазові технології доцільно користуватися системним резервом і електрохімічним акумулюванням, хоча це в два рази дорожче.

Такі результати отримані виходячи з того, що значення оптимальних критеріїв подібності не залежать від параметрів C_1, \dots, C_5 . Що стосується узагальнених показників C_1, \dots, C_5 , то вплив їх на економічно доцільні значення потужності $P_{x*}, P_{\theta*}, P_{\rho*}, P_{c*}$ і на витрати $B_{рез*}$ можна оцінити, визначивши їх значення із системи рівнянь, записаних згідно методу інтегральних аналогів з (3) з врахуванням (7) [10]:

Критеріальне рівняння (10) також дозволяє оцінити вплив вихідних даних на економічно доцільні значення витрат і потужності, які визначаються з кожного зі способів резервування, тобто дослідити чутливість витрат до зміни потужності. Воно дозволяє визначити зміни питомих витрат при зміні тієї чи іншої потужності, що оптимізується, тобто дослідити економічну стійкість витрат до зміни параметрів. На рис. 1, як приклад, наведено залежності чутливості витрат $B_{рез*}$ до зміни потужності системного резерву та

до змін потужності водневих технологій. З рис. 1 видно, що коли потужність системного резерву P_c збільшити на 50%, то значення витрат збільшаться на 32,1%, а якщо вдвічі – то значення витрат збільшаться на 71,4%. Якщо P_v збільшити на 50%, то значення витрат збільшаться на 2,4%, що набагато менше ніж витрати на системний резерв.

$$\begin{cases} \frac{2}{7} - \frac{2}{7}\pi_6 + \frac{5}{7}\pi_7 = \frac{C_1}{B_{рез}P_x}; \\ \frac{1}{7} - \frac{1}{7}\pi_6 - \frac{1}{7}\pi_7 = \frac{C_2P_v}{B_{рез}}; \\ \frac{1}{7} - \frac{1}{7}\pi_6 - \frac{1}{7}\pi_7 = \frac{C_3P_z}{B_{рез}}; \\ \frac{2}{7} + \frac{5}{7}\pi_6 - \frac{2}{7}\pi_7 = \frac{C_4}{B_{рез}P_c}; \\ \frac{1}{7} - \frac{1}{7}\pi_6 - \frac{1}{7}\pi_7 = \frac{C_5P_x^2P_c^2}{B_{рез}P_vP_z}. \end{cases} \quad (11)$$

З системи рівнянь (11) для $\pi_6 = 0$ і $\pi_7 = 0$ знаходимо:

$$P_x = \left[\frac{C_1^5}{8 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot C_4^2 \cdot C_5} \right]^{\frac{1}{7}}; \quad P_v = \left[\frac{C_1^2 \cdot C_3 \cdot C_4^2 \cdot C_5}{16 \cdot C_2^6} \right]^{\frac{1}{7}}; \quad P_z = \left[\frac{C_1^2 \cdot C_2 \cdot C_4^2 \cdot C_5}{16 \cdot C_3^6} \right]^{\frac{1}{7}};$$

$$P_c = \left[\frac{C_4^5}{8 \cdot C_1^2 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot C_5} \right]^{\frac{1}{7}}; \quad B_{рез} = \frac{1}{7} \cdot \left[16 \cdot C_1^2 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot C_4^2 \cdot C_5 \right]^{\frac{1}{7}}. \quad (12)$$

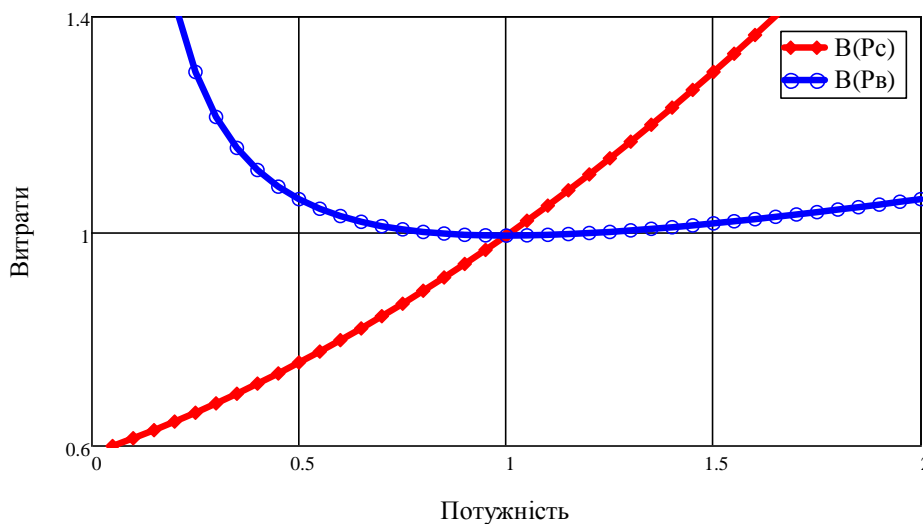


Рис. 1. Чутливість витрат до зміни потужності системного резерву (червона крива) та до змін потужності водневих технологій (синя крива)

З отриманих виразів (12) можна оцінити вплив зміни, наприклад C_1 , на економічно доцільні значення усіх змінних. Вирази (12) показують, що економічно доцільні значення потужності, які визначаються з кожного зі способів резервування і витрат на їх реалізацію, залежать від прийнятого сценарію реалізації резервування. Тому економічно доцільні способи резервування та їх потужності, а також параметри реалізації кожного способу обираються з врахуванням їх взаємовпливу в системі. Наприклад, якщо C_1 відносно базисного збільшиться на 20% при незмінних C_2, C_3, C_4, C_5 , то сумарні витрати $B_{рез}$ на урівноваження графіка генерування ВДЕ шляхом резервування зростуть на 40%.

Висновки

Для перед проектного аналізу способів резервування відновлюваних джерел енергії з нестабільним генеруванням в задачі балансування режимів електроенергетичних систем під час розбудови їх в електричних мережах енергосистем доцільно використовувати критеріальний метод, побудований на основі теорії подібності. Такий підхід дає можливість у відносних одиницях оцінити переваги того чи іншого способу резервування і встановити їх оптимальні потужності за даних вартісних характеристик. Результати оптимізації, отримані в критеріальній формі, дозволяють аналізувати відносну співрозмірність і чутливість складових цільової функції, в нашому випадку витрат на способи резервування нестабільного генерування ВДЕ. Результати співрозмірності дають можливість ранжувати способи резервування генерування ВДЕ за витратами, а чутливість – раціонально, найбільш ефективно використовувати потужності різних способів під час експлуатації.

Список використаних джерел

1. Буславець О.А., Лежнюк П.Д., Черемісін М.М. Інформаційне забезпечення задач зменшення втрат електроенергії в електричних мережах: монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2020. – 184 с.
2. Блінов І. В., Мірошник В. А., Шиманюк П. В. Оцінка вартості похибки прогнозу «На добу наперед» технологічних втрат електричної енергії // Технічна електродинаміка. – 2020.– №5. – С. 70–73. doi.org/10.15407/techned2020.05.070
3. Petro Lezhniuk, Olexander Rubanenko, Olena Rubanenko. Determination of Optimal Transformation Ratios of Power System Transformers in Conditions of Incomplete Information Regarding the Values of Diagnostic Parameters. – Chapter of book: “Fuzzy Logic” . – 2019. – p. 1-29. doi: 10.5772/intechopen.84959.
4. Про затвердження Кодексу системи передачі, 2018. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=31909> (Дата звернення: 15.09. 2020).
5. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії: монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 164 с.
6. M. Bertolini, M. Buso, and L. Greco, "Competition in smart distribution grids," *Energy Policy*, vol. 145, p. 111729, 2020/10/01/ 2020.
7. Відновлювані джерела енергії : монографія / С. О. Кудря, Н. М. Мхітарян, В. Ф. Рєзцов, Т. В. Суржик та ін.; за ред. С. О. Кудрі. Київ : ІБЕ НАН України, 2020. –392 с.
8. <https://ua.energy/> – сайт ПрАТ «Національна енергетична компанія „Укренерго“» (НЕК «Укренерго»).
9. Petro Lezhniuk, Viacheslav Komar, Olena Rubanenko. Criterion modeling of the process redundancy of renewable energy sources power generation instability by electrochemical accumulators // *Computational Problems of Electrical Engineering*, 2021, Volume 11, №2, pp. 12–17.
10. Веников В.А. Теория подобия и моделирования. – М.: Высшая школа, 1976. – 479 с.
11. Астахов Ю.Н., Лежнюк П.Д. Применение критеріального метода в электроэнергетике. – Киев: УМК ВО, 1989. – 140 с.
12. Petr Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Olena Rubanenko, Natalia Ostra. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources // *Przeglad Elektrotechniczny*, Vol 2020, №10, page 32–38. DOI: 10.15199/48.2020.10.05.

P. Lezhniuk¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000 0002 9366 3553

V. Komar¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000 0003 4969 8553

K. Povstianko¹, PhD student, ORCID 0000 0002 5501 662X

¹Vinnitsia National Technical University

RELATIVE ASSESSMENT OF THE COST OF RESERVATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES

The generation of electricity by solar and wind power plants depends on natural conditions, and therefore there are problems with their participation in the process of balancing the modes of electric power systems (EPS). It is difficult for them to carry out the forecasted and approved hourly generation schedule for the next day with the specified accuracy. The UES is forced to keep a capacity reserve to compensate for deviations of renewable energy sources (EPS) from the projected generation schedule. Since these deviations can be both larger and smaller than the permissible ones, it is by this criterion that we can choose and form a means to balance the EPS regimes. The paper proposes a method for researching backup measures of renewable energy sources with unstable generation in EPS. The criterion of optimality for comparing RES reservation methods is their relative costs

Among the ways of reserving RES, system reserve is generally used (mainly the maneuverable capacities

of thermal and hydroelectric power plants), but since it is not enough, it is suggested to use other means of reserving power available today: electrochemical electricity storage, hydrogen and biogas technologies.

Mathematical models based on the theory of similarity and the criterion method have been developed to analyze the technical and economic efficiency of certain means of reservation. The criterion method is preferred due to the fact that, with minimal available initial information, it provides an opportunity to compare different methods of reserving RES generation and determine the optimal ones. The method makes it possible to assess their proportionality, as well as to determine the sensitivity of costs to the power of reservation methods.

Criterion models have been formed that make it possible to build the dependence of the costs and reserve means of variable RES generation on the capacity of the reserve means.. Such dependencies make it possible to more reasonably choose certain reservation methods at the first stage in accordance with the characteristics and requirements of the UES. They can be clarified if the price indicators that are valid at the moment and for the near future are known.

Keywords: electric power system, renewable energy sources, lack of generation, means of reservation, similarity theory, criterion method.

References

1. Buslavets O.A., Lezhnyuk P.D., Cheremisin M.M. Information provision of the tasks of reducing electricity losses in electrical networks: monograph. – Vinnytsia: VNTU, 2020. – 184 p.
2. Blinov I. V., Mirosnyk V. A., Shymanyuk P. V. Estimation of the cost of the error of the forecast "One day ahead" of technological losses of electrical energy // Technical electrodynamics. – 2020.– №5. – P. 70–73. doi.org/10.15407/techned2020.05.070
3. Petro Lezhniuk, Olexander Rubanenko, Olena Rubanenko. Determination of Optimal Transformation Ratios of Power System Transformers in Conditions of Incomplete Information Regarding the Values of Diagnostic Parameters. – Chapter of book: "Fuzzy Logic". – 2019. – p. 1-29. doi: 10.5772/intechopen.84959.
4. On the approval of the Transmission System Code, 2018. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=31909> (Application date:15.09. 2020).
5. Lezhnyuk P.D., Rubanenko O.E., Gunko I.O. Optimization of modes of electrical networks with renewable sources of electricity: monograph. – Vinnytsia: VNTU, 2017. – 164 p.
6. M. Bertolini, M. Buso, and L. Greco, "Competition in smart distribution grids," *Energy Policy*, vol. 145, p. 111729, 2020/10/01/ 2020.
7. Renewable energy sources: monograph / S. O. Kudrya, N. M. Mkhitarian, V. F. Ryzetsov, T. V. Surzhik, and others.; under the editorship S. O. Kudri. Kyiv : NAS Ukraine 2020. –392 p.
8. <https://ua.energy/> – website of PrJSC "National Energy Company "Ukrenergo"" (NPC «Ukrenergo»).
9. Petro Lezhniuk, Viacheslav Komar, Olena Rubanenko. Criterion modeling of the process redundancy of renewable energy sources power generation instability by electrochemical accumulators // Computational Problems of Electrical Engineering, 2021, Volume 11, №2, pp. 12–17.
10. Venikov V.A. Theory of similarity and modeling. – M.: Graduate School, 1976. – 479 p.
11. Astakhov Yu.N., Lezhnyuk P.D. Application of the criterion method in the electric power industry. – Kyiv: 1989. – 140 c.
12. Petr Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Olena Rubanenko, Natalia Ostra. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources // Przegląd Elektrotechniczny, Vol 2020, №10, page 32–38. DOI: 10.15199/48.2020.10.05.

Надійшла 15.11.2022

Received 15.11.2022

СУЧАСНІ ТЕНДЕНЦІЇ В ПРОЕКТУВАННІ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ

У статті розглянуто питання застосування сучасного обладнання при будівництві та модернізації електричних підстанцій.

Проаналізовано сучасний стан обладнання електричних підстанцій. Показано, що більше половини обладнання відпрацювало свій технічний ресурс. Значно зріс відсоток відмов через старіння.

Описано сучасні тенденції в проектуванні та нові концепції спорудження і монтажу електричних підстанцій. Розглянуто комплектно-блочну технологію будівництва електричних підстанцій. Представлено досвід реконструкції підстанцій в Європі. Порівняно технології ВРП, ГРПЕ та КРПЕ.

Охарактеризовано основних постачальників обладнання для електричних підстанцій в Україні. Описано варіанти використання елегазового обладнання. Приведено концепції закритої модульної конструкції та «гібридних модулів».

Представлено поступові зміни традиційної для ОЕС України схеми «дві робочі системи шин з обхідною системою шин» в залежності від вибору комутаційних апаратів. Надано нові схемні рішення для підстанцій на відпайках. Проаналізовано переваги та недоліки представлених схем.

Ключові слова: електрична підстанція, проектування підстанцій, сучасні тенденції, світовий досвід, однолінійна схема, сучасне обладнання, ГРПЕ, КРПЕ.

Вступ.

Більша частина підстанцій України була побудована ще у 80-тих, 90-тих роках минулого сторіччя і фізично та морально застаріла. Зокрема 60% обладнання електричних підстанцій вже відпрацювало свій технічний ресурс. Протягом останніх років знос обладнання підстанцій знаходиться на критичному рівні. Це відноситься як до розподільних пристроїв змінного, так і постійного струму. Відсоток відмов технічних засобів на ряді залізниць через старіння досягає 35 - 45% від загальної кількості.

Кількість стаціонарних тягових підстанцій з напругою 220 кВ складає 1 підстанція, 154-110 кВ – 197 одиниць, 20-35 кВ – 80 одиниць, 16 тягових підстанцій постійного струму мають напругу 6-10 кВ [1].

Один з напрямів удосконалення господарства електропостачання – електричні підстанції нового покоління для живлення різних систем електричної тяги.

За останні десятиліття промисловістю освоєно випуск високонадійного сучасного електротехнічного обладнання (виробництва Siemens, АВВ та ін.) [2], яке практично не вимагає обслуговування (догляду) протягом усього терміну служби. Однак, застосування таких електроапаратів призводить не тільки до збільшення надійності РП підстанцій, а й до значного зростання їх вартості.

Правильно вибрати пріоритети досліджень в цій області дозволяє аналіз існуючих схемних рішень РП, техніко-економічного обґрунтування і методик оцінки показників надійності.

Мета та завдання досліджень. Мета. Провести комплексний аналіз схемотехнічних рішень для будівництва нових та модернізації існуючих підстанцій

Завдання. Дослідити сучасні тенденції в проектуванні електричних підстанцій. Розглянути нові концепції спорудження і монтажу електричних підстанцій. Проаналізувати світовий досвід в області компоновки однолінійних схем та застосування сучасного обладнання. На основі комплексного аналізу зробити висновки про переваги та недоліки представлених схем та представити критерії вибору тієї чи іншої схеми та відповідного обладнання.

Матеріал і результати досліджень.

Один з напрямів удосконалення господарства електропостачання – електричні підстанції нового покоління для живлення різних систем електричної тяги. На сьогоднішній день розроблені та продовжують вдосконалюватися нові концепції спорудження і монтажу електричних підстанцій.

Застосовується комплектно-блочна технологія, яка дозволяє в значному ступені подолати існуючі проблеми. Сутність такої технології заключається в тому, що на одному підприємстві здійснюється дослідження та конструювання, проектування, виробництво, монтаж, наладка, сервісне та гарантійне обслуговування. В основу комплектно-блочної технології покладена концепція створення не обслуговуваної підстанції без постійного експлуатаційного персоналу, яка базується на наступних принципах:

- використання при спорудженні нових і реконструкції діючих підстанцій високонадійного обладнання, що не потребує постійної присутності чергового персоналу та технічне обслуговування якого мінімальне;

- застосування засобів автоматизації та функціональної діагностики всього обладнання підстанції, що дозволяє перейти від обслуговування «по регламенту» до обслуговування «за потребою».

При будівництві підстанції необхідно забезпечити:

- значне підвищення техніко-експлуатаційних, енергетичних та економічних показників роботи підстанції;
- мінімізацію затрат на спорудження (реконструкцію) будівлі підстанції;
- врахування реальних рівнів завантаження ділянок залізниці;
- забезпечення вимог екологічності та електромагнітної сумісності;
- електробезпеку.

Результатом реалізації такого підходу являється не просто розробка нового комплексу обладнання для підстанції, але і впровадження нових технологій електрифікації та реконструкції, що охоплюють всі етапи:

- автоматизоване проектування системи тягового електропостачання для конкретної ділянки;
- виготовлення та наладка обладнання в умовах сучасного виробництва, монтаж на місці експлуатації та мінімізація технічного обслуговування при експлуатації.

Для реалізації перерахованих цілей необхідно вирішити наступні основні технічні задачі:

1. Впровадження обладнання, що не потребує постійної присутності чергового персоналу та дає можливість зосередити обслуговування кваліфікованим персоналом, оперативне управління в центрах (залізничних вузлах та великих населених пунктах) з розвинутою інфраструктурою.

2. Спрощення схем головних електричних з'єднань підстанції, що визначають кількість обладнання, режим його роботи та основні енергетичні показники.

3. Визначення переліку основних силових компонентів та їх конструктивного виконання, що дозволить знизити витрати, забезпечити високі гарантійні строки та мінімізувати або виключити технічне обслуговування.

4. Розробка схем вторинних кіл на основі мікропроцесорних фідерних терміналів, що виконують всі функції на даному приєднанні, включаючи діагностику стану силового обладнання та самодіагностику.

5. Організація високонадійної системи управління підстанцією, що забезпечує роботу без постійного чергового персоналу, доступність та достовірність інформації про технічний стан обладнання.

6. Визначення оптимальної технології проведення всіх робіт при умові забезпечення безперебійного електропостачання.

Вирішення поставлених вище задач дозволить:

- знизити втрати електроенергії в системі тягового електропостачання та підвищити енергетичні показники системи;
- скоротити витрати на технічне обслуговування за рахунок оптимізації трудових, енергетичних та матеріальних ресурсів;
- підвищити надійність функціонування всього обладнання і безпеку персоналу.

Світовий досвід показує, що складовими реалізації малолюдної технології являються:

1. Впровадження систем тягового електропостачання, що забезпечує мінімальну кількість опорних підстанцій з прив'язкою їх до об'єктів інших служб або великих населених пунктів. На лінії повинні залишитись максимально спрощені електроустановки, що не потребують технічного обслуговування.

2. Використання високонадійного електрообладнання, що не потребує планово-попереджувального ремонту протягом встановленого строку служби або постійної присутності чергового персоналу.

3. Максимальна автоматизація процедур обслуговування, яка досягається шляхом створення автоматизованих систем управління технологічними процесами.

4. Високоєфективна інфраструктура експлуатації та технічного обслуговування підстанцій.

Сьогодні, завдяки росту надійності окремих компонентів електрообладнання та появи сучасних матеріалів, це стає можливим практично.

Зі сторони створення електричної схеми відсутня різниця між традиційними Відкритими Розподільчими Пристроями - ВРП (AIS) та Комплектними Розподільчими Пристроями Елегазовими - КРПЕ (GIS) і Гібридними Розподільчими Пристроями Елегазовими - ГРПЕ (MTS).

Досвід експлуатації показує, що імовірність втрати одного приєднання для КРПЕ в 4,9 разів менша, ніж для ВРП, а системи шин – в 14,5 разів менша.

Капітальні ремонти обладнання КРПЕ, ГРПЕ проводяться за напрацюванням, наприклад, для вимикачів – 10 000 комутацій при номінальному струмі відключення або 20 – 25 комутацій при повному струмі к.з. Відповідно до статистичних даних такий випадок настає десь через 18 – 20 років експлуатації сучасних КРПЕ, ГРПЕ. При очікуваному терміні служби 50 років – капітальний ремонт можливий (але не обов'язковий) всього 1 раз протягом всього періоду експлуатації КРПЕ, ГРПЕ.

За даними проведення реконструкції підстанцій в Східній Європі в період 2008 – 2020 р.р., початкові витрати на:

- проектування,
- забезпечення приладами РЗ і ПА,

- монтаж і введення в експлуатацію ПС

для технологій ВРП, ГРПЕ та КРПЕ мають однаковий порядок, при цьому високовольтні компоненти КРПЕ приблизно в 3 рази дорожчі ніж аналогічні компоненти ВРП, але вартість будівельних робіт для ВРП майже в 4 рази вища ніж для КРПЕ.

Якщо враховувати вартість опор, порталів, ошиновки і заземлюючих пристроїв, розхідних матеріалів (зокрема кабельної продукції) та витрати на додаткове проєктування для створення тимчасових схем під час реконструкції, то КРПЕ може бути всього лише на 40-50% дорожче ніж ВРП. Проте, впродовж терміну експлуатації (30 років і більше) досягається значна економія в експлуатаційному та ремонтному обслуговуванні обладнання КРПЕ.

Обладнання розподільчого пристрою 110-150кВ з використанням гібридних модулів (PASS виробництва ABB, HУраст виробництва GE тощо) буде коштувати на 10-15% дорожче від використання традиційного (AIS) обладнання, проте вартість будівельно-монтажних робіт нижча. В процесі 20-ти річного циклу експлуатації, як свідчать матеріали CIGRE, гібридний розподільчий пристрій (ГРПЕ) буде дешевшим на 20%. Особливо серйозно проблема надійності проявляється у випадках, коли обладнання з різними показниками надійності опиняється на одному об'єкті, наприклад, в ході реконструкції [3].

На сьогодні існує різноманітний вибір обладнання розподільчих пристроїв електричних підстанцій, які постачаються як заводами України, так і заводами іноземних фірм. Обладнання постачається повністю укомплектованим, відрегульованим, випробуваним в заводських умовах і має максимальну готовність до монтажу. Коротко охарактеризуємо основних постачальників.

ВАТ Ровенського заводу високовольтної апаратури «РЗВА» - найбільше підприємство по виробництву високовольтної комутаційної апаратури від 6 до 110 кВ в Україні. На основі сучасної технології з використанням комплектуючих виробів різних фірм ВАТ «РЗВА» виробляє високоякісні економічні в експлуатації апарати на напругу від 6 до 110 кВ.

Розподільний пристрій виробництва фірми SIEMENS. Фірма SIEMENS є одним з найбільших і сучасних концернів світу, що займає провідні позиції у області електротехніки і електроніки. Починаючи з 1997 г на ринку України працює дочірнє підприємство «Сіменс Україна», українське підприємство з німецьким капіталом. Все електроустаткування, що постачається, на класи напруги від 6 кВ до 750 кВ добре зарекомендувало себе в українських експлуатаційних умовах.

Комплектний розподільний пристрій (КРП) виготовлення фірми SIEMENS є газоізолюваною системою з вакуумним вимикачем, з робочою і запасною шинами, у яких є приєднання для тягових потреб, для власних потреб і для компенсації. Кожна з підстанцій має живлячі лінії контактної мережі в обидва напрямки. Кожна з цих ліній споживається від робочої шини і резервується від запасної. Збірні шини мають подвійне подовжнє секціонування, яке дозволяє здійснювати електропостачання в аварійних режимах. У разі потреби можливо від однієї тягової підстанції живити дві прилеглі ділянки.

У якості трансформаторів власних потреб на нових підстанціях використовуються більш надійні сухі трансформатори [4], встановлені в приміщеннях підстанцій. Власні потреби постійного струму одержують живлення від сучасних герметичних акумуляторних батарей, що не потребують обслуговування. Батареї експлуатуються при підтримці постійної напруги підзаряду з двома зарядно-підзарядними агрегатами і призначені для довгого періоду роботи. Вони можуть працювати в циклічному режимі, дозволяючи глибокий розряд.

Створений компанією ABB T&D елегазовий комутаційний комплекс PASS MO – результат багаторічних досліджень і розробок, результат багаторічного досвіду виробництва і експлуатації високовольтних підстанцій фахівцями компанії. Конструкція комірок дозволяє реалізувати всі можливі схеми розподільчих пристроїв.

Модуль PASS дозволяє виконати будь-яку компоновку підстанції найефективніше використовуючи займану площу. Компактність підстанції гарантована багатим досвідом у області досліджень і розробок, виробництва і експлуатації розподільчих пристроїв.

Основні характеристики PASS, це його компактність і модульна конструкція, яка дозволяє увімкнути декілька функцій у одному модулі:

- введення, під'єднувані до однієї або двох збірних шин;
- силовий вимикач;
- один або декілька комбінованих роз'єднувачів / заземлювачів;
- трансформатор струму.

В PASS MO всі частини, що знаходяться під напругою, за винятком збірних шин, укладені в заземлений алюмінієвий корпус, заповнений стислим елегазом. Кожен полюс знаходиться в окремому корпусі. Таким чином досягається максимальна готовність і безпека. Кожен корпус виконаний з відлитих або сварних алюмінієвих конструкцій. Компактна конструкція PASS MO забезпечується завдяки відмінній якості ізоляції елегазу.

Хоча основним елементом підстанції є трансформатор, головна увага в процесі експлуатації приділяється комутаційним апаратам. Вимикачі вимагають частих ремонтів, тому головна функція

конфігурації схеми підстанції полягала в забезпеченні безпечного доступу до вимикача, обладнавши його роз'єднувачами із заземлюючими ножами. Такий підхід, на жаль, часто застосовується для реконструкції підстанцій і сьогодні, з використанням в проєктах реконструкції обладнання світових брендів, яке вже десятки років експлуатується в Європі та світі і продемонструвало високу надійність в роботі.

Для сучасних вимикачів рекомендований міжремонтний інтервал становить 15 років і більше, в той же час, роз'єднувачі мають значно коротший міжремонтний інтервал. Функція роз'єднувача потрібна і сьогодні, але, в першу чергу, для трансформаторів і ліній, а не для відокремлення вимикачів.

Удосконалення розподільчих пристроїв, враховуючи все довші міжремонтні періоди, базується на концепції закритої модульної конструкції («sealed for life»).

Впровадження автоматизованих систем керування підстанцій, удосконалення високовольтних вимикачів призвело до зміни принципів побудови схеми підстанції

Коло потужності через підстанцію можна розділити на три основні частини: лінія, розподільчі пристрої та силові трансформатори. Лінії та силові трансформатори мають відносно високі вимоги до технічного обслуговування. Вони є основною причиною вимкнень для техобслуговування на підстанціях, що працюють в радіальних схемах. У таких випадках обслуговування комутаційного обладнання має другорядне значення.

В замкнутих схемах вирішальними факторами є обладнання розподільчого пристрою (вимикачі, роз'єднувачі тощо), а також конфігурація підстанції.

Головною причиною неготовності певної частини підстанції є плановий ремонт. Існуючі повітряні вимикачі механічно та електрично складні, тому потребують значного обсягу технічного обслуговування. Основна увага зосереджена на тому, як відокремити вимикач для технічного обслуговування та зберегти інші частини підстанції в роботі. Відповідно, підстанції були побудовані з вимикачами та кількома (двома, трьома) роз'єднувачами для ізоляції вимикача, а також з обхідною системою шин, що забезпечують легкий доступ до обслуговування. Системи багаторівневих шин вимагають більшої кількості звичайних роз'єднувачів і простору і, отже, збільшується потреба в обслуговуванні комутаційних апаратів та знижується готовність.

Концепція «гібридних модулів» (MTS) стосується інтеграції різних функцій високовольтного обладнання в комірці підстанції – єдиному модулі з елегазом в якості ізоляції, тобто подібно до комплектного елегазового розподільчого пристрою (GIS). Технологія називається «гібридною», оскільки зв'язок між різними модульними комірками реалізовано в повітрі, як і в технології відкритого розподільчого пристрою (AIS).

Таким чином, ми маємо вимикачі, роз'єднувачі, заземлювачі, вимірювальні трансформатори напруги та обмежувачі перенапруги в відсіках, ізольованих елегазом. Трансформатори струму знаходяться поза елегазовим відсіком.

Гібридний модуль (рис. 1) має високовольтні вводи, які підключені до шин (гнучких або жорстких) ВРП, а з іншого боку – до трансформатора або повітряної лінії, в залежності від випадку застосування [3].

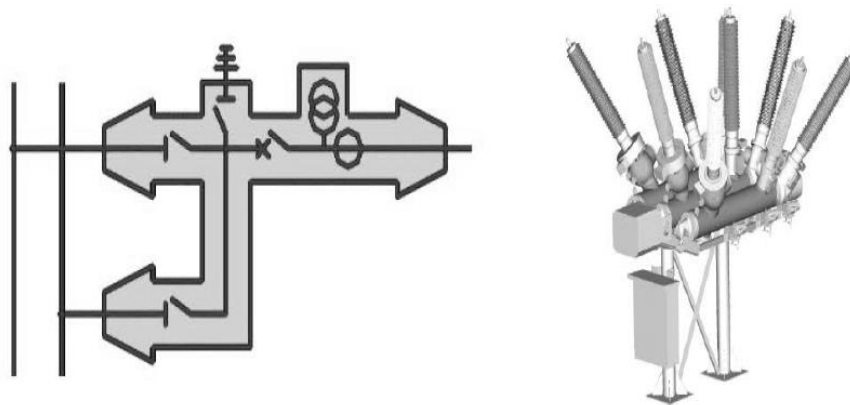


Рисунок 1 – Гібридний модуль 110(150)кВ

У світовій практиці зміна принципів проєктування дала можливість поєднати функцію роз'єднання з вимиканням в одному корпусі, створивши, таким чином, новий модуль «вимикач - роз'єднувач». Завдяки тому, що контакти роз'єднувача знаходяться в захищеному середовищі елегазу (SF₆), функція роз'єднувача має високу надійність. Інтервал між обслуговуванням збільшується, підвищується тим самим загальна експлуатаційна готовність підстанції і зменшуються ремонтно-експлуатаційні витрати.

На рис. 2 представлено поступові зміни традиційної для ОЕС України схеми «дві робочі системи шин з обхідною системою шин» в залежності від вибору комутаційних апаратів. Для повітряних вимикачів з короткими міжремонтними періодами життєво необхідна обхідна система шин і обхідний вимикач (а на

великих підстанціях навіть два ОБ), щоб запобігти відключенню лінії або трансформатора на час обслуговування вимикача. В разі використання елегазових вимикачів відпадає необхідність обхідної системи шин (міжремонтний інтервал вимикача 15 років і більше). Найслабшою ланкою залишаються роз'єднувачі, міжремонтний інтервал яких не перевищує 2-3 роки. Необхідно створювати ремонтні схеми для обслуговування роз'єднувачів. Щоб уникнути цього, застосовуються гібридні модулі з однаковим міжремонтним періодом для всього обладнання модуля [3].

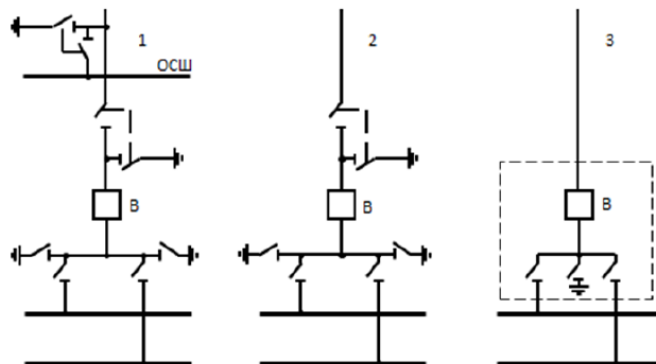


Рисунок 2 – Трансформація схеми «дві робочі і обхідна системи шин»:
1 – повітряний вимикач, 2 – елегазовий вимикач, 3 – модуль гібридного РП

На сьогоднішній день проектними інститутами прийняті типові схеми підстанцій, але, як було зазначено вище, такі схеми мають ряд недоліків. На сьогоднішній день розроблені нові схемні рішення. Нижче розглянемо РП живлячої напруги для ТП на відпайках [5]. У схемі ТП на відпайках запропоновано перенести трансформатори напруги $TV1$ і $TV2$ від перемички за вимикачі $Q1$ і $Q2$, на ділянку приєднання знижувальних трансформаторів (рис. 3). Це пов'язано з тим, що вимірювальні трансформатори напруги в РП живлячої напруги ТП на відпайках призначені тільки для обліку електроенергії

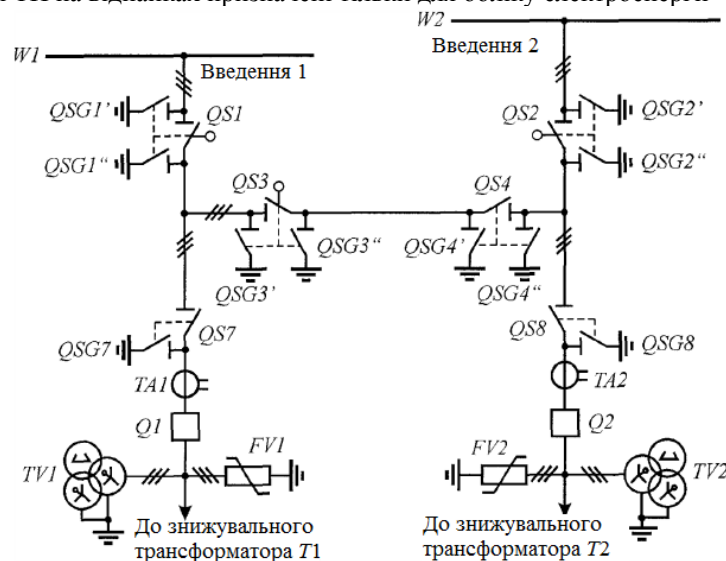


Рисунок 3 – Схема РП живлячої напруги ТП на відпайках з перемичкою на окремо розташованому обладнанні

Таке підключення дозволило відмовитися від роз'єднувача в колах підключення трансформаторів напруги, так як вони будуть виводитися в ремонт разом із знижувальним трансформатором. Крім цього, при такому підключенні трансформатори напруги захищені відповідно вимикачами і обмежувачами перенапруг $FV1$ та $FV2$.

Так як типова схема ТП на відпайках призначена для живлення двох знижувальних трансформаторів і має два введення підключених до різних ліній живлення, то доцільно мати РП живлячої напруги, що складається як мінімум з двох комірок на інтегральному силовому обладнанні. У цьому випадку вони резервували б один одну і виводилися в ремонт разом із знижувальним трансформатором, до якого вони підключені.

У зв'язку з цим була прийнята для проектування схема, що складається з двох комірок на інтегральному силовому обладнанні типу $1Q + 3QS$ (один вимикач і три роз'єднувача), яка зображена на рис. 4.

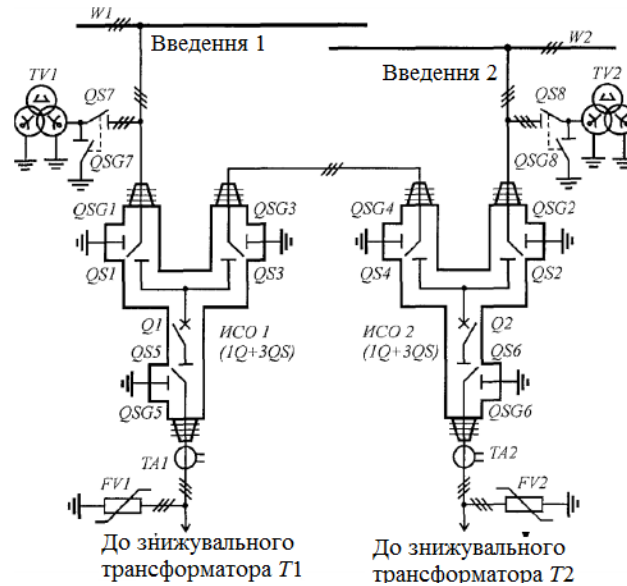


Рисунок 4 – Типова схема РП живлячої напруги ТП на відпайках на інтегральному силовому обладнанні

Дана схема має таку ж гнучкість, що і типова схема. Так роз'єднувачі $QS1$, $QS2$ служать для виведення в ремонт лінії $W1$ або $W2$, роз'єднувачі $QS3$, $QS4$ – для виведення в ремонт відповідно другої або першої комірки на інтегральному силовому обладнанні, вимикачі $Q1$, $Q2$ – для захисту знижувальних трансформаторів.

Додатково в схему введено окремо розташоване обладнання, а саме роз'єднувачі $QS5$, $QS6$. Вони призначені для забезпечення видимого розриву кола при виведенні в ремонт знижувального трансформатора (наприклад $T1$), коли лінія $W2$, яка живить інший трансформатор $T2$, відключена. При цьому живлення трансформатора $T2$ буде здійснюватися від лінії $W1$ по колу $QS1$, $QS3$, $QS4$, $Q2$, $QS6$.

Однак даній схемі властиві й деякі недоліки. Так, наприклад трансформатори напруги $TV1$ ($TV2$), які на ТП на відпайках необхідні тільки для обліку електроенергії, включені через звичайні роз'єднувачі $QS9$ ($QS10$), які являються обладнанням, що вимагає обслуговування. Крім цього, обмежувачі перенапруг $FV1$ ($FV2$) захищають у РП живлячої напруги тільки силові трансформатори $T1$ ($T2$), а трансформатори напруги $TV1$ ($TV2$) не захищені від грозових і комутаційних перенапруг.

Тому була запропонована схема РП живлячої напруги без цих недоліків (рис. 5) [5].

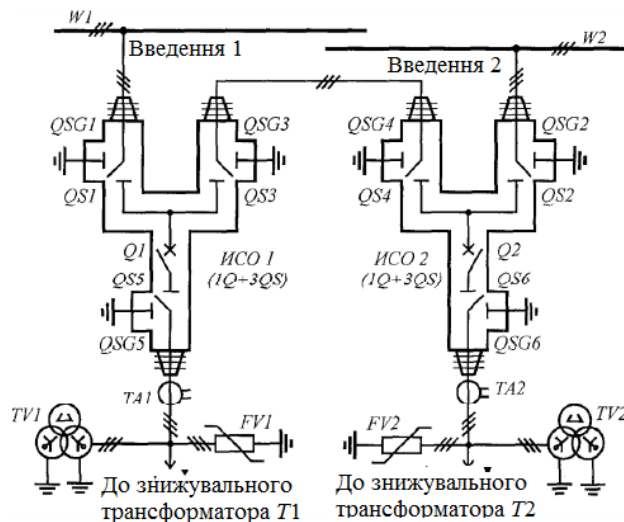


Рисунок 5 – Схема РП живлячої напруги ТП на відпайках з перемичкою на укрупнених комірках на інтегральному силовому обладнанні

Оцінка показників надійності [6] для представлених схем буде наступним етапом дослідження авторів статті.

Висновки.

1. Зі сторони створення електричної схеми відсутня різниця між традиційними Відкритими Розподільчими Пристроями - ВРП (AIS) та Комплектними Розподільчими Пристроями Елегазовими - КРПЕ (GIS) і Гібридними Розподільчими Пристроями Елегазовими - ГРПЕ (MTS). Досвід експлуатації показує, що імовірність втрати одного приєднання для КРПЕ в 4,9 разів менша, ніж для ВРП, а системи шин – в 14,5 разів менша. Капітальні ремонти обладнання КРПЕ, ГРПЕ проводяться за напрацюванням, наприклад, для вимикачів – 10 000 комутацій при номінальному струмі відключення або 20 – 25 комутацій при повному струмі к.з. Відповідно до статистичних даних такий випадок настає десь через 18 – 20 років експлуатації сучасних КРПЕ, ГРПЕ. При очікуваному терміні служби 50 років – капітальний ремонт можливий (але не обов'язковий) всього 1 раз протягом всього періоду експлуатації КРПЕ, ГРПЕ.

2. У світовій практиці зміна принципів проектування дала можливість поєднати функцію роз'єднання з вимикачем в одному корпусі, створивши, таким чином, новий модуль «вимикач - роз'єднувач». Завдяки тому, що контакти роз'єднувача знаходяться в захищеному середовищі елегазу (SF₆), функція роз'єднувача має високу надійність. Інтервал між обслуговуванням збільшується, підвищується тим самим загальна експлуатаційна готовність підстанції і зменшуються ремонтно-експлуатаційні витрати.

3. Проаналізовані варіанти виконання однолінійної схеми для тягової підстанції на відпайках. Кожна з представлених схем має свої переваги та недоліки. Рішення про використання тієї чи іншої схеми повинно прийматись після техніко-економічного розрахунку та визначення надійності схеми. Оцінка показників надійності для представлених схем буде наступним етапом дослідження авторів статті.

Список використаної літератури

1. Тягові підстанції електрифікованих залізниць: навч. посіб. / Т.І. Друбецька, А.М. Бойко. Київ: видавець ФОП Піча Ю.В. 2022. – 338 с.
2. Рішення АББ для розподільчих мереж. Каталог. АББ. Видання-2012. - 108 с
3. Реконструкція підстанцій. Світові тенденції., Ю.М. Бондаренко, В.М. Гомонай: [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://cigre.org.ua/wp-content/uploads/2021/02/Реконструкція-підстанцій.-Світові-тенденції.pdf>
4. Сухі трансформатори. EcoDry: надфективний трансформатор сухого типу. Скорочує витрати за мінімальної дії на довкілля. Технічна інформація. АББ. 1LDE000076 rus Видання-2015. - 8 с
5. Шумаков К.Г. Удосконалення схемних рішень розподільчих пристроїв напруги живлення тягових підстанцій: дис. канд. тех. наук: 05.22.07/ Шумаков Костянтин Геннадійович. - Єкатеринбург, 2012. - 163с.
6. Надійність і діагностика пристроїв тягового електропостачання: Навч. посібник / В. Г. Кузнецов, О. Г. Галкін, О. В. Єфімов, О. О. Матусевич. - Дніпропетровськ : Маковецкий, 2009. - 248 с. :

T.I. Drubetska¹, Cand.Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0002-8580-9719

K.M. Biltsan¹, student of the group EC2027

¹**Ukrainian State University of Science and Technologies**

CURRENT TRENDS IN DESIGN OF ELECTRIC SUBSTATIONS

The issue of using modern equipment in the construction and modernization of electrical substations is discussed in the article.

The current state of electrical substation equipment is analyzed. It is shown that more than half of the equipment has exhausted its technical resource. The percentage of refusals due to aging has increased significantly.

Modern trends in design and new concepts of construction and installation of electrical substations are described. The complete-block technology of construction of electrical substations is considered.

The experience of substation reconstruction in Europe is presented. ODD, MTS and GIS technologies are compared.

The main suppliers of equipment for electrical substations in Ukraine are characterized.

Variants of the use of electric and gas equipment are described.

Concepts of closed modular construction and "hybrid modules" are given.

Gradual changes to the traditional for the unified energy system of Ukraine scheme "two working bus systems with a bypass bus system" are presented, depending on the choice of switching devices.

New schematic solutions for substations on desolderings are provided (the RP scheme of the TP supply voltage on desolderings with a jumper on separate equipment; a typical RP scheme of the TP supply voltage on

desolderings on integrated power equipment, the RP scheme of the TP supply voltage on desolderings with a jumper on enlarged cells on an integral power equipment). The advantages and disadvantages of the presented schemes are analyzed. On the basis of a complex analysis, conclusions are made about the advantages and disadvantages of the presented schemes and the criteria for choosing one or another scheme and the corresponding equipment are presented.

Key words: *electrical substation, substation design, modern trends, world experience, single-line scheme, modern equipment, MTS, GIS.*

References

1. Traction substations of electrified railways: educational manual/ T.I. Drubetska, A.M. Boyko Kyiv: publisher of FOP Picha Yu.V. 2022. – 338 p.
2. ABB solutions for distribution networks. Catalogue. ABB. Edition-2012. - 108 c
3. Reconstruction of substations. World trends., Yu.M. Bondarenko, V.M. Homonai: [Electronic resource] - Access mode: <https://cigre.org.ua/wp-content/uploads/2021/02/Rekonstruktsiya-podstancij.-Svitovitendencii.pdf>
4. Dry transformers. EcoDry: super-efficient dry-type transformer. Reduces costs with minimal impact on the environment. Technical information. ABB. 1LDE000076 rus Edition-2015. - 8 c
5. Shumakov K.G. Improvement of schematic solutions of power distribution devices of traction substations: dissertation. Ph.D. technical Sciences: 05.22.07/ Kostyantyn Gennadiyovych Shumakov. - Yekaterinburg, 2012. - 163p.
6. Reliability and diagnostics of traction power supply devices: educational manual / V. G. Kuznetsov, O. G. Galkin, O. V. Yefimov, O. O. Matusevich. - Dnipropetrovsk: Makovetsky, 2009. - 248 p.

Надійшла 15.11.2022

Recieved 15.11.2022

Y. Trotsenko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0001-9379-0061

T. Katsadze¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0002-8365-0046

M. Dixit², Assoc. Prof., ORCID 0000-0003-1959-7815

J. Peretyatko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0003-1397-8078

¹National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

²Vishwaniketan Institute of Management Entrepreneurship and Engineering Technology

ELECTRICITY TRANSMISSION AND ENVIRONMENT: EFFECT OF WIND LOADS ON LIGHTNING SHIELDING PERFORMANCE OF OVERHEAD POWER LINES

In this paper the estimation of wind load effect on the lightning shielding performance of overhead power lines was performed. According to electro-geometrical model any phase conductor has horizontal exposure width where this conductor is not protected against lightning by the overhead ground wire. A typical double circuit 220 kV lattice power transmission line tower was considered. Obtained results demonstrate that in the presence of thundercloud in windy conditions unprotected distance of phase conductor may increase due to deflections of phase conductors. Geometric locations of the conductor attachment points on the suspension insulator string and the lower point of the conductor sagging were calculated in the range of wind pressure from 0 to 800 Pa. This allowed to determine the exposure width values of a 220 kV overhead power line upper phase conductor in the same range of wind pressure values. The results show that for a minimum lightning current of 3 kA, the unprotected distance increases by 4.323 times from 4.167 m to 18.013 m when the wind pressure increases from 0 to 800 Pa (from 0 to 36.140 m/s). For a minimum lightning current of 5 kA, the unprotected distance increases by 7.735 times from 2.825 m to 21.851 m when wind pressure and wind speed vary in the same range. Although the transmission line is reliably protected against lightning strikes with currents greater than 16 kA at wind pressure of up to 200 Pa (18.070 m/s), when the wind pressure increases from 300 Pa to 800 Pa (from 22.131 m/s to 36.140 m/s), the unprotected area increases from 4.752 m to 26.204 m. In Summary, the results show that the influence of wind load must be taken into account in the tasks of calculating lightning protection of overhead power lines. Further efforts should be focused on studying the lightning shielding performance of overhead power lines of higher voltage classes.

Keywords: lightning, shielding failure, overhead ground wire, wind load, electro-geometric model.

Introduction.

Overhead power lines as a part of the power system have direct contact and mutual influence with the environment. This means that power lines can both affect the environment and be affected by the environment. Effects on the environment due to the physical presence of power lines include [1-4]: deforestation along the route of the overhead power line; physical changes to wildlife habitat; birds collisions and electrocutions with overhead power lines; access issues; avoidance of overhead power lines by some animals due to noise effect and visual detection of corona discharge light; biological effects of electromagnetic fields on plants, animals and human beings. This is a list of the main, but not all, environmental problems. Among the examples of how the environment affects overhead power lines are strong winds causing conductors to break [5] and icing of power line wires and towers during winter storms also causing damages and electricity outages [6]. Phase conductors of overhead power lines are usually protected against lightning by one or two overhead ground wires (shield wires). Each shield wire has protected volume. In windy conditions, phase conductors can swing violently and gallop, and as a result, can go beyond the protected volume. Nowadays, for estimation of lightning shielding failure and possible lightning outages of overhead power lines, electro-geometric model and its various modifications are widely used [7-9]. According to [8, 10] observed number of lightning strokes to upper phase conductors of large-sized overhead transmission lines was larger than those obtained from computations based to conventional electro-geometric model. One of the explanations for this may be that some factors are not taken into account in the model.

Purpose of work:

The aim of the research is to study how wind loads can affect the lightning shielding performance of overhead power lines.

Research material.

The construction of overhead power lines determines the active influence of the surrounding environment on the operational characteristics of power transmission [11-13]. A change in surrounding air temperature, high-speed wind pressure and other atmospheric phenomena cause a change in the position of phase conductors and shield wire in air and, as a result, affect the lightning protection characteristics of the line.

A typical 220 kV power transmission line [14] was considered for calculating the position of the phase conductor and the shield wire in air. Aluminum conductor steel reinforced (ACSR) “ZEBRA” conductor was used, which physical and technical characteristics are given in Table 1.

Table 1. Physical and technical characteristics of ACSR “ZEBRA” conductor

Number and diameter of aluminum wires	54×3.18 mm
Number and diameter of steel wires	7×3.18 mm
Sectional area of aluminum part of wire	428.88 mm ²
Total sectional area	484.48 mm ²
Mass of conductor	1630.0 kg/km
Modulus of elasticity	73.2 GPa
Coefficient of linear thermal expansion	19.91×10 ⁻⁶ K ⁻¹

The shield wire is fixed on a double circuit self-supported lattice transmission line tower with a total height of 37.115 m. A transmission line tower has two sets of three phases. Phase conductors on the tower are fixed in three tiers, the height of the cross-arm of the lower tier is 17.22 m; of the upper tier is 29.17 m. The length of the cross-arm of the upper tier is 4.2 m. The conductor is fixed on insulator strings with a length of 2.879 m; the weight of the insulating suspension is 150 kg. A shield wire with an integrated optical fiber cable OPGW-2 is used for lightning protection of the line. The calculation was performed for an overall span length of 350 m and minimum ground clearance of 7.25 m.

The calculation of the position of the conductor in air was performed for the maximum possible (overall) sag that is illustrated in Fig. 1, showing the position of the lower tier conductor.

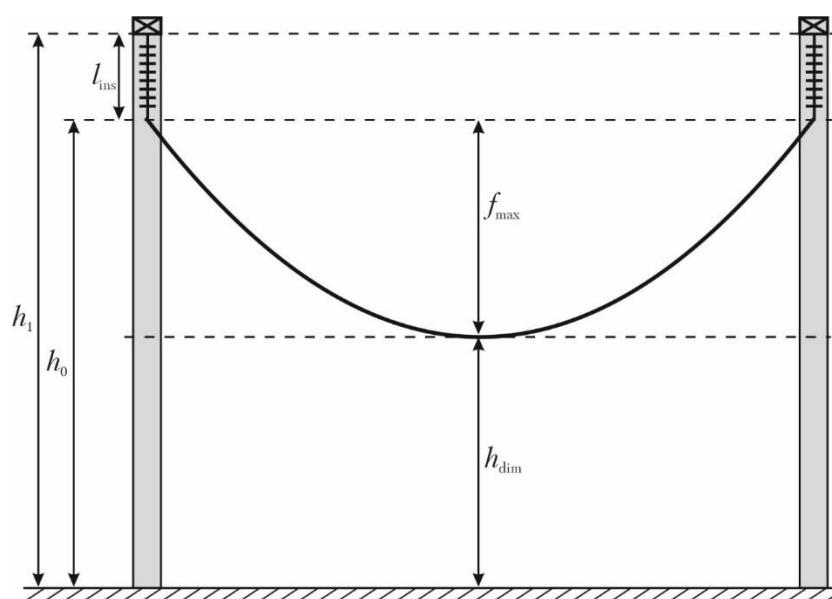


Figure 1 – Determining the sag of the lower phase conductor.

In Fig. 1, the following designations are used: h_1 is the height of the lower cross-arm above the ground level; h_0 is the height of fixing the lower tier conductor above the ground level; l_{ins} is the length of the suspension insulator string; h_{dim} is the ground clearance; f_{max} is the maximum possible (overall) sag of conductor. For the above transmission tower the sag is defined as:

$$f_{max} = h_1 - l_{ins} - h_{dim} = 7.091 \text{ m.} \tag{1}$$

The determination of the shield wire sagging is illustrated in Fig. 2, showing the position of the upper tier conductor and the shield wire that serves for lightning protection.

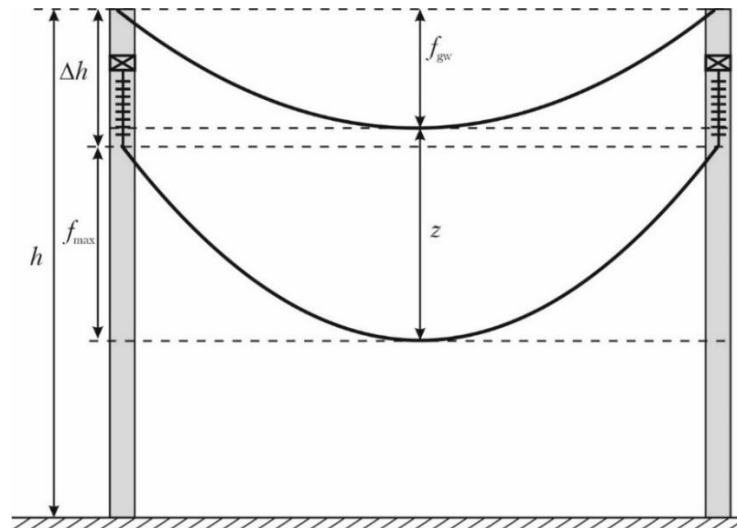


Figure 2 – Determining the sag of the shield wire.

In Fig. 2: h is the total height of the transmission line tower (the height of the shield wire attachment); Δh is the difference in height of fixing the shield wire and the upper tier phase conductor; f_{max} is the maximum possible (overall) sag of conductor; f_{gw} is the shield wire sag; z is the normalized vertical distance between the shield wire and the phase conductor in the middle of the span.

Linear interpolation of normalized values for a 350 m span of a 220 kV line allows to determine that vertical distance between the phase conductor and the shield wire in the middle of the span is 6.25 m.

Geometrical relationships according to Fig. 2 allow to calculate the shield wire sag:

$$f_{gw} = f_{max} + h - h_3 - l_{ins} + z = 5.907 \text{ m}, \quad (2)$$

where: h_3 is the height of the upper cross-arm above the ground level.

Thus, the height of the location of the lower point of sagging of the overhead ground wire above the ground level is

$$y_{gw} = h - f_{gw} = 31.208 \text{ m}. \quad (3)$$

Under the wind pressure, the plane of the sagging conductor deviates from the vertical state, as shown below in Fig. 3, where the curve AOB belonging to the vertical plane $ABCD$ shows the position of the conductor due to the vertical load due to the self-weight of the conductor p_v in the non-deflected state. Under the wind pressure, that is, as a result of the action of the horizontal load p_h , the plane of the sagging conductor deviates by an angle φ and takes the position $ABC'D'$. The curve $A'O'B'$ of the conductor position in the deflected state belongs to this plane. In Fig. 3 p denotes the total load that the conductor experiences; f' is the conductor sagging on the deflected plane $ABC'D'$, Δ is the horizontal projection of the movement of the lower point of the conductor sagging in the span.

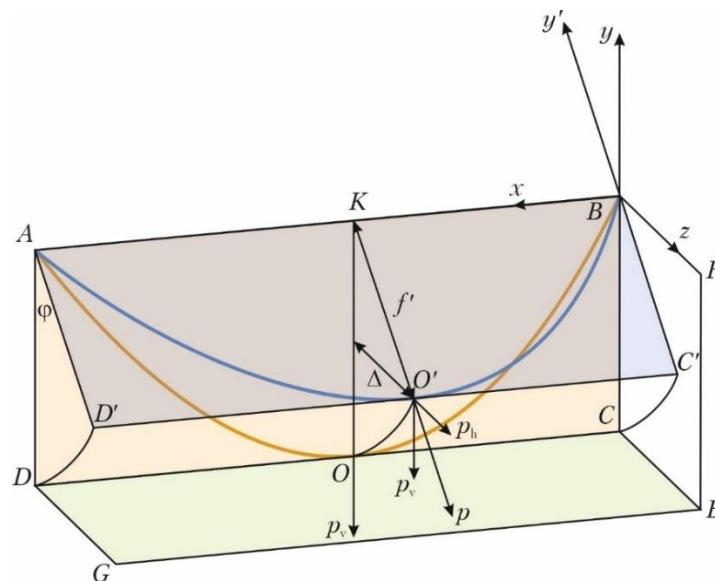


Figure 3 – Conductor deflection under wind pressure.

To calculate the position of the wire in the deflected state under the wind pressure, one will assume that the wind is directed perpendicular to the axis of the overhead power line, which causes the biggest deflection of the conductor. For spans up to 800 m long with sufficient accuracy, it can be assumed that the ratio of vertical and horizontal load at each point of the span is a constant value [11], which allows determining the deflection angle of the conductor sag using the expression:

$$\varphi = \arctan\left(\frac{p_h}{p_v}\right), \quad (4)$$

where: p_v, p_h denote single vertical and horizontal loads that the conductor experiences, respectively.

It was mentioned above that the vertical component of the load is determined by the conductor weight and is constant for all operating modes of power transmission:

$$p_v = g \cdot M_0 = 13.19 \text{ N/m}, \quad (5)$$

where: M_0 is the conductor weight per unit length, kg/m.

The horizontal component of the load is caused by wind pressure and is determined by the expression [11-13]:

$$p_h = C_x \cdot W \cdot \alpha \cdot d, \quad (6)$$

where: C_x is the aerodynamic coefficient (aerodynamic drag coefficient), which is equal to 1.1 for a conductor with a diameter of more than 20 mm [11]; W is high-speed wind pressure; $\alpha = 1.7 - 0.3 \cdot \log(W)$ is the coefficient of unevenness of wind gusts (not more than 1); d is the diameter of the conductor.

The corresponding total load that the conductor experiences due to its own weight and wind pressure is determined by the expression:

$$p_\Sigma = \sqrt{p_v^2 + p_h^2}. \quad (7)$$

The study of the conductor position in the span was carried out in the range of values of high-speed wind pressure from 0 to 800 Pa, where the upper limit of 800 Pa is determined by the design value of the maximum wind pressure of the studied power transmission.

Horizontal movement of the lower point of conductor sagging under wind pressure, according to the diagram in Fig. 3 is defined by the expression:

$$\Delta = f' \cdot \sin(\varphi), \quad (8)$$

where: f' is the conductor sagging on the deflected plane.

The latter value can be determined by solving the cubic equation of the state of the wire in the span, written in the following form [11]:

$$\frac{\gamma \cdot l^2}{8 \cdot f} - \frac{8 \cdot E \cdot f^2}{3 \cdot l^2} = \frac{\gamma_0 \cdot l^2}{8 \cdot f_0} - \frac{8 \cdot E \cdot f_0^2}{3 \cdot l^2} - \alpha \cdot E(t - t_0), \quad (9)$$

where: E is the modulus of elasticity of the conductor; α is the coefficient of linear thermal expansion of the conductor; γ is the specific load experienced by the conductor; t is the temperature; l is the span length; the index "0" indicates the parameters of the initial mode of average annual temperatures.

Solving equation (9) by the Cardano method allows one to determine the dependence of the conductor sag in the deflected plane due to the wind pressure, which is shown in Fig. 4.

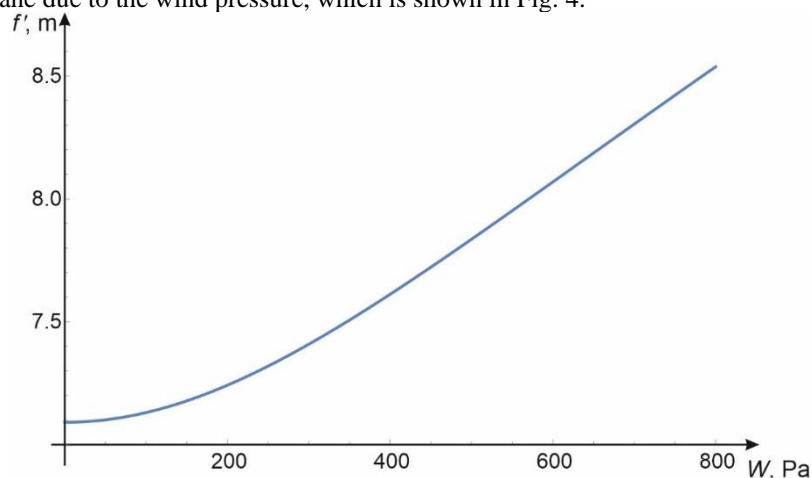


Figure 4 – Dependence of the conductor sag in the deflected plane due to the wind pressure.

Under the wind pressure, there is also a deflection from the vertical state of the suspension insulator string, as shown in Fig. 5.

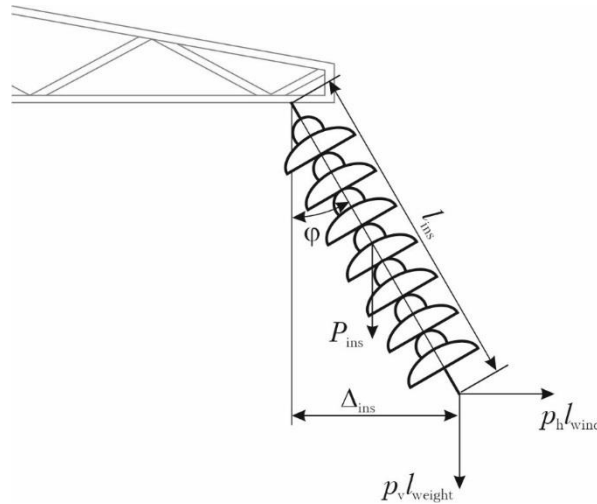


Figure 5 – Deflection of the suspension insulator string from the vertical state due to wind pressure

In Fig. 5: l_{ins} is the length of the suspension insulator string; P_{ins} is the concentrated load from the self-weight of the insulator string, applied in the center of mass (in the middle of the insulator string); p_v, p_h are vertical and horizontal load per unit length of the conductor, respectively; l_{weight} is the length of the weight span (the distance between the lower points of conductor sagging in the spans adjacent to the transmission line tower); l_{wind} is the length of the wind span (the distance between the centers of the spans adjacent to the transmission line tower); φ_{ins} is the deflection angle of the suspension insulator string from the vertical position; Δ_{ins} is the horizontal projection of the suspension insulator string in the deflected state.

To determine the position of the suspension insulator string in the deflected state, one will use the equation of the balance of moments of forces relative to the point of attachment of the insulating suspension to the cross-arm of the tower:

$$p_h \cdot l_{wind} \cdot \sqrt{l_{ins}^2 - \Delta_{ins}^2} - p_v \cdot l_{weight} \cdot \Delta_{ins} - g \cdot M_{ins} \cdot \frac{\Delta_{ins}}{2} = 0, \quad (10)$$

where: M_{ins} is the weight of suspension insulator string.

It follows from expression (10) that:

$$\Delta_{ins} = \frac{2 \cdot p_h \cdot l_{wind} \cdot l_{ins}}{\sqrt{4 \cdot p_v^2 \cdot l_{weight}^2 + 4 \cdot p_h^2 \cdot l_{wind}^2 + 4 \cdot p_v \cdot l_{weight} \cdot g \cdot M_{ins} + (g \cdot M_{ins})^2}}. \quad (11)$$

Note that in the absence of information about adjacent spans for a transmission line on flat terrain, it can be assumed with sufficient accuracy that the lengths of weight and wind spans are equal to the actual transmission line span: $l_{weight} = l_{wind} = l = 350$ m.

The deflection angle of the suspension insulator string from the vertical state, in turn, is determined by the expression:

$$\varphi_{ins} = \arcsin\left(\frac{\Delta_{ins}}{l_{ins}}\right). \quad (12)$$

Fig. 6 depicts the dependence of the deflection angles of the conductor sag plane (curve 1) and the suspension insulator string (curve 2) from the vertical state under the influence of wind load.

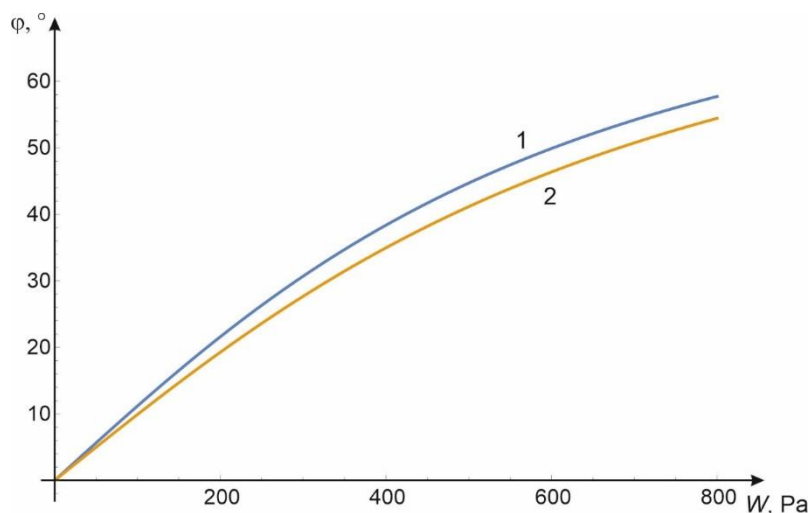


Figure 6 – Deflection angles of the conductor sag plane (curve 1) and the suspension insulator string (curve 2) from the vertical state under the influence of wind load

The coordinates of the lower point of conductor sag in the middle of the span in the coordinate system formed by the tower axis and the ground surface perpendicular to the transmission line axis are determined by the expressions (13) and (14):

$$x_c = x_3 + \Delta_{ins} + f_{max} \cdot \sin(\varphi), \tag{13}$$

$$y_c = h_3 - l_{ins} \cdot \cos(\varphi_{ins}) - f_{max} \cdot \cos(\varphi), \tag{14}$$

where: h_3 is the height of the upper (third) cross-arm above the ground level; x_3 – horizontal distance to point of attachment of the suspension insulator string to the upper cross-arm; f_{max} is the maximum possible (overall) sag of conductor; φ is the deflection angle of the sagging conductor plane from the vertical plane; l_{ins} is the length of the suspension insulator string; Δ_{ins} is the horizontal projection of the suspension insulator string in the deflected state; φ_{ins} is the deflection angle of the suspension insulator string.

Fig. 7 shows the geometric locations of the conductor attachment points on the suspension insulator string (curve 1) and the lower point of the conductor sagging (curve 2) in the range of wind pressure from 0 to 800 Pa.

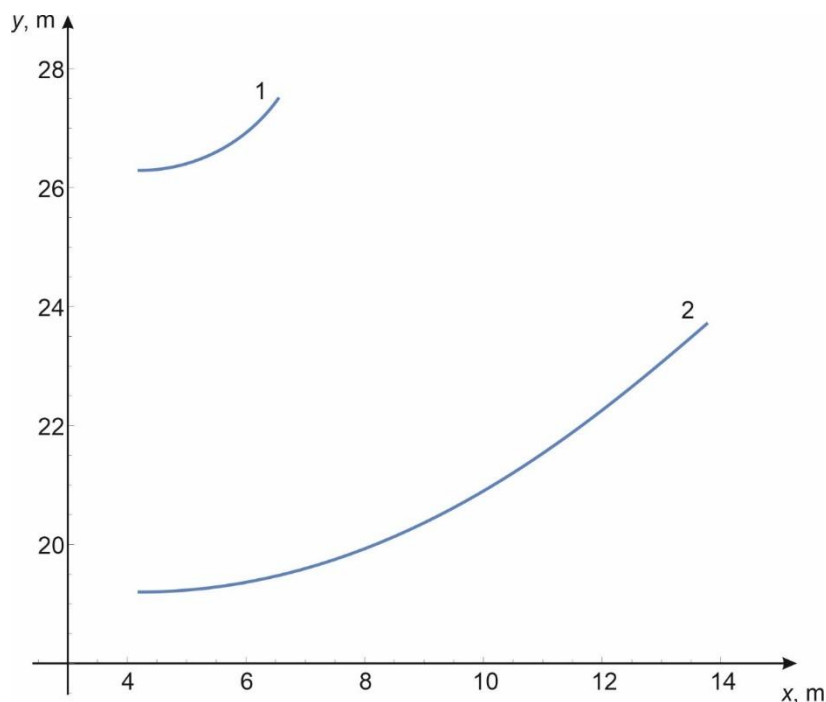


Figure 7 – Moving the attachment point and the lower point of the sagging conductor under the wind pressure

Table 2 contains information on the calculated values of the conductor position in air in the range of wind pressure values from 0 to 800 Pa with an increment of 100 Pa. The calculation procedure was performed through above steps (1)-(14).

Table 2 Calculated position of the upper phase conductor under wind pressure

Wind pressure, Pa	Wind speed, m/s	Deflection angle of suspension insulator string, degree	Deflection angle of sagging conductor plane, degree	Coordinates of lower point of conductor sagging, m	
				x_c	y_c
0	0	0	0	4.200	19.200
100	12.777	9.9	11.2	6.080	19.378
200	18.070	19.3	21.6	7.816	19.859
300	22.131	27.7	30.7	9.320	20.523
400	25.555	34.9	38.4	10.548	21.251
500	28.571	41.2	44.7	11.607	21.962
600	31.298	46.4	49.9	12.456	22.616
700	33.806	50.7	54.2	13.163	23.198
800	36.140	54.4	57.7	13.761	23.709

Traditional electro-geometric model is based on a striking distance approach [15]. The striking distance of the lightning flash is used to determine the magnitude of prospective stroke current that can bypass the overhead ground wire and hit the phase conductor:

$$r_c = 10 \cdot I^{0.65}, \tag{15}$$

where: r_c is the striking distance to phase conductor; I is the lightning current magnitude. In this article the striking distances to the overhead ground wire and to the phase conductor are assumed to be equal.

Fig. 8 below shows lightning shielding failure mechanism of studied 220 kV overhead transmission line according to traditional electro-geometric model. In Fig. 8-a the striking distances are used for visualization of unprotected area [15] and in Fig. 8-b the rolling sphere method is used [16]. The dotted lines in the illustrations show the sagging of the overhead ground wire and upper phase conductor.

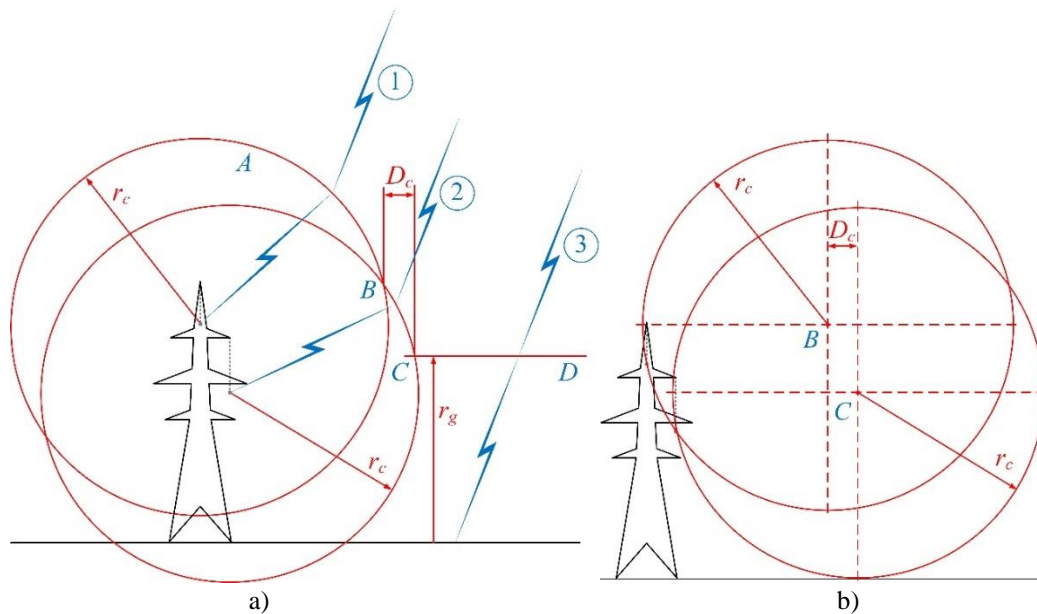


Figure 8 – Determining unprotected distance of phase conductor under absence of wind load: a) applying striking distance approach; b) applying rolling sphere method

In Fig. 8: r_c means the striking distances to the overhead ground wire, as well as to the phase conductor; r_g is the striking distance to the ground; D_c is the horizontal exposure width of the phase conductor, meaning the area unprotected by the shield wire.

Fig. 8-a, as well as Fig. 9 below show three cloud-to-ground flashes denoted by numbers 1, 2 and 3 propagating from thundercloud toward the overhead power line. All three flashes are of the equal lightning current peak value. According to electro-geometrical model concept, first lightning flash may hit only the overhead ground

wire, because anywhere on the arc AB , the distance to the phase conductor is too great. Third lightning flash may hit only the ground surface, because anywhere on the straight line CD , the distance to the phase conductor is also too great. Finally, only second lightning flash may strike the phase conductor, because anywhere on the arc BC , the distance to the phase conductor is less than distance to ground surface or to overhead ground wire. Horizontal exposure width D_c in Fig. 8-a and in Fig. 8-b is of equal length.

Wind pressure on the phase conductor changes the conductor self-weight per unit length horizontally in the direction of the air flow, causing the deflection of the conductor sagging from the vertical plane. The latter may affect efficiency of lightning protection of overhead power lines. Fig. 9 demonstrates how wind pressure on the phase conductor may increase the horizontal exposure distance D_c , unprotected by shield wire.

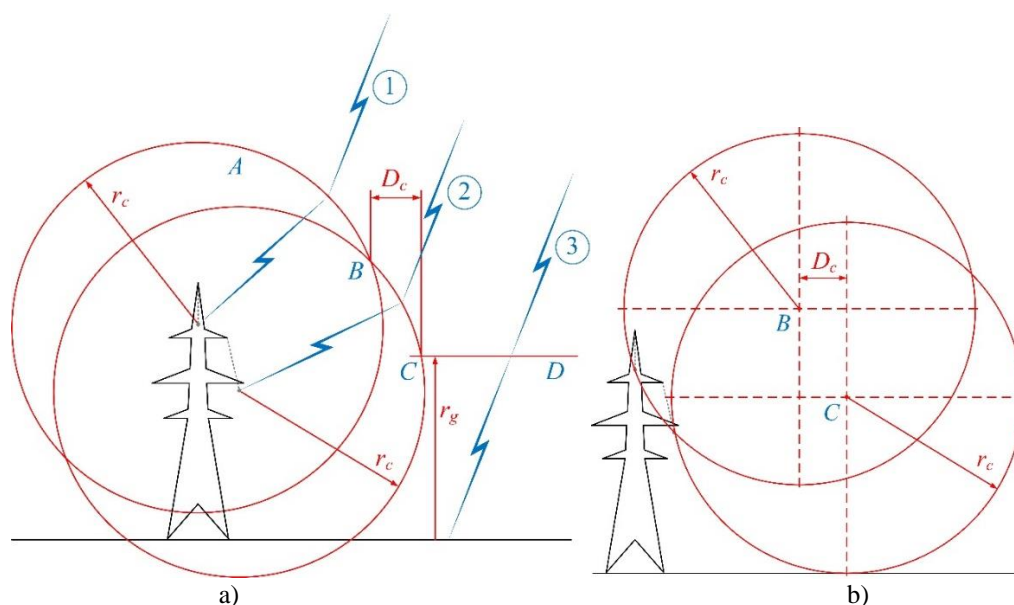


Figure 9 – Determining unprotected distance of phase conductor under presence of wind load:
 a) applying striking distance approach; b) applying rolling sphere method

Fig. 9 demonstrates that in the presence of thundercloud in windy conditions unprotected distance of phase conductor may increase due to deflections of phase conductors. Horizontal exposure width D_c in Fig. 9-a and in Fig. 9-b is of equal length. Table 3 contains information on the calculated values of the exposure width of upper phase conductor in the range of wind pressure values from 0 to 800 Pa with an increment of 100 Pa. In Table 3 minimum peak values of lightning current correspond to four lightning protection levels (LPL) [17]: 3 kA corresponds to LPL I, 5 kA corresponds to LPL II, 10 kA corresponds to LPL III and 16 kA corresponds to LPL IV.

Table 3. Calculated exposure width of the upper phase conductor under wind pressure

Wind pressure, Pa	Wind speed, m/s	Exposure width D_c (in meters) of phase conductor for minimum peak value of lightning current			
		3 kA	5 kA	10 kA	16 kA
0	0	4.167	2.825	effective shielding	effective shielding
100	12.777	6.262	5.399	0.574	effective shielding
200	18.070	8.489	8.295	4.705	effective shielding
300	22.131	10.649	11.219	9.005	4.752
400	25.555	12.575	13.915	13.057	10.055
500	28.571	14.313	16.393	16.825	15.010
600	31.298	15.762	18.505	20.077	19.304
700	33.806	16.983	20.310	22.879	23.014
800	36.140	18.013	21.851	25.284	26.204

In Table 3, the uncovered width D_c values were calculated through the following steps (16)-(19), according to [15].

$$\alpha_1 = \arcsin\left(\frac{r_g - y_c}{r_c}\right). \quad (16)$$

$$\alpha_2 = \arctan\left(\frac{x_c - x_{gw}}{y_{gw} - y_c}\right). \quad (17)$$

$$\alpha_3 = \arccos\left(\frac{\sqrt{(x_c - x_{gw})^2 + (y_{gw} - y_c)^2}}{2 \cdot r_c}\right). \quad (18)$$

$$D_c = r_c \cdot (\cos(\alpha_1) + \sin(\alpha_2 - \alpha_3)). \quad (19)$$

In (16)-(19): r_c is the striking distance to phase conductors; r_g is the striking distance to ground surface; x_c and y_c are the coordinates of a phase conductor; x_{gw} and y_{gw} are the coordinates of an overhead ground wire.

Conclusions.

In this paper the estimation of wind load effect on the lightning shielding performance of overhead power lines was performed. According to electro-geometrical model any phase conductor has horizontal exposure width where this conductor is not protected against lightning by the overhead ground wire. Obtained results demonstrate that in the presence of thundercloud in windy conditions unprotected distance of phase conductor may increase due to deflections of phase conductors. Geometric locations of the conductor attachment points on the suspension insulator string and the lower point of the conductor sagging were calculated in the range of wind pressure from 0 to 800 Pa. This allowed to determine the exposure width values of a 220 kV overhead power line upper phase conductor in the same range of wind pressure values. The results show that for a minimum lightning current of 3 kA, the unprotected distance increases by 4.323 times from 4.167 m to 18.013 m when the wind pressure increases from 0 to 800 Pa (from 0 to 36.140 m/s). For a minimum lightning current of 5 kA, the unprotected distance increases by 7.735 times from 2.825 m to 21.851 m when wind pressure and wind speed vary in the same range. Although the transmission line is reliably protected against lightning strikes with currents greater than 16 kA at wind pressure of up to 200 Pa (18.070 m/s), when the wind pressure increases from 300 Pa to 800 Pa (from 22.131 m/s to 36.140 m/s), the unprotected area increases from 4.752 m to 26.204 m. In Summary, the results show that the influence of wind load must be taken into account in the tasks of calculating lightning protection of overhead power lines. Further efforts should be focused on studying the lightning shielding performance of overhead power lines of higher voltage classes.

References

1. Gundula, S. B., Roel, M., Kjetil, B., Sigbjorn, S., Eivin, R. (2014), "The effects of power lines on ungulates and implications for power line routing and rights-of-way management", *International Journal of Biodiversity and Conservation*, Vol. 6, No. 9, pp. 647-662.
2. Tyler, N. J., Stokkan, K. A., Hogg, C. R., Nellemann, C., Vistnes, A. I. (2016), "Cryptic impact: Visual detection of corona light and avoidance of power lines by reindeer", *Wildlife Society Bulletin*, Vol. 40, No. 1, pp. 50-58, doi: 10.1002/wsb.620.
3. Manitoba Hydro (2010), "Fur, feathers, fins & transmission lines. How transmission lines and rights-of-way affect wildlife", pp. 1-90.
4. Trotsenko, Y., Nesterko, A., Peretyatko, Y., Dixit, M. (2022), "Mitigation of environmental impacts of electricity transmission: Effect of deciduous trees on electric field caused by overhead power lines", *Transactions of Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University*, Issue 1 (132), pp. 203-211. doi: 10.32782/1995-0519.2022.1.27.
5. Nelson, O., Thomas, O. E. (2019), "Effect of wind environment on high voltage transmission lines span", *International Journal of Science and Engineering Applications*, Vol. 8, Issue 10, pp. 455-460, doi: 10.7753/IJSEA0810.1004.
6. Rossi, A., Jubayer, C., Koss, H., Arriaga, D., Hangan, H. (2020), "Combined effects of wind and atmospheric icing on overhead transmission lines", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Vol. 204, Article 104271, doi: 10.1016/j.jweia.2020.104271.

7.Taniguchi, S., Tsuboi, T., Okabe, S., Nagarakı, Y., Takami, J., Ota, H. (2010), "Improved method of calculating lightning stroke rate to large-sized transmission lines based on electric geometry model", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 17, No. 1, pp. 53-62, doi: 10.1109/TDEI.2010.5412002.

8.Kern, A., Schelthoff, C., Mathieu M. (2011), "Calculation of interception efficiencies for air-terminations using a dynamic electro-geometrical model", 2011 International Symposium on Lightning Protection, pp. 25-30, doi: 10.1109/SIPDA.2011.6088439.

9.Trotsenko, Y., Nesterko, A., Dixit, M. (2021), "Analysis of approaches for estimating the lightning performance of overhead transmission lines", Transactions of Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University, Issue 6 (131), pp. 116-121, doi: 10.30929/1995-0519.2021.6.116-121.

10.Taniguchi, S., Tsuboi, T., Okabe, S. (2009), "Observation results of lightning shielding for large-scale transmission lines", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 16, No. 2, pp. 552-559, doi: 10.1109/TDEI.2009.4815191.

11.Katsadze, T. L. (2012), "Fundamentals of mechanical calculations of overhead power lines: Textbook", Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, ISBN 978-966-622-953-6.

12.Das, D. (2007), "Electrical power systems", New Delhi: New Age International, ISBN (13): 978-81-224-2515-4.

13.Grıgsby, L. L. (2007), "Electric power generation. Transmission and distribution", CRC Press, ISBN (13): 978-04-291-2973-5.

14.Central Electricity Authority (2018), "Compendium of tested tower designs for EHV transmission lines", Ministry of Power, Government of India, New Delhi, pp. 1-356.

15.LaForest, J. J. (1982), "Transmission line reference book (345 kV and above)", Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA, 2nd edition.

16.IEEE Std 1243-1997, "IEEE Guide for improving the lightning performance of transmission lines", pp. 1-44, doi: 10.1109/IEEESTD.1997.84660.

17.DEHN + SÖHNE (2014), "Lightning protection guide", 3rd updated edition, pp. 1-488, ISBN 978 3 9813770-1-9.

С.О. Троценко¹, канд.тех.наук, доцент, ORCID 0000-0001-9379-0061

Т.Л. Кацадзе¹, канд.тех.наук, доцент, ORCID 0000-0002-8365-0046

М. М. Діксіт², доцент, ORCID 0000-0003-1959-7815

Ю.В. Перегятко¹, канд.тех.наук, доцент, ORCID 0000-0003-1397-8078

¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

²Інститут управління підприємництвом та інженерних технологій Вішванікетана

ПЕРЕДАЧА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ: ВПЛИВ ВІТРОВОГО НАВАНТАЖЕННЯ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

У цій роботі проведено оцінку впливу вітрового навантаження на характеристики блискавкозахисту повітряних ліній електропередачі. Відповідно до електрогеометричної моделі будь-який фазний провідник має горизонтальну ділянку, де цей провідник не захищений від удару блискавки грозозахисним тросом. Розглянуто типову дволанцюгову гратчасту опору лінії електропередачі 220 кВ. Отримані результати показують, що за наявності грозової хмари у вітряних умовах ця незахищена ділянка фазного провідника може збільшуватися внаслідок відхилення фазних провідників. Геометричні положення точок кріплення провідників на підвісній гірлянді ізоляторів та нижню точку провисання провідника було розраховано в діапазоні тиску вітру від 0 до 800 Па. Це дозволило визначити значення ширини незахищеної ділянки верхньої фази лінії електропередачі 220 кВ у тому ж діапазоні значень тиску вітру. Результати показують, що для мінімального струму блискавки 3 кА незахищена відстань збільшується в 4,323 рази від 4,167 м до 18,013 м, коли тиск вітру зростає від 0 до 800 Па (від 0 до 36,140 м/с). Для мінімального струму блискавки 5 кА незахищена відстань збільшується в 7,735 разів з 2,825 м до 21,851 м, коли тиск і швидкість вітру змінюються в тому ж діапазоні. Хоча лінія електропередачі надійно захищена від ударів блискавки із струмами понад 16 кА при тиску вітру до 200 Па (18,070 м/с), при збільшенні тиску вітру від 300 Па до 800 Па (з 22,131 м/с до 36,140) м/с, незахищена відстань збільшується з 4,752 м до 26,204 м. Загалом, отримані результати показують, що вплив вітрового навантаження необхідно враховувати в задачах розрахунку блискавкозахисту повітряних ліній електропередачі. Подальші зусилля слід зосередити на вивченні характеристик блискавкозахисту повітряних ліній електропередачі вищих класів напруги.

Ключові слова: блискавка, відмова грозозахисту, грозозахисний трос, вітрове навантаження, електрогеометрична модель.

Надійшла 20.12.2022

Received 20.12.2022

СПІВСТАВНИЙ АНАЛІЗ РЕАЛІЗАЦІЇ БІЗНЕС-МОДЕЛЕЙ ПРОСЮМЕРІВ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Проведений огляд актуальних моделей просюмерів відновлюваних джерел енергії в Україні зосереджений на групах споживачів, які використовують ВДЕ, нові бізнес-моделі та сучасні підходи ринкового регулювання, які в подальшому впливають на модернізацію інфраструктури згідно вимог Європейського Союзу та енергетичної політики. Наведено аналіз формування тарифної політики згідно кожної бізнес-моделі та описано вплив пільгових тарифів у функціонуванні моделей. У даній статті розглядається вплив енергетичних кооперативів та громадських енергетичних спільнот, яку цінність вони приносять при переході на альтернативні види енергії та як їх можна розвивати за допомогою енергетичної політики та регулюванні нормативно-правової бази. Досліджено, що управління енергетичними кооперативами та спільнотами у пікові періоди споживання має змогу впливати на збалансування енергетичної системи. Виявлено, що бізнес-моделі колективного споживання у ринкових відносинах розширюють визначення власного споживання багатьма методами. У бізнес-моделі «Електроенергія орендаря» передбачає певну форму самостійного споживання сонячної енергії від фотоелектричних установок у багатоквартирних будинках. Модель «Приватна мережа або мікромережа» дозволяє споживачам та просюмерам експериментувати з різними енергетичними технологіями, які одночасно максимізують власне споживання та пропонують послуги операторам електромереж. Також показано механізм покриття дефіциту електроенергії шляхом колективного автоспоживання, при якому місцевий оператор мережі забезпечує ретельне управління даними з лічильників споживачів.

Представлені 15 бізнес-моделей просюмеризму дають змогу дослідити шляхи переваг функціонування одних моделей в порівнянні з іншими шляхом уникання різних складових при формуванні роздрібною ціни на енергію, можливості отримувати нові доходи завдяки гнучкості функціонування. Виявлено можливість існування схем з можливістю "агрегувати" гнучкістю споживачів і використовувати гнучкість багатьох невеликих енергетичних систем для задоволення великих потреб операторів енергосистем. Наведено приклади бізнес-моделей колективних споживачів, які отримують вигоду від підвищення енергоефективності та декарбонізації інших енергоносіїв, таких як тепло і транспорт. Також у роботі розглянуто можливі бізнес-моделі просюмеризму та схеми надання енергетичних послуг між власниками відновлюваної генерації і оператором системи розподілу, оператором системи передачі і іншими учасниками ринкових відносин. Задачу розширення просюмеризму пропонується вирішити шляхом проведення співставного аналізу бізнес-моделей.

Ключові слова: просюмер, самоспоживання, мікромережа, система накопичення електроенергії, генерація, балансування.

Вступ

Актуальною проблемою в електроенергетичному секторі України є пошук нових шляхів поширення просюмеризму та розширення його за межі окремих домогосподарств та малих підприємств. Наразі існує безліч механізмів і заходів для залучення і підтримання функціонування просюмеризму, такі як: використання субсидій у формі «зелених» тарифів, встановлення інтелектуальних лічильників та систем накопичення електроенергії. Щоб оцінити роль організації просюмеризму в економічних і соціальних змінах постає потреба провести аналіз бізнес-моделей просюмеризму. Це дозволить обґрунтувати встановлення відновлюваної генерації та дослідити, як бізнес-моделі просюмеризму можуть розвиватися разом з іншими елементами електроенергетичної ринкової системи [1, 2].

Мета роботи. Провести співставний аналіз бізнес-моделей просюмеризму задля виявлення найбільш ефективного функціоналу для розширення просюмеризму в Україні.

Результати досліджень. Для створення і дослідження бізнес-моделей просюмеризму було відображено потоки енергії, платежі, гнучкі послуги та балансування системи через моделювання однокомпонентних діаграм, які описують роботу кожної бізнес-моделі. Таким чином виникли різні "архетипи" бізнес-моделей. Згодом можемо порівняти, як кожен архетип вирішує різні проблеми, з якими стикається енергетична система.

Першим архетипом постає **бізнес-модель № 1**, яка представляє базову модель просюмеризму із використанням пільгових тарифів. У цій моделі просюмер/споживач отримує два платежі один за експорт і один тариф субсидіальний. Просюмер/споживач також не сплачує повну мережеву плату (плату за обслуговування мережі). Але, як ми бачимо зі схеми (див. рис. 1), просюмер може здійснювати свою діяльність через ліцензованого постачальника, який регулює роботу встановленої відновлюваної генерації.

Це дає змогу проводити закупівлю чи продаж у ліцензованого постачальника за фіксованим тарифом на імпорт та експорт [4]. Ліцензований постачальник має змогу встановлювати самостійно пільговий тариф але на ньому лежать обов'язки сплати за користування загальною мережею, використання послуг системи передачі, розподілу і балансування. Також він може приймати участь у торгівлі електроенергією на оптовому ринку [3].

Бізнес-моделі № 1 і № 2, створені для опису просюмерів, які отримують підтримку у рамках «зеленого» тарифу.

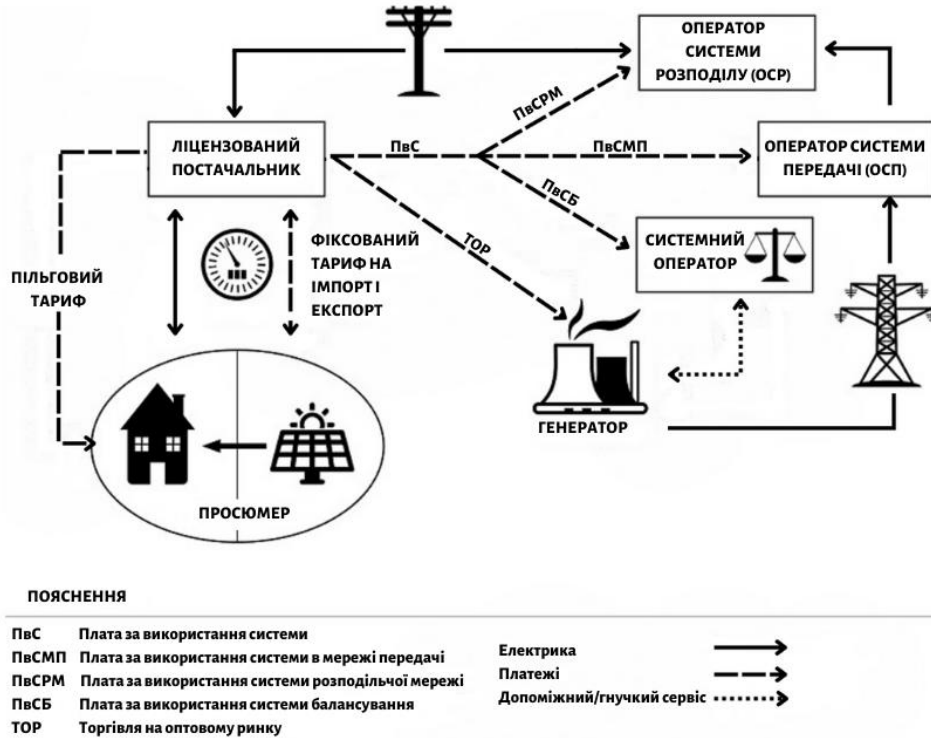


Рисунок 1 – Бізнес-модель № 1: Просюмеризм із використанням пільгових тарифів.

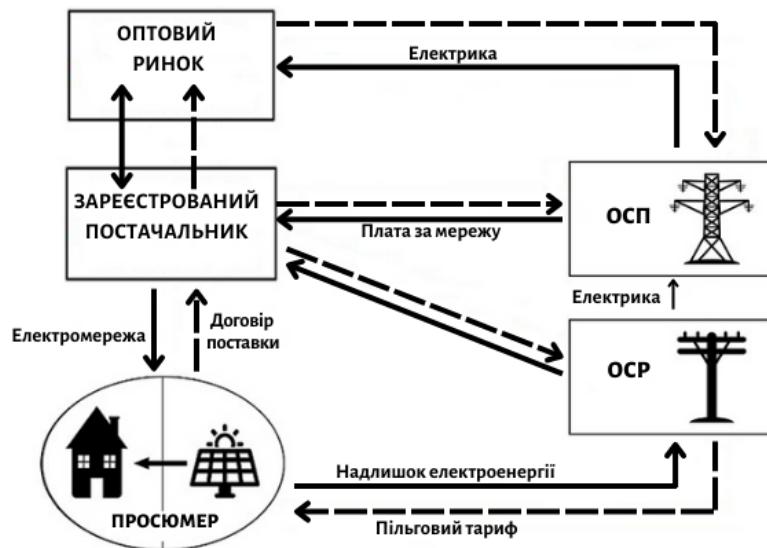
Бізнес-модель № 2 представляє модель просюмера при відсутності використання загальної мережі. Ця модель базується на таких умовах:

- 1) оператор станції та споживач електроенергії є однією і тією ж особою;
- 2) безпосередня просторова близькість між виробництвом та споживанням;
- 3) відсутність використання загальної мережі.

Просюмер для здійснення торгівлі електричною енергією повинен заключити договір поставки із зареєстрованим постачальником (див. рис. 2). Завдяки цьому надлишок згенерованої електроенергії Просюмер експортує до оператора системи розподілу (ОСР) і від нього ж отримує плату за пільговий тариф. В свою чергу зареєстрований постачальник здійснює оплату за використання мережі та приймає участь у оптовому ринку, що дозволяє закрити дефіцит Просюмера в електроенергії у несприятливий період для генерації [3].

Враховуючи приховані субсидії через втрату мережевого доходу та ухилення від сплати податків від власного споживання, індивідуальне споживання може створити більше проблем, ніж вирішити.

Третя бізнес-модель, яку ми розглянемо, бізнес-модель: «Електроенергія орендаря», спрямована на розширення визначення власного споживання. Тобто розглянемо передачу електроенергії від орендодавця до орендаря, що має невеликі фотоелектричні станції. Орендодавець має можливість продавати орендарю чи іншим мешканцям багатоквартирного будинку електроенергію без сплати додаткових податків. Таку модель можуть використовувати компанії, які мають на меті орендувати фотоелектричні станції. Ми бачимо майже закриту модель функціонування (див. рис.3) та щоб здійснювати роздрібну торгівлю електроенергією, орендодавець або уповноважена ним енергосервісна компанія повинна здійснювати облік завдяки чому виставляти рахунки мешканцям. Зі схеми можемо помітити, що у разі необхідності закупівлі електроенергії зареєстрований постачальник надає дану послугу, тому повинен бути рахунок окремо за енергію, яка надана системою будівлі та за використану енергію з мережі. Завдяки цьому орендодавець може продавати електроенергію мешканцям дешевше, ніж за ринковою ціною, але залишати собі надлишок [5]. Інколи власник фотоелектричної станції матиме менший прибуток порівняно із «зеленим» тарифом але це дозволяє йому уникати плати за користування загальною мережею та інших податків [3].



ПОЯСНЕННЯ

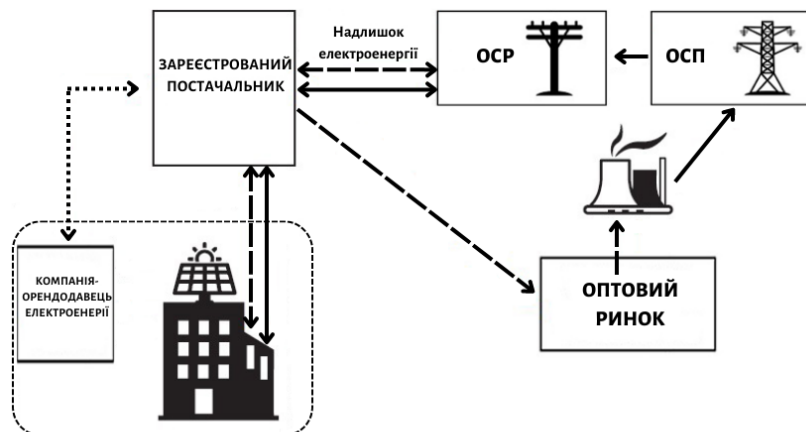
ОСП	Оператор системи розподілу	Електрика	→
ОСП	Оператор системи передачі	Платежі	⇐

Рисунок 2 – Бізнес-модель № 2: Просюмеризм при відсутності використання загальної мережі

Особливістю схеми для орендарів є те, що вони можуть обирати роздрібного постачальника. Договір на постачання електроенергії в будівлю не повинен бути частиною договору оренди.

Дану схему можна трансформувати і для кооперативів мешканців, при умові інвестицій мешканців у фотоелектричну станцію – при таких умовах орендар має можливість стати опосередкованим власником станції, бо стає членом кооперативу. Але якщо комерційна енергосервісна компанія буде володіти та управляти схемою функціонування № 3, то мешканці отримають незначну вигоду, окрім гарантії походження їхньої енергії з відновлюваних джерел [3].

Основним недоліком схеми є адміністративна відповідальність за створення енергетичної компанії-власника.



ПОЯСНЕННЯ

ОСП	Оператор системи розподілу	Електрика	→
ОСП	Оператор системи передачі	Платежі	⇐
		Дані	⋯

Рисунок 3 – Бізнес-модель № 3: «Електроенергія орендаря»

Бізнес-модель № 4: Колективне автоспоживання, яка завдяки своїми особливостями функціонування розширює умови самоспоживання і утворює дві можливі моделі функціонування, що для зручності представлені в одній схемі:

- 1) самоспоживання залишається в межах одного багатоквартирного будинку;
- 2) споживання можливе при участі споживачів в межах 500 м від установки або в межах однієї низьковольтної лінії електропередач.

На рисунку зображено дві схеми (див. рис. 4). У першій моделі різні сторони в одному багатоквартирному будинку (або ділянці) спільно користуються електроенергією, виробленою установкою ВДЕ. У цій моделі існує два типи суб'єктів: виробник та споживач, а також власник установки. Кожен споживач має власний лічильник. Дані з лічильника передаються безпосередньо до оператора системи розподілу. Також зі схеми видно, що споживачі у разі необхідного імпорту чи експорту електроенергії можуть мати різних постачальників. Це вирішує проблему з адміністративною відповідальністю, тобто реєстрацією енергетичної компанії, яка пропонує спеціальний тариф, а також стає відсутнім споживання «по за лічильниками».

Оператор системи розподілу вимірює погодинне споживання кожного споживача, а також погодинне виробництво. Ці дані передаються ліцензованим постачальникам з якими заключено договір, після чого вони виставляють рахунки. Можливе нарахування рахунку за такою методикою: віднімати внутрішньо будинкове виробництво (та будь-яке надлишкове виробництво) від споживання кожного споживача. При укладанні договору учасники повинні визначити, як буде проходити розподіл згенерованої енергії та надати його до відома ліцензованого постачальника. Це дає змогу, споживачам та виробникам чи власникам, уникнути сплати оптової ціни та інших податків.

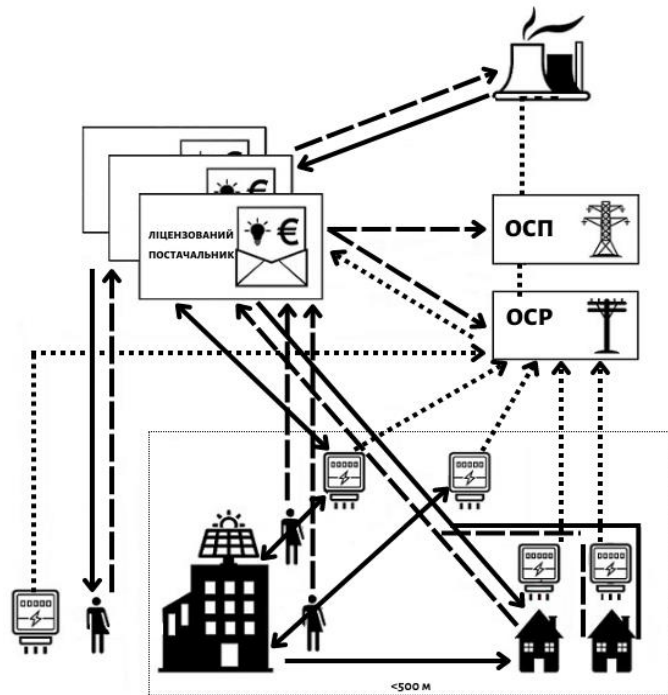
У другій моделі функціонування споживачі підключаються до установки ВДЕ через низьковольтну мережу, чи в межах 500 м. Власник установки уже повинен зареєструватися, як виробник «зеленої» генерації, що дозволяє йому здійснювати продаж надлишку виробленої електроенергії на ринку. Кожен споживач цієї моделі має власний лічильник та може вибрати компанію з енергопостачання. Дані з лічильника також надаються оператору системи розподілу. Завдяки цьому можна уникнути витрат на мережу, що зменшить вартість електроенергії для кінцевого споживача [3].

В обох моделях автоматичного споживання ключовим посередником між самоспоживачами та ліцензованими постачальниками є оператор систем розподілу енергії. Його основна роль у схемі – це зберігання даних та точний розподіл спожитих обсягів до ліцензованих постачальників. Ліцензований постачальник взаємодіє із виробником традиційних джерел електроенергії для закриття нестачі з боку самоспоживачів та здійснює розрахунки з оператором системи розподілу та оператором системи передачі.

Таким чином, рахунок може бути зменшений для споживачів установки, тобто надлишок електроенергії все ще може бути проданий на ринку, що дозволяє задовольнити більше ключових принципів, ніж індивідуальні моделі просюмерів [3]. **Бізнес-модель № 5:** Модель «по одній вулиці», схожа по функціоналу до схеми «Електроенергія орендаря». Обидві схеми мають ліцензованого постачальника, який здійснює регулювання платежів та забезпеченням транзакційних послуг.

У цій моделі кожен, хто живе по одній вулиці, сусідній чи в одному районі, може інвестувати в «зелену» генерацію, тобто інвестиція у кооперативну власність. Заключивши договір з ліцензованим постачальником необхідно узгодити умови споживання та частку виробництва електроенергії при її інвестиції у систему [6]. За даною схемою (див. рис. 5) присутнє податкове вирахування на користування загальною мережею але з наданням знижки для самоспоживачів. Крім того, кооператив може перерозподіляти доходи від проданої енергії ліцензованому постачальнику. Також у цій схемі ліцензований постачальник може здійснювати надання додаткових послуг: монтаж «зеленої» генерації, технічне обслуговування та ліцензування [3].

Особливістю функціонування цієї моделі є те, що знижка на податок, через такі об'єднання по «одній вулиці», доступна лише через членство в кооперативі. Ця модель унікальна своєю структурою просюмерського кооперативу і має вплив на функціонування ринку, якого не можуть досягнути окремі власники установки та енергетичні підприємства.

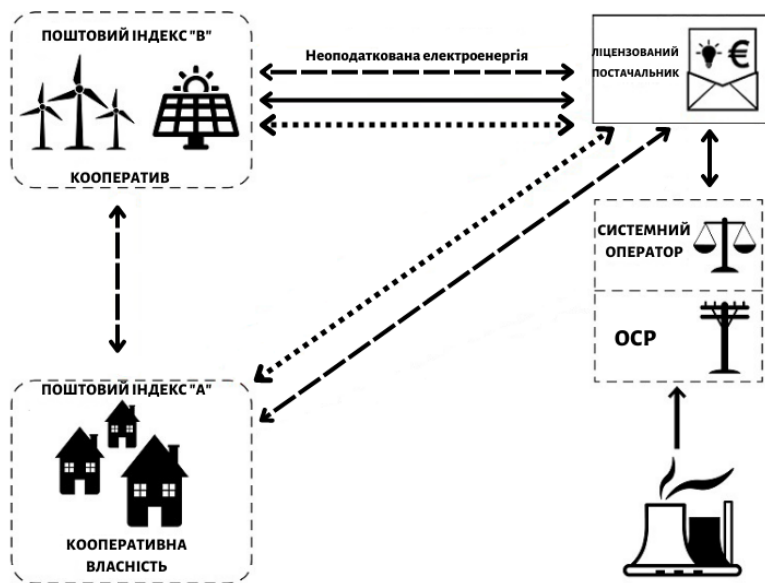


ПОЯСНЕННЯ

ОСП Оператор системи розподілу
 ОСП Оператор системи передачі

Електрика —————>
 Платежі - - - - ->
 Дані лічильника ······>

Рисунок 4 – Бізнес-модель № 4: Колективне автоспоживання



ПОЯСНЕННЯ

ОСП Оператор системи розподілу
 ОСП Оператор системи передачі

Електрика —————>
 Платежі - - - - ->
 Сервіси ······>

Рисунок 5 – Бізнес-модель № 5: Модель «по одній вулиці»

Для вирішення проблем із забезпеченням електроенергії у віддалені райони змодельовано **бізнес-модель № 6**: Приватна мережа або мікромережа (див. рис. 6). Завдяки володінню просюмера низьковольтною мережею зменшується вартість підключення до електромережі нових споживачів. Ці просюмери мають змогу створювати колективну віртуальну енергетичну компанію (ВЕК), обов'язком якої є виставлення рахунків за електроенергію спожиту із приватної мережі [7]. ВЕК має свою вимірвальну інфраструктуру, що дозволяє запропонувати покращений експортний тариф та нижчий імпорتنний тариф. Також це полегшує розподіл генерації між споживачами в зоні приватної мережі. За допомогою вищезгаданих тарифів ВЕК може стимулювати оптимальну поведінку споживачів при пікових періодах генерування але не бере на себе відповідальність за балансування та врегулювання, за це відповідає ліцензований постачальник. ВЕК та ліцензований постачальник можуть за домовленістю формувати покращений тариф на імпорт та експорт. Перевагою функціонування цієї схеми є те, що зменшуються використання мережі передачі та розподілу, що впливає на оплату спожитих послуг. Але необхідно врегулювати оплату мікромереж на загальну мережу, та послуги балансування [3].

Зі схеми ми можемо побачити, що приватна мережа може використовувати електроенергію вироблену традиційними джерелами. Її споживання фіксується лічильником, що дозволяє надлишок електроенергії продати ліцензованому постачальнику. Ліцензований постачальник може допомогти системному оператору збалансувати систему завдяки проданим надлишкам і отримувати за це гроші. Збільшення таких допоміжних послуг допомагає знизити витрати на балансування системи в цілому. Мінусом цієї схеми є зменшення фінансування на мережеві витрати оператора системи розподілу [3].

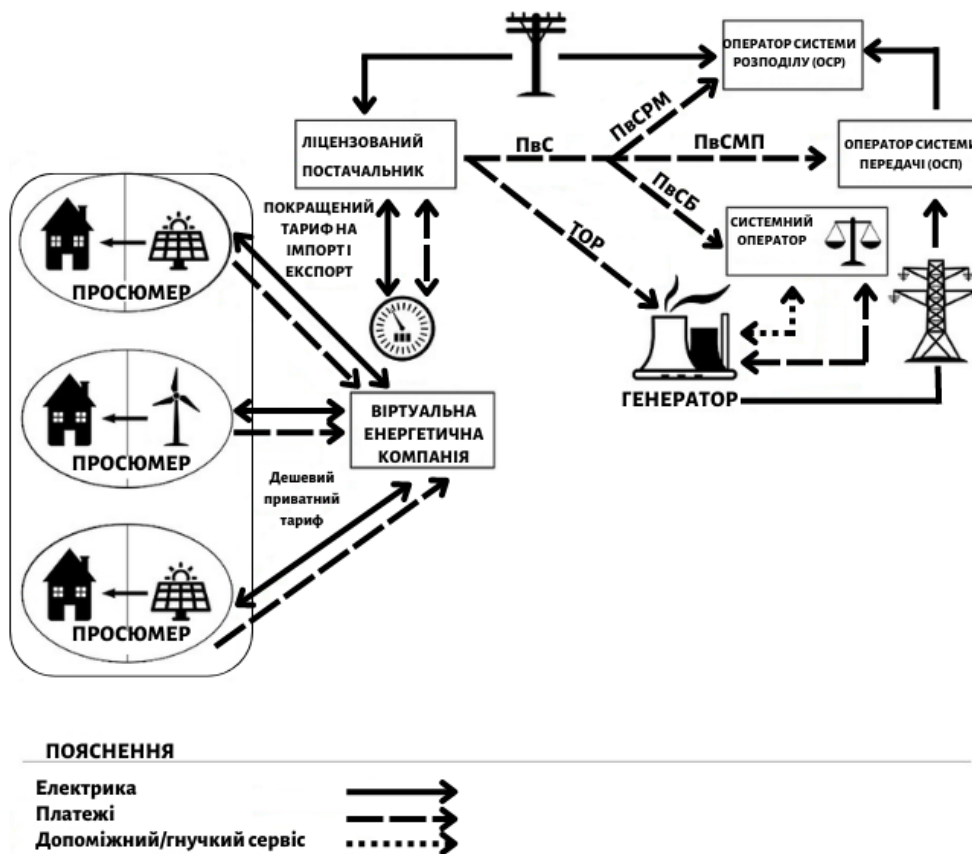


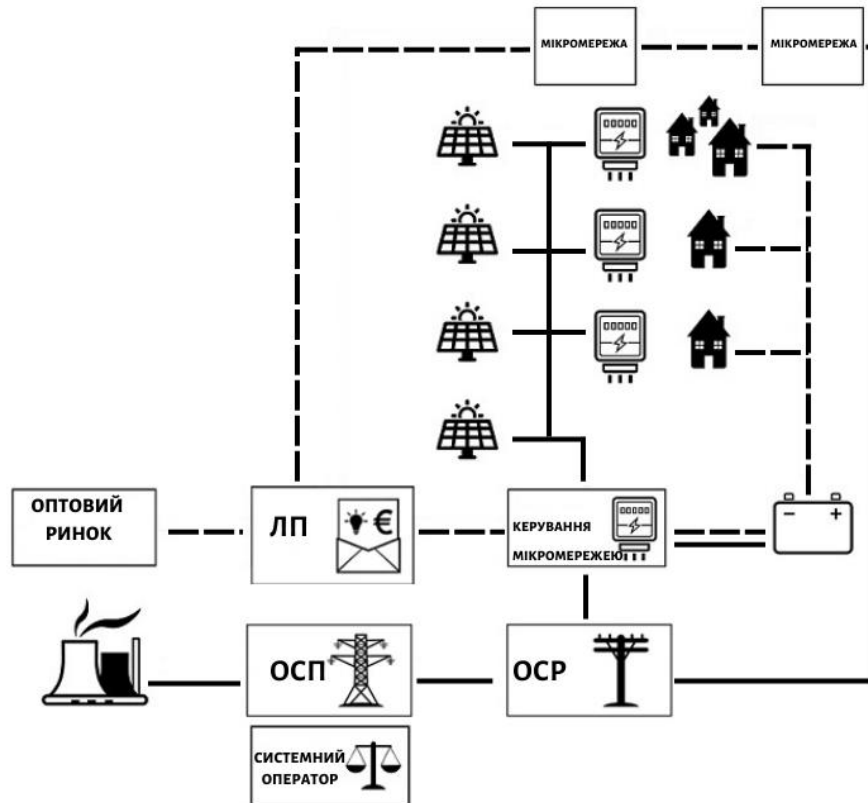
Рисунок 6 – Бізнес-модель № 6: Приватна мережа або мікромережа

Розглянемо модель на основі гібридного підходу мікромережевої системи поєднуючи вітрову, сонячну, накопичувальну та теплову генерацію (див. рис. 7) – **Бізнес-модель № 7**: Мікромережеве рішення з використанням системи накопичення електроенергії.

Створення гібридної острівної електромережі зможе задовольнити вимоги до базового навантаження, одночасно пристосовуючись до коливань потужності, які утворюються при електропостачанні з відновлюваних джерел. Але для контролю і функціонування мікромережі потрібно впровадити систему накопичення електроенергії (СНЕ). Зберігання енергії у даній моделі може відбуватися за допомогою літій-іонних акумуляторів. При оптимізації та моніторингу СНЕ ми зможемо

максимізувати продуктивність та довгостроковість експлуатації технологій відновлювальних джерел. У даній бізнес-моделі дані мають надходити до диспетчера, який керує та збирає дані мікромережі з електролічильників. Диспетчер мікромережі відповідає за оцінку прогнозу погоди для оптимізації розподілу електроенергії при використанні СНЕ [3].

Гібридна мікромережа за допомогою інтегрованої енергосистеми, також знижує вартість енергії для острова і його споживачів у майбутньому та зменшує споживання електроенергії виробленої традиційними способами.



ПОЯСНЕННЯ

ОСР	Оператор системи розподілу	Електрика	→
ОСП	Оператор системи передачі	Платежі	→

Рисунок 7 – Бізнес-модель № 7: Мікромережеве рішення з використанням системи накопичення електроенергії

Восьма бізнес-модель № 8: Локальна енергетична компанія, має на меті розширити місцеву генерацію з попитом і забезпечити просюмерам / клієнтам кращі експортні та імпортні ціни. У цій моделі присутня локальна енергетична компанія (ЛЕК) (об'єднання просюмерів), що може не мати ліцензії (зادля зменшення адміністративного навантаження) та пропонує місцевий тариф але задля здійснення балансування та розрахунків необхідно мати ліцензованого постачальника (див. рис. 8) [8].

Локальна енергетична компанія створює тариф за час користування. Цінові сигнали в тарифі за часом використання можуть базуватися на більш динамічних цінових сигналах, отриманих з даних інтелектуальних лічильників та сигналів як від оптового ринку, так і від мережевих постачальників. Споживання електроенергії вимірюється півгодинними блоками, а обсяг, який використовується кожні півгодини, порівнюється з обсягом, виробленим місцевою генерацією за той самий період. Кожного разу при оплаті електроенергії, яка відповідає ВДЕ, кошти залишаються в місцевій енергетичній громаді. Але при споживанні просюмером електроенергії (виміряна за півгодини), яка перевищує частку електроенергії, що виробляється ВДЕ постає потреба купівлі додаткової електроенергії через ліцензованого постачальника ціна якої буде різною в різний час доби [3, 9].

Ціни та часові рамки тарифів на нелокальну електроенергію можуть відобразитися у програмному забезпеченні кожної локальної енергетичної компанії. Цілком ймовірно у даній моделі, що буде кілька різних тарифів, причому на час ранкового та вечірнього піків споживання вони будуть дорожчими, а на

час обіду та ночі – дешевшими. ЛЕК та ліцензований постачальник можуть змінювати та фіксувати тарифипротягом року [3].

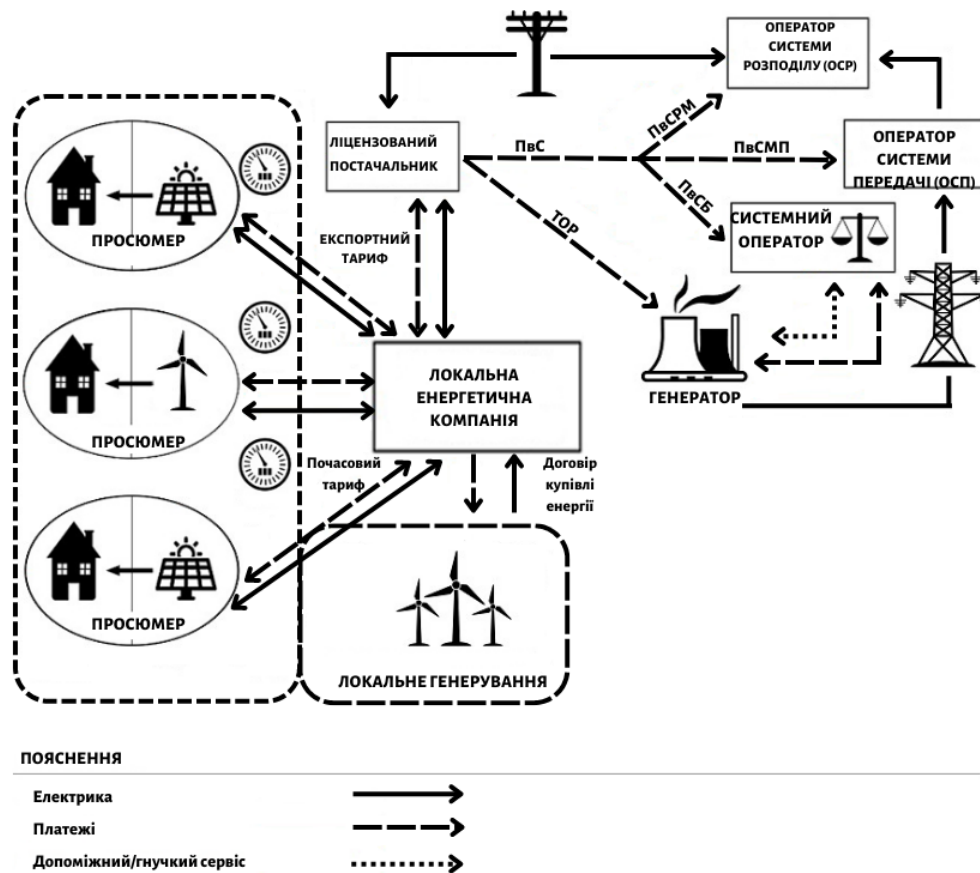


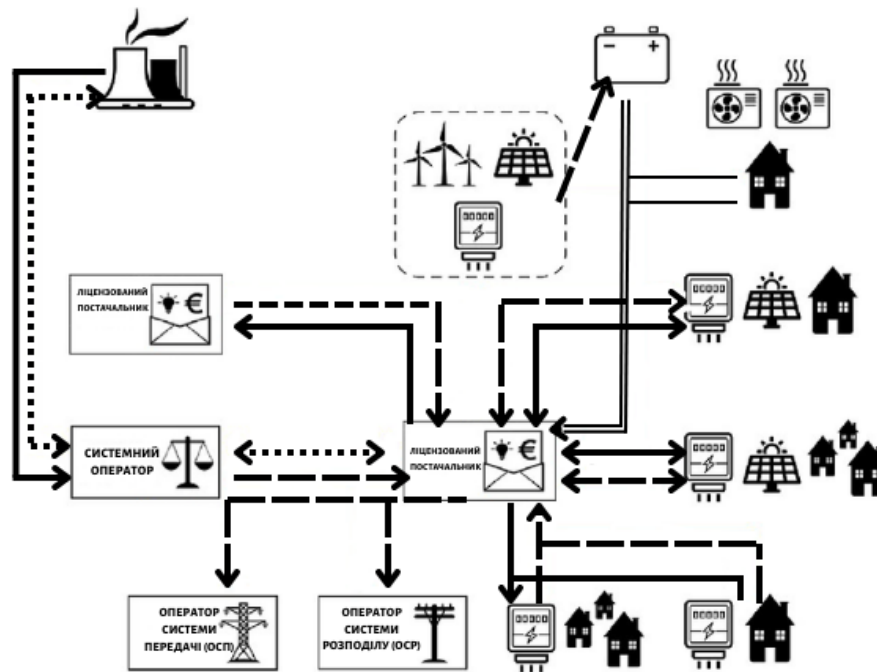
Рис.8. Бізнес-модель №8: Локальна енергетична компанія

Наступна для аналізу – **бізнес-модель № 9**: Локальна енергетична компанія з використанням системи накопичення електроенергії. По функціоналу дана бізнес-модель аналогічна бізнес-моделі №8 з двома постачальниками, один з яких управляє місцевим тарифом і тісними відносинами зі споживачами, а інший управляє відносинами з оптовим ринком для покриття дефіциту при колективному самоспоживанні. Також локальна енергетична компанія має можливість укласти договори на балансування з системним оператором але для цього потрібні ринки гнучкого попиту, тобто можливість отримувати дохід від гнучкого регулювання попитом (див. рис. 9) [3].

Бізнес-моделі локальної енергетичної компанії № 8 і № 9 спрямовані на оптимізацію просюмерів місцевого обміну електроенергією і, отже, збільшують експортний потенціал для окремих осіб у колективі.

Бізнес-модель № 10: Однорівнева торгівля (P2P): Особливістю однорівневої моделі є відсутність ліцензованого постачальника. Таким чином просюмери торгують один з одним електроенергією з розподіленої генерації без посередника маючи змогу використовувати цифрову платформу для торгів, що зображено на рис. 10 [10]. Головною перевагою моделі № 10 є ціноутворення: просюмери та інші споживачі узгоджують між собою вигідну ціну на генерацію на яку не впливає постачальник. Отже, таке динамічне ціноутворення стимулює просюмерів виробляти та споживати енергію в періоди, коли місцева генерація є високою та розвивати «віртуальні» торги. P2P-торгівлю можна використовувати для оптимізації локальної мікромережі на «острові» [3].

Платформи P2P можуть зменшити адміністративні витрати та сприяти оптимізації локалізованих відновлюваних джерел енергії, сигналізуючи про те, коли найкращий час для збільшення або зменшення власного попиту. Вони зменшують, але ще не усувають потребу в тому, щоб ліцензований постачальник виступав буфером між індивідуальними споживачами та оптовими ринками.



ПОЯСНЕННЯ

Електрика	—————>
Платежі	- - - - ->
Сервіси	=====>
Балансування>

Рисунок 9 – Бізнес-модель № 9: Локальна енергетична компанія з використанням системи накопичення електроенергії

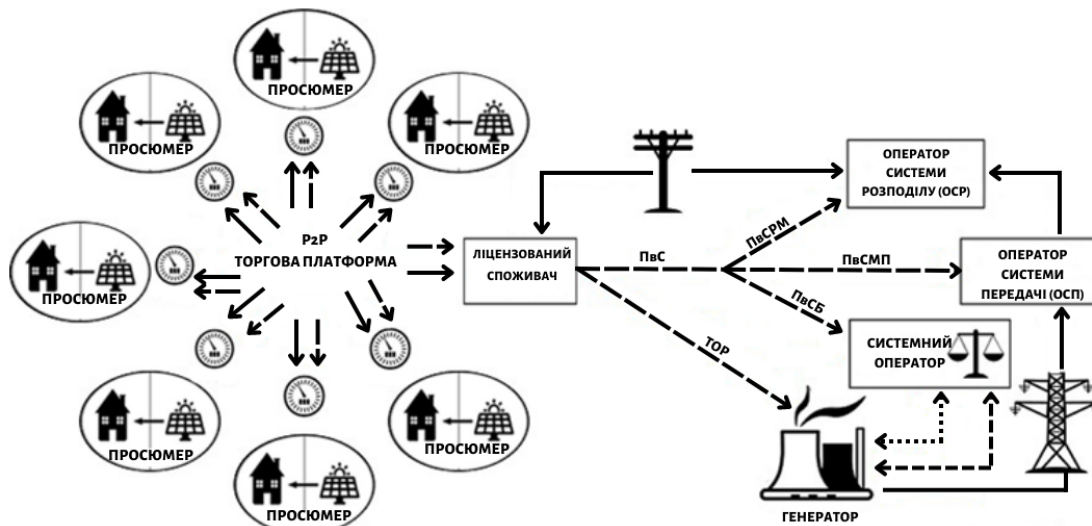
По функціоналу найкраще P2P платформа підходить для колективного просюмеризму, корпоративного, так і громадськими або державними суб'єктами. P2P платформа дозволяє:

- збільшити власне споживання;
- зменшити викиди вуглецю в навколишнє середовище;
- зменшити оподаткування;
- зменшити оплату на мережу;
- зменшити витрати на постачальників тощо.

Розглянемо можливість просюмерів закривати потребу електроенергії через купівлю її безпосередньо в локальних генеруючих об'єктах ВДЕ через схематичне зображення бізнес-моделі № 11: Локальні тарифи на електроенергію (див. рис. 11).

Надлишок неспожитої електроенергії просюмери можуть продавати через зареєстрованого постачальника. Постачальник розподіляє електроенергію на споживачів та членів кооперативів за спеціальним тарифом. Перевагою даної моделі є те, що можна уникнути оплати за передачу електроенергії, якщо споживачі та просюмери знаходяться в одній низьковольтній розподільчій мережі.

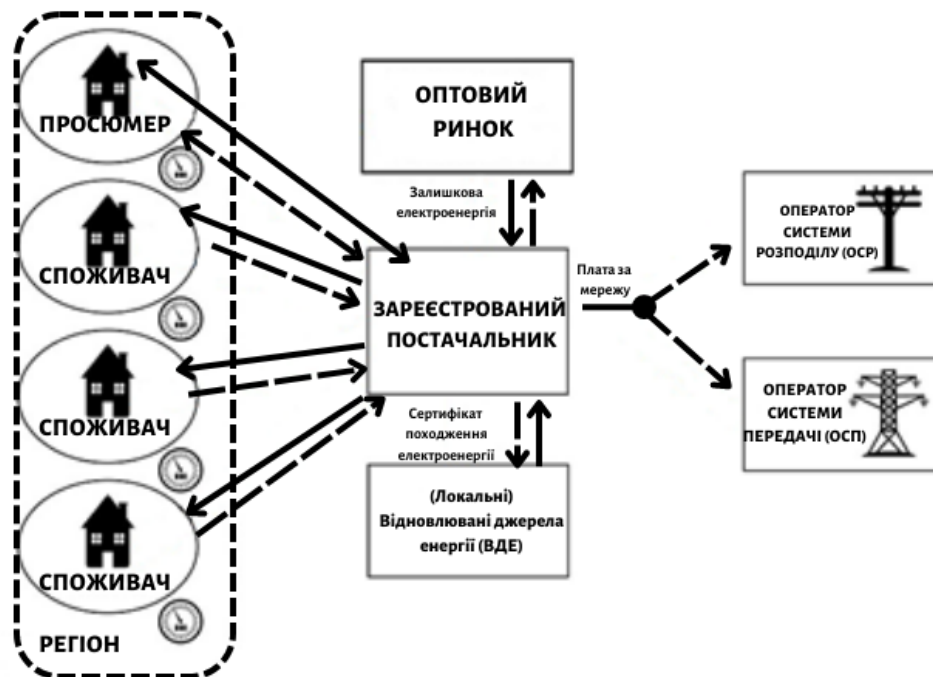
У **бізнес-моделі № 11** для локальних енергетичних компаній є можливість виходити на ринки попиту, що позначено однокомпонентною стрілкою під назвою "балансування" або "мобільні сервіси". Колективна співпраця може збільшити купівлю електроенергії, що більш ефективно ніж модель цінового стимулу тарифом [3].



ПОЯСНЕННЯ



Рисунок 10 – Бізнес-модель № 10: Однорівнева торгівля (P2P)



ПОЯСНЕННЯ

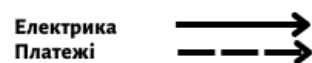


Рисунок 11 – Бізнес-модель № 11: Локальні тарифи на електроенергію

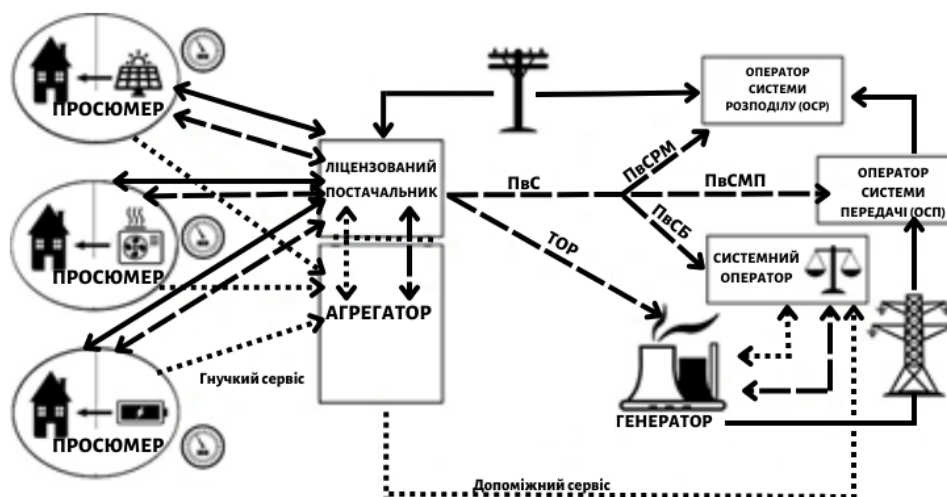
Бізнес-модель № 12: Просюмер – агрегатор. Бізнес-модель із застосуванням агрегатора має на меті збільшити участь споживачів та просюмерів у ринку гнучкості послуг за допомогою автоматизованого керування попитом. Визначимо поняття агрегатор – це новий тип постачальника енергетичних послуг, який може збільшити або зменшити споживання електроенергії групою споживачів відповідно до загального попиту на електроенергію в мережі. Агрегатор має можливість надавати послуги на ринку від імені споживачів, які виробляють власну електроенергію, продаючи надлишки виробленої ними електроенергії [11].

У даній схемі агрегатор має можливості створювати внутрішній ринок (див. рис.12) між групою споживачів, які уклали з ним договір та формувати спільно тариф між просюмерами, споживачами та ліцензованим постачальником. Отже він виступає посередником між ліцензованим постачальником і просюмерами. В обов'язки агрегатора входить задоволення двосторонніх потреб під час транзакцій, отримання ринкової інформації, керування великою кількістю споживачів і зменшення пікового навантаження, збільшення конкуренції [3].

Бізнес-модель із агрегатором є цінною для просюмерів через можливість створювати оптимальну стратегію торгів на ринку, що задовольняють їхні інтереси. Агрегатори несуть користь не лише для споживачів але відіграють важливу роль для оператора системи розподілу (ОСР) та системного оператора (СО). Коли СО необхідно зменшити споживання електроенергії, він може звернутися до агрегаторів, які скоригують попит з боку користувачів, щоб досягти ефекту відключення пікового споживання електроенергії. Чим сильніші агрегатори, тим більш гнучкими вони є щодо споживання електроенергії. Отримавши прибутки від гнучкості агрегатор має розподілити їх між собою та ліцензованим постачальником, який розділить їх між просюмерами. Маючи менші операційні витрати агрегатор стає потенційно вигідним для споживача адже він потребує великої кількості клієнтів через те, що просюмери вносять невеликі суми у функціонування системи [12].

Невід'ємною частиною у цій моделі, між мережею просюмерів та ліцензованим постачальником, є наявність "розумного" лічильника. Розумний лічильник – це пристрій з датчиками для вимірювання споживання енергії та обчислювальною потужністю. Розумний лічильник може вимірювати, як енергію з мережі, так і експортовану енергію в загальну мережу. На схемі зображено передачу даних за допомогою розумних лічильників між ліцензованим постачальником та просюмерами [3].

З погляду на розвиток електроенергетики загалом, роль агрегатора можуть взяти на себе віртуальні електростанції (ВЕС). Метою ВЕС є зниження навантаження на мережу за рахунок розумного розподілу потужностей, що виробляється окремими агрегатами під час пікових навантажень. Крім того, комбіноване виробництво та споживання електроенергії об'єднаних в мережу агрегатів ВЕС є об'єктом купівлі-продажу[13].



ПОЯСНЕННЯ

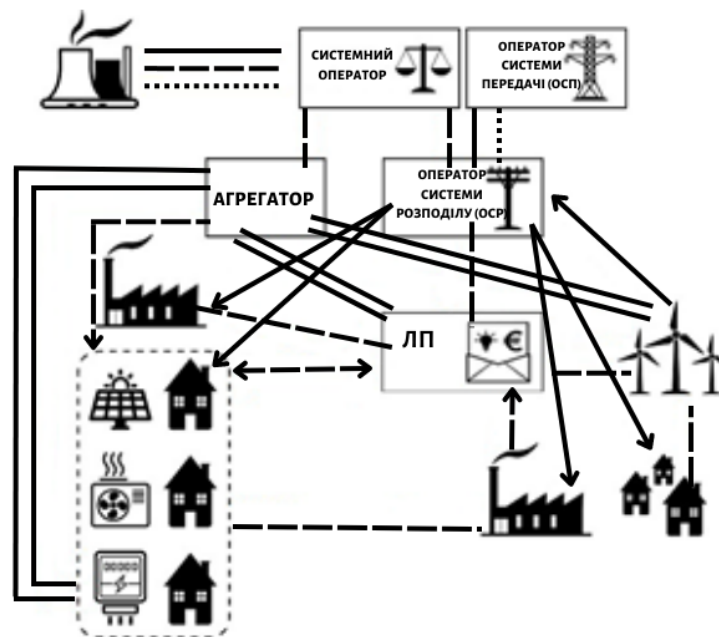
- Електрика →
- Платежі →
- Допоміжний/гнучкий сервіс →

Рисунок 12 – Бізнес-модель №12 Просоюмер – агрегатор

Бізнес-модель № 13: Участь агрегатора без контрагентів. Функціонування цієї схеми схоже на попередню але від агрегатора у даній схемі очікується об'єднання різних клієнтів в рамках електроенергетичної системи, тобто споживачів, виробників, перекупників, для того, щоб діяти як єдиний суб'єкт при участі в ринку електричної енергії або при продажу послуг системному оператору (див. рис. 13). Агрегатор також може допомогти постачальникам контролювати напругу в розподільчій мережі [3].

Завдяки агрегації цінність гнучкості може бути підвищена шляхом об'єднання постачальників, які були б занадто малими, щоб брати участь на ринках індивідуально [14]. Крім того, агрегатор надає цю послугу окремо від будь-якого контрагента. Учасники погоджуються змінювати своє споживання / виробництво в певний час в обмін на привабливий дохід [15].

Складність бізнес-моделей роботи агрегаторів та розмір ринку, до якого вони мають доступ, може виключити можливість використання структур прийняття рішень на рівні кооперативу, як успішної моделі управління. Це означає, що комерційні компанії, швидше за все, запропонують партнерство з великим генераціям ВДЕ, щоб розділити переваги гнучкості. Але може статися так, що доходи від агрегації будуть недостатніми для того, щоб повністю обійти бізнес-моделі великої генерації і керувати більш індивідуалізованими відносинами між агрегатором та кооперативами/домогосподарствами. Агрегація сама по собі не забезпечує життєздатної бізнес-моделі, орієнтованої на споживача, а також не гарантує, що тарифи на послуги мережі відображають витрати, або що системні податки сплачуються справедливо. Схема пропонує спосіб вирішення деяких проблем інших учасників енергетичної системи; саме тому вона є одним з небагатьох "нових" систем доходів, до яких можуть отримати доступ споживачі та громади споживачів, і які не є прямими чи непрямими власниками субсидій [3].



ПОЯСНЕННЯ

ЛП Ліцензований постачальник

Електрика



Платежі



Балансування



Сервіси



Рисунок 13 – Бізнес-модель № 13: Участь агрегатора без контрагентів

Бізнес-модель № 14: Енергосервісна компанія (ЕСК). Попередньо розглянуті бізнес-моделі фокусувалися на заощадженні електроенергії, отримання вигоди з експорту та кооперування. Але в даній моделі особлива увага приділяється комплексному підходу до підвищення енергоефективності малих і середніх підприємств, домогосподарств, житлового фонду шляхом модернізації. Суть модернізації полягає

із встановленням мікрогенерації, теплових насосів/теплових мереж та "розумних" лічильників/"розумних" електроприладів [16]. Найбільш поширеною моделлю такого типу модернізації є бізнес-модель «енергосервісна компанія» (див. рис. 14) [3].

Енергосервісна компанія (ЕСК) – це компанія, яка надає та впроваджує енергетичні технічні рішення щодо енергозбереження, модернізації, енергозбереження, аутсорсингу енергетичної інфраструктури, виробництва тепло- та електроенергії, систем енергопостачання [17].

Основною функцією ЕСК є гарантоване просюмерам та клієнтам отримання стабільних енергетичних послуг, як надійне електропостачання, тепlopостачання, гаряча вода, стала температура в приміщенні за допомогою мікрогенерації та заходів з енергоефективності та енергозбереження. Відповідальність за експлуатацію будівлі у довгостроковій перспективі лежить на ЕСК з якою просюмери, кооперативи, домогосподарства та підприємства заключили договір.

Просюмери мають змогу стати власниками мікрогенерації без початкових витрат, оскільки ЕСК фінансує встановлення та техобслуговування. Але ЕСК встановлює тариф на «зелену» енергію і працює над формуванням угоди за експорт енергії. Дана схема моделі може працювати і з мережею централізованого тепlopостачання та отримувати електроенергію із загальної електромережі шляхом встановлення інженерних мереж ЕСК.

Завдяки заощадженні на енергоносіях значна частина інвестицій ЕСК окупиться протягом 30 років – що показано із досліджень функціонувань схожої моделі в Нідерландах [3]. Основною перевагою з точки зору просюмерів є те, що ЕСК або делеговане ліцензоване комунальне підприємство може відігравати роль оптимізатора або агрегатора радіаторів, батарей та контролю мікрогенерації, без необхідності тісно взаємодіяти з енергетичним ринком або безпосередньо реагувати на цінові сигнали.

Модель ЕСК цілком може бути життєздатною при високих роздрібних цінах на енергоносії та де будинки холодні та важкоопалювальні завдяки комплексній модернізації будівлі та інженерних споруд, що веде до оптимізації витрат енергії [3].

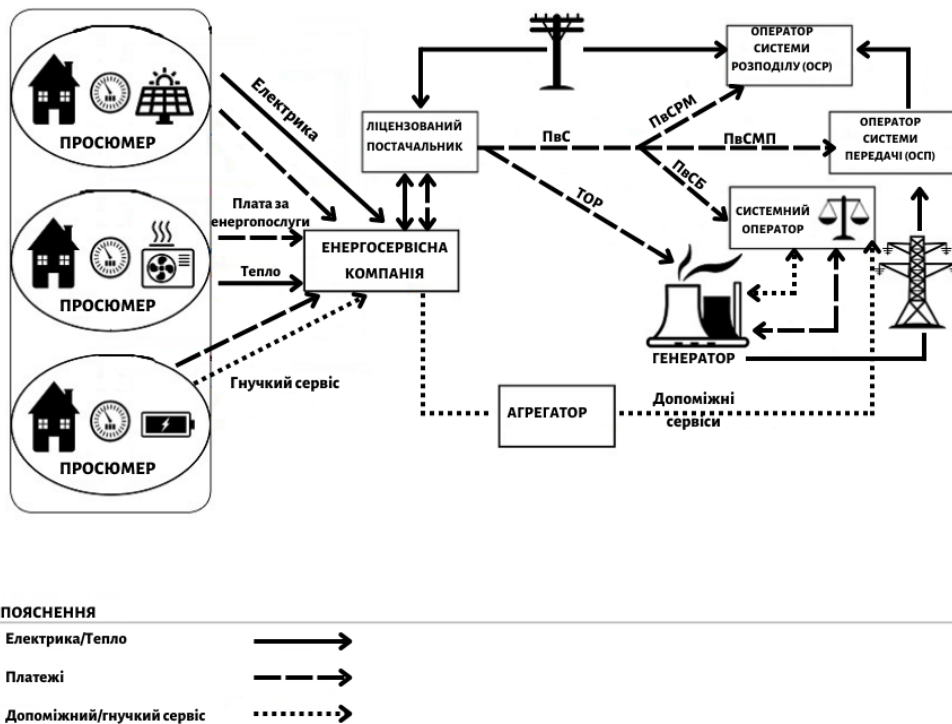


Рисунок 14 – Бізнес-модель № 14: Енергосервісна компанія (ЕСК)

Бізнес-модель № 15: Мобільність та громадські енергетичні спільноти. Останні роки популяризація електромобілів та електротранспорту зумовила потребу в організації мобільних зарядних станцій для них. Це дає можливість для поєднання локальної мікрогенерації із створенням зарядних станцій для цього виду транспорту. Енергетичні кооперативи та громадські спільноти можуть пропонувати послуги із зарядки та збільшують можливість надання енергетичних послуг (див. рис. 15). Такі просюмери можуть мати можливість продавати електроенергію безпосередньо надійним споживачам, таким як постачальники послуг громадського транспорту, власникам електромобілів які заключили з ними договір. Сама модель є привабливою для стабілізації енергосистеми у пікові періоди споживання [3].

Розберемо більш детально роль провайдера мобільного сервісу у даній схемі. Провайдер мобільного сервісу (ПМС) – це компанія яка пропонує послуги із зарядки електромобілів власникам такого виду транспорту. ПМС створює та надає доступ до пунктів електрозарядних станцій створюючи мапу географічної зони розташування станцій. Провайдер мобільного сервісу заключає договір із просюмерами, які мають пункти заряду чи станції. Разом вони встановлюють та керують зарядними станціями для електромобілів.

Основним обов'язком провайдер мобільного сервісу є допомога водіям електромобілів у пошуку зарядних станцій, забезпечення безперешкодної зарядки та пропонування різних способів оплати. Вони можуть надавати послуги, як клієнтам з яким укладений договір так і клієнтам без договору формуючи для кожного окремий тариф.

Обов'язки просюмерів-власників зарядних пунктів – забезпечення функціонування, доступності та стабільності мережі зарядних станцій для електромобілів у цілодобовому режимі. Крім того власники зарядних пунктів можуть розвивати свій бізнес завдяки «інтелектуальним» лічильникам, мережам, для управління енергоспоживанням, двонаправленій зарядці та передачею невикористаної енергії з автомобіля в інтелектуальну мережу (V2G технологія) [18]. У даній схемі ці сервіси можливі за допомогою ліцензованого постачальника, який управляє попитом на енергію в години пік, проводить управління акумуляції енергії. Однак такі просюмери можуть взаємодіяти з агрегаторами, що дозволить їм спільно брати участь у гнучких ринках. Отже такі послуги залучають нових учасників у модель колективного споживання [19].

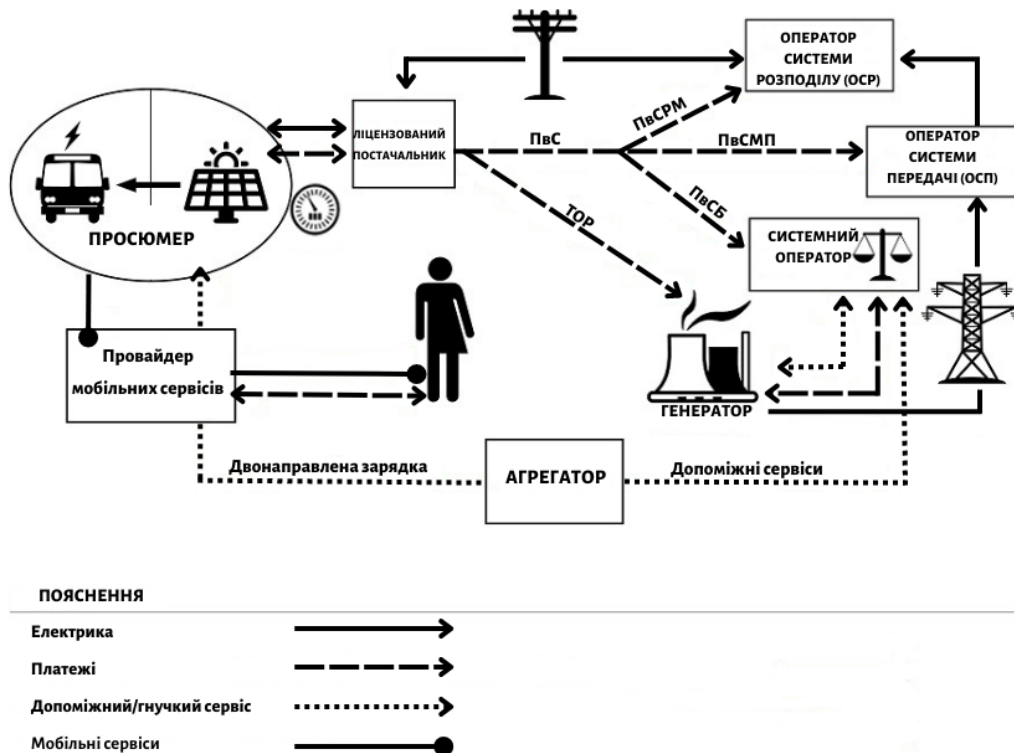


Рисунок 15 – Бізнес-модель № 15: Мобільність та громадські енергетичні спільноти

Отже, розглянувши всі можливі бізнес-моделі просюмеризму проведено оцінку найбільш ефективних архетипів з можливим їх впровадженням на території України в таблиці 1.

Таблиця 1 Характеристика бізнес-моделей просюмеризму(ліва частина)

	Наявність пільгового/пониженого тарифу	Наявність тарифу на імпорт/експорт	Оплата за користування загальною мережею просюмером	Облік за лічильником		Можливість взаємної кооперація просюмерів
				Сумарний за інтервал	Погодинний	
Бізнес-модель №1	+	+	-		+	-
Бізнес-модель №2	+	-	-		+	-
Бізнес-модель №3	-	+	-	+		+
Бізнес-модель №4	+	+	+		+	+
Бізнес-модель №5	+	+	+	+		+
Бізнес-модель №6	+	+	+		+	+
Бізнес-модель №7	+	-	-		+	+
Бізнес-модель №8	+	+	-		+	+
Бізнес-модель №9	+	+	-		+	+
Бізнес-модель №10	+	-	-	+		+
Бізнес-модель №11	+	-	-		+	+
Бізнес-модель №12	+	+	-		+	+
Бізнес-модель №13	-	+	+		+	+
Бізнес-модель №14	+	+	-		+	+
Бізнес-модель №15	+	+	-	+		-

Таблиця 1 Характеристика бізнес-моделей просюмеризму(права частина)

	Автономний режим	Можливість надання просюмером допоміжних/гнучких сервісів	Надання мобільного сервісу	Надання послуг імпорту/експорту електроенергії через ліцензованого постачальника*	Можливість впровадження в Україні
Бізнес-модель №1	+	-	-	++	2
Бізнес-модель №2	+	-	-	++	1
Бізнес-модель №3	+	-	-	++	2
Бізнес-модель №4	+	-	-	++	1
Бізнес-модель №5	-	+	-	++	3
Бізнес-модель №6	+	-	-	++	3
Бізнес-модель №7	+	-	-	--	3
Бізнес-модель №8	+	-	-	++	3
Бізнес-модель №9	+	+	-	++	2
Бізнес-модель №10	+	-	-	--	1 і 3
Бізнес-модель №11	-	-	+	--	2
Бізнес-модель №12	+	+	+	++	3
Бізнес-модель №13	-	+	-	++	2
Бізнес-модель №14	-	+	-	++	3
Бізнес-модель №15	+	+	+	++	3

Пояснення:

(+) – Наявність послуги.

(-) – Відсутність послуги.

1 – Актуально на сьогодні;

2 – Короткострокова перспектива;

3 – Довгострокова перспектива.

(*) – Надання послуг імпорту/експорту електроенергії:

(-) – Імпорт та експорт не здійснюються через ліцензованого постачальника. У моделі може здійснюватися напряму через оператора системи розподілу.

(++) – Імпорт та експорт здійснюються через ліцензованого постачальника

Висновки

1. Індивідуальний просюмеризм без стратегії надання енергетичних послуг також можуть мати посилюючий вплив на оптові ринки але не сприятимуть збалансуванню системи. Таким чином, індивідуальні просюмери, представлені в бізнес-моделях № 1 і № 2, не є найдешевшим способом вирішення проблеми збалансування енергосистеми чи покриттю дефіциту електроенергетичних потреб.

2. Кооперування та розширення визначення індивідуального просюмеризму описують бізнес-моделі №3-7. Кожна з цих моделей дозволяє енергетичним спільнотам уникнути високих роздрібних цін. Завдяки роботі ліцензованого постачальника, присутня відповідальність за деякі мережеві збори, податки. Однак вони не роблять нічого, щоб активно змішувати попит на періоди високої локальної генерації, використовуючи "розумні" тарифи або автоматизацію, та навіть це буде самостимулюватися за рахунок економії, які споживачі отримують від уникнення роздрібних цін[3].

3. У локальних енергетичних компаніях описаних в бізнес-моделях №8 та №9 є потреба успішно використовувати динамічні цінові стимули. Це дозволить збільшити місцеве самоспоживання та мінімізувати плату за користування загальною електромережею. Учасники кооперативів та об'єднань мають можливість формувати вигідний для себе тариф. Однак такі моделі повинні функціонувати за допомогою ліцензованого постачальника.

4. У 10-тій бізнес-моделі просюмери мають змогу проводити торги надлишковою електроенергією із сусідами чи іншими учасниками енергетичного кооперативу, які потребують додаткової електроенергії. Однак це дає впровадити новий ринковий інструмент, як торгова платформа та автоматизувати функціонування таких малих ринків. Такий інструмент дозволяє зменшити транзакційні витрати, які в іншому випадку несуть ліцензовані постачальники або оператори мереж. Бізнес-моделі №12 та №13, які мають такого учасника у схемі, як агрегатора виграють від забезпечення «нового» потоку доходів через участь у гнучких ринках. Агрегатори розширюють рівень функціонування просюмерів завдяки наявності «гнучких» активів: акумуляторів, радіаторів або приладів безперебійного живлення – це надає перевагу над мікрогенерацією. Агрегатори мають змогу працювати не лише з індивідуальними просюмерами, а й одночасно із великими енергетичними кооперативами чи домогосподарствами [3].

5. Бізнес-модель №14, модель ЕСКО збільшує сервіс надання послуг, що поєднує як модернізацію домогосподарств та підприємств. Це дає можливість поширити стандартизацію енергоефективних послуг і поєднати встановлення мікромереж та іншого енергозберігаючого обладнання. Таким чином дані заходи приводять до оптимізації моделі ринкових показників. Бізнес-модель №15 також функціонує з метою розширити надання енергетичних послуг та робить це за допомогою впровадження зарядних пунктів для електротранспорту.

Кожна з цих моделей має на меті описати можливості розвитку та розширення просюмеризму, показати різні форми та вигоди колективного самоспоживання. Деякі з цих моделей описують функціонал, що дозволяє збільшити дохід, зменшити плату за користування мережею, підібрати вигідний тариф для генерації та впроваджувати нові технології акумуляування.

Список використаної літератури

1. Денисюк С.П., Таргонський В. А., Артем'єв М. В. Локальні електроенергетичні системи з активним споживачем: методи побудови та алгоритми їх функціонування // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2018. – № 3. – С. 7–22.

2. Кириленко О.В., Денисюк С.П. Сучасні тенденції побудови та керування режимами електроенергетичних мереж // Спец. випуск, Том 2. Енергозбереження, енергетика, енергоаудит. – 2014. – № 9 (128). – С. 82 – 94.

3. Hall, S., Brown, D., Davis, M., Ehrmann, M., Holstenkamp, L., (2020) Business Models for Prosumers in Europe. PROSEU - Prosumers for the Energy Union: Mainstreaming active participation of citizens in the energy transition (Deliverable N°D4.1), p. 89.

4. Ofgem (2018) Embedded Benefits: Impact Assessment and Decision on industry proposals (CMP264 and CMP265) to change electricity transmission charging arrangements for Embedded Generators. Ofgem, London. URL: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/embedded-benefits-impact-assessment-and-decision-industry-proposals-cmp264-and-cmp265-change-electricity-transmission-charging-arrangements-embedded-generators> (дата звернення: 20.10.2022).

5. RES Legal (2019) Sternkopf, T., Tenant Electricity Surcharge, Germany. URL: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/tenant-electricity-surcharge/lastp/135/> (дата звернення: 20.10.2022).

6. Hendricks, D., Mesquita, R., (2019) Pv Prosumer Guidelines For Eight EU Member States European Renewable Energies Federation (EREF) Brussels, May 2019. URL: https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2019/05/1904_PVP4Grid_Bericht_EUnat_web.pdf (дата звернення: 20.10.2022).

7. Regen, 2018. Local Supply: Options for Selling Your Energy Locally 3rd Edition. URL: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.commatsci.2016.02.021> (дата звернення: 20.10.2022).

8. Hardy, P., Pinto-Bello, A., (2019) EU Market Monitor 2019 for Demand Side Flexibility, Smart Energy Europe and Delta EE. URL: https://www.smartenergy.eu/wp-content/uploads/2019/11/EU_Market_Monitor_2019_short_final.pdf (дата звернення: 02.11.2022).
9. Денисюк С.П., Коломійчук М.О. Оцінка фінансових та технічних показників ефективності роботи microgrid в динамічних режимах // Енергетика: економіка, технології, екологія. –2021. – № 3. –С. 18–38.
10. Open Utility, 2016. A glimpse into the future of Britain’s energy economy. White Pap. 1–25. URL: <https://piclo.energy/publications/piclo-trial-report.pdf> (дата звернення: 02.11.2022).
11. Electricity aggregators: starting off on the right foot with consumers. 2018. P. 12. URL: <https://www.beuc.eu/electricity-aggregators-starting-right-foot-consumers> (дата звернення: 02.11.2022).
12. Kaluza, (2019) Smart Island Energy System, Kaluza. URL: <https://www.kaluza.com/casestudies/case-study-smile/> (дата звернення: 02.11.2022).
13. Aggregators and Prosumers - An Analysis of Business Model Opportunities. 2021. P.6. URL: https://www.researchgate.net/publication/357615383_Aggregators_and_Prosumers_-_An_Analysis_of_Business_Model_Opportunities (дата звернення: 02.11.2022).
14. Terlouw, T., AlSkaif, T., Bauer, C. and van Sark, W., 2019. Multi-objective optimization of energy arbitrage in community energy storage systems using different battery technologies. Applied Energy, 239, pp.356-372. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114001>.
15. Agregador de demanda: qué es y qué hace: web-site. URL: <https://www.enertra.es/agregador-de-demanda/> (дата звернення: 02.11.2022).
16. Nolden, C., Sorrell, S., 2016. The UK market for energy service contracts in 2014-2015. Energy Effic. 1–16. URL: <https://doi.org/10.1007/s12053-016-9430-2>
17. Energy service company: web-site URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_service_company (дата звернення: 24.12.2022).
18. Денисюк С.П. Технологічні орієнтири реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – № 1. – С. 7–21.
19. EMSP and CPO: the two sides of EV charging network operators: web-site. URL: <https://www.virta.global/blog/emsp-cpo-ev-charging-roles-responsibilities> (дата звернення: 04.01.2023).

K Hilevich¹, ORCID 0000-0001-9074-0683

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE IMPLEMENTATION OF BUSINESS MODELS OF PROSUMERS WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES

The review of current models of renewable energy promoters in Ukraine focuses on consumer groups that use renewable energy sources, new business models and modern approaches to market regulation, which further affect the modernization of infrastructure in accordance with the requirements of the European Union and energy policy. The author analyzes the formation of tariff policy according to each business model and describes the impact of preferential tariffs in the functioning of the models. This article examines the impact of energy cooperatives and community energy communities, what value they bring to the transition to alternative energy sources, and how they can be developed through energy policy and regulatory frameworks. It has been shown that the management of energy cooperatives and communities during peak consumption periods can influence the balancing of the energy system. It has been found that business models of collective consumption in market relations expand the definition of self-consumption in many ways. The Tenant's Electricity business model involves some form of independent consumption of solar energy from photovoltaic installations in apartment buildings. The Private Grid or Microgrid model allows consumers and prosumers to experiment with different energy technologies that simultaneously maximize their own consumption and offer services to grid operators. It also shows a mechanism for covering electricity shortages through collective self-consumption, in which the local grid operator provides careful management of consumer meter data.

The presented 15 business models of prosumerism allow us to explore the ways in which some models can be advantageous compared to others by avoiding various components in the formation of retail energy prices, and by generating new revenues through flexibility. The possibility of schemes with the ability to "aggregate" the flexibility of consumers and use the flexibility of many small energy systems to meet the large needs of power system operators is identified. Examples of business models for collective consumers that benefit from energy efficiency and decarbonization of other energy sources, such as heat and transport, are presented. The paper also considers possible business models of prosumerism and schemes for the provision of energy services between the owners of renewable generation and the distribution system operator, transmission system operator, and other

market participants. It is proposed to solve the problem of expanding prosumerism by conducting a comparative analysis of business models.

Keywords: *prosumer, self-consumption, microgrid, electricity storage system, generation, balancing.*

References

1. Denysiuk S.P., Targonsky V.A., Artemiev M.V. Local electric power systems with active consumers: methods of construction and algorithms of their functioning // *Energy: Economics, Technology, Ecology*. 2018 - No. 3 - P. 7-22.
2. Kirilenko O.V., Denysiuk S.P.. Modern trends in the construction and management of electric power networks modes // Special issue, Vol. 2. Energy saving, energy, energy audit. - 2014. - No. 9 (128). - P. 82 - 94
3. Hall, S., Brown, D., Davis, M., Ehrtmann, M., Holstenkamp, L., (2020) Business Models for Prosumers in Europe. PROSEU - Prosumers for the Energy Union: Mainstreaming active participation of citizens in the energy transition (Deliverable N°D4.1), p. 89.
4. Ofgem (2018) Embedded Benefits: Impact Assessment and Decision on industry proposals (CMP264 and CMP265) to change electricity transmission charging arrangements for Embedded Generators. Ofgem, London. URL: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/embedded-benefits-impact-assessment-and-decision-industry-proposals-cmp264-and-cmp265-change-electricity-transmission-charging-arrangements-embedded-generators> (accessed October 20, 2022).
5. RES Legal (2019) Sternkopf, T., Tenant Electricity Surcharge, Germany. URL: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/tenant-electricity-surcharge/lastp/135/> (accessed 20.10.2022).
6. Hendricks, D., Mesquita, R., (2019) Pv Prosumer Guidelines For Eight EU Member States European Renewable Energies Federation (EREF) Brussels, May 2019. URL: https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2019/05/1904_PVP4Grid_Bericht_EUnat_web.pdf (accessed: 20.10.2022).
7. Regen, 2018. Local Supply: Options for Selling Your Energy Locally 3rd Edition. URL: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.commatsci.2016.02.021> (accessed on October 20, 2022).
8. Hardy, P., Pinto-Bello, A., (2019) EU Market Monitor 2019 for Demand Side Flexibility, Smart Energy Europe and Delta EE. URL: https://www.smartenergy.eu/wp-content/uploads/2019/11/EU_Market_Monitor_2019_short_final.pdf (accessed 02.11.2022).
9. Denysiuk S.P., Kolomiichuk M.O. Evaluation of financial and technical indicators of microgrid performance in dynamic modes // *Energy: Economics, Technology, Ecology*. 2021. - No. 3. -P. 18-38.
10. Open Utility, 2016. A glimpse into the future of Britain's energy economy. White Pap. 1-25. URL: <https://piclo.energy/publications/piclo-trial-report.pdf> (accessed on 02.11.2022).
11. Electricity aggregators: starting off on the right foot with consumers. 2018. P. 12. URL: <https://www.beuc.eu/electricity-aggregators-starting-right-foot-consumers> (accessed 02.11.2022).
12. Kaluza, (2019) Smart Island Energy System, Kaluza. URL: <https://www.kaluza.com/casestudies/case-study-smile/> (accessed: 02.11.2022).
13. Aggregators and Prosumers - An Analysis of Business Model Opportunities. 2021. P.6. URL: https://www.researchgate.net/publication/357615383_Aggregators_and_Prosumers_-_An_Analysis_of_Business_Model_Opportunities (accessed 02.11.2022).
14. Terlouw, T., AlSkaif, T., Bauer, C. and van Sark, W., 2019. Multi-objective optimization of energy arbitrage in community energy storage systems using different battery technologies. *Applied Energy*, 239, pp.356-372. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.115111>
15. Agregador de demanda: qué es y qué hace: web-site. URL: <https://www.enertra.es/agregador-de-demanda/> (accessed November 02, 2022).
16. Nolden, C., Sorrell, S., 2016. The UK market for energy service contracts in 2014-2015. *Energy Efficiency*. 1-16. URL: <https://doi.org/10.1007/s12053-016-9430-2>
17. Energy service company: web-site URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_service_company (accessed December 24, 2022).
18. Denysiuk S.P. Technological guidelines for the implementation of the Smart Grid concept in electric power systems. *Energy: Economics, Technology, Ecology* - 2014. - No. 1. - P. 7-21.
19. EMSP and CPO: the two sides of EV charging network operators: web-site. URL: <https://www.virta.global/blog/emsp-cpo-ev-charging-roles-responsibilities> (accessed January 04, 2023).

Надійшла 24.01.2023
Received 24.01.2023

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY

УДК 629.031

DOI 10.20535/1813-5420.1.2023.276002

В.І.Скалозубов¹, д-р техн. наук, професор, ORCID 0000-0003-2361-223X

Є.М.Письменний², д-р техн. наук, професор, ORCID 0000-0001-6403-6596

В. А. Кондратюк², канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0001-5035-311X

С.І.Косенко¹, канд. техн. наук, доцент ORCID: 0000-0002-7082-5644

В.І. Коньшин², канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0003-2591-3589

¹Міжвідомчий центр фундаментальних наукових досліджень в галузі енергетики та екології
НАН України, «Одеської політехніки» та Мінекології України

²Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

МЕТОД КВАЛІФІКАЦІЇ ПАСИВНИХ СИСТЕМ БЕЗПЕКИ МОДУЛЬНИХ ЯДЕРНИХ РЕАКТОРІВ З ТЕЧАМИ КОНТУРІВ ЦИРКУЛЯЦІЇ

Модульні реактори малої потужності є перспективним напрямком підвищення безпеки ядерної енергетики, тому що управління аваріями в модульних реакторах здійснюється тільки пасивними системами безпеки (без електронасосів). Критичними для безпеки модульних реакторів є аварії з порушенням герметичності контурів природної циркуляції пасивних систем безпеки. Основні обмеження застосування традиційних підходів моделювання аварій детерміністськими кодами для кваліфікації надійності та працездатності пасивних систем безпеки модульних реакторів пов'язані з можливістю виникнення негативних ефектів «різниці кодів» і «різниці користувачів кодами», а також необґрунтованістю результатів верифікації/валідації кодів. Розроблено оригінальний метод кваліфікації на забезпечення умов безпеки пасивних систем безпеки модульного реактора малої потужності Westinghouse (SMR) в умовах аварії з порушенням герметичності контурів природної циркуляції. Прийняті в розробленому методі допущення забезпечують консервативність результатів кваліфікації. На основі попередньої розрахункової кваліфікації контурів природної циркуляції пасивних систем безпеки SMR встановлено, що для відносних розмірів теч, більших за 5 % від прохідного перетину трубопроводів, може відбуватися порушення умов безпеки та осушення активної зони менш ніж через 24 години з початку аварії. Необхідною є модернізація SMR щодо систем діагностики теч контурів природної циркуляції пасивних систем безпеки та ізоляції пошкоджених ділянок контурів.

Ключові слова: кваліфікація, система безпеки, модульний ядерний реактор

Вступ. У процесі великої аварії на АЕС Fukushima-Daiichi у 2011 р. внаслідок сумісної дії землетрусу та затоплення цунамі промайданчика відбулося повне тривале знеструмлення (ПТЗ) енергоблоків, що призвело до відмови електронасосів активних систем безпеки (СБ), які забезпечують виконання необхідних функцій безпеки. Проведений раніше детерміністичний аналіз аналогічної аварії з повним тривалим знеструмленням енергоблоків з реакторами ВВЕР1000 встановив неминучість виникнення ядерної аварії за умов перевищення гранично допустимої температури оболонки тепловиділяючих елементів ядерного палива. аварій з ПТЗ в ЯЕУ з ВВЕР-1000 також визначили неминучість виникнення ядерних (важких) аварій.

У сучасних екстремальних умовах експлуатації українських атомних електростанцій (особливо Запорізької АЕС) внаслідок зовнішніх воєнних впливів сталися десятки аварійних зупинок енергоблоків через повне або часткове зовнішнього знеструмлення. Це призводить до визначення додаткових шляхів забезпечення безпеки експлуатації реакторних установок.

Перспективним напрямком підвищення безпеки може бути експлуатація ЯЕУ, в яких управління аваріями здійснюється тільки пасивними СБ, без застосування електронасосів активних СБ.

До ЯЕУ такого типу відносяться модульні ядерні реактори малої потужності (SMR). На даний момент малі модельні реактори є одним з основних альтернативних напрямків традиційної теплової енергетики, а також атомної енергетики великих потужностей. На даний момент у розробці знаходяться понад 70 SMR різних типів, деякі з яких знаходяться на стадії будівництва та введення в експлуатацію [1]. В цих SMR, особливо в тих що відносяться до PWR типу функції безпеки з підживлення та відведення

тепла від активної зони здійснюються контурами природної циркуляції (ПЦ) пасивних СБ.

Критичними для безпеки SMR відмовама є порушення герметичності трубопроводів та обладнання ПЦ пасивних СБ, які можуть привести до істотного скорочення тривалості надійного забезпечення функцій безпеки з підживлення та відведення тепла від активної зони реактора, а також до надходження радіоактивного теплоносія за межі корпусу реакторного модуля. Відповідно актуальним напрямком робіт є розробка альтернативних методів кваліфікації ПЦ пасивних СБ SMR в умовах порушення герметичності контурів циркуляції на прикладі МПР Westinghouse (SMR).

Аналіз літературних джерел. Питання проектування, виготовлення і забезпечення безпечної експлуатації SMR розглядалися у роботах [2 – 7 та ін.]. У результаті встановлено, що всі працездатні пасивні СБ SMR забезпечують надійне охолодження активної зони до 7 діб. Однак у випадку порушення герметичності ПЦ пасивних СБ тривалість надійного відведення тепла і підживлення теплоносієм активної зони може бути істотно скорочена (аж до повного спустошення реакторного контуру).

Однією з причин неефективного спрацьовування пасивних СБ BWR аварійних енергоблоків АЕС Fukushima-Daiichi (зокрема, системи аварійного охолодження активної зони насосами з пароприводом від реактора) та руйнівних вибухів за межами корпусу реактора могли бути порушення герметичності контурів циркуляції внаслідок запроектованої сейсмічної дії [8 – 13 та ін.].

Таким чином, є актуальною кваліфікація систем управління аваріями (СУА) ПЦ пасивних СБ SMR для умов критичних порушень герметичності контурів циркуляції.

Можливості кваліфікації СУА ЯЕУ традиційними методами моделювання аварій детерміністськими кодами (ДК) обмежено з наступних основних причин [11].

1. Багаторічний досвід і результати моделювання аварій ДК установили в окремих випадках негативні ефекти «різниці ДК» та «різниці користувачів ДК». Ефект «різниці ДК» пов'язаний з тим, що при моделюванні ідентичних аварій різними ДК результати можуть істотно відрізнятися. Ефект «різниці користувачів ДК» пов'язаний з тим, що при моделюванні ідентичних аварій тим самим ДК, але різними користувачами кінцеві результати розрахункового моделювання можуть також істотно відрізнятися.

2. Необхідною умовою обґрунтованості ДК є їх верифікація на експериментальних установках та/або валідація безпосередньо на ЯЕУ.

Досвід проведення верифікації ДК установив, що в більшості випадків «пре-тест» розрахунки істотно відрізняються від експериментальних даних, а узгодження розрахункових і експериментальних даних у «пост-тест» розрахунках досягається недостатньо фізично обґрунтованими корегуючими параметрами (наприклад, постійні значення концентрації центрів паротворення/ конденсації, розмірів пухирів/крапель у двофазних нерівноважних потоках). Внаслідок нефізичності корегуючих параметрів екстраполяція результатів верифікації на натурні умови ЯЕУ є недостатньо обґрунтованою.

Для валідації ДК звичайно використовуються перехідні режими ЯЕУ, умови яких не відповідають умовам більшості аварійних режимів.

3. Під час кваліфікації модернізацій СУА в окремих випадках необхідно оптимізувати конструкційно-технічні, теплофізичні, нейтронно-фізичні та інші параметри. Відомі ДК не було розроблено для рішення подібних задач.

Мета роботи. Основна мета роботи – розробити альтернативний метод кваліфікації умов безпеки СУА ПЦ пасивних СБ за умов розгерметизації (теч) контурів циркуляції на прикладі модульного реактора Westinghouse SMR.

Основні положення і допущення метода кваліфікації

1. Конструкційно-технічна модель SMR складається з реакторного модуля (корпус, активна зона, розділова перегородка активної зони, парогенератори, компенсатор тиску) та пасивних СБ (4 резервуари підживлення контурів ПЦ з теплообмінниками, система автоматичного скидання тиску, 2 кінцевих бака-акумулятора кінцевого поглинача тепла). Для спрощення аналізу всі контури ПЦ пасивної СБ моделюються однією системою з еквівалентними конструкційно-технічними параметрами.

2. Моделюється аварія з течами в гермооб'ємі трубопроводів ПЦ пасивної СБ, що підводять до модуля (максимально до повного відриву трубопроводів).

3. Теплогідродинамічна модель SMR консервативно базується на осереднених за об'ємом теплогідродинамічних параметрах.

4. У процесі аварії ПГ ізольовані по 2-му контуру.

5. Консервативно приймається відмова інжекторного насоса у ПЦ пасивної СБ.

З урахуванням прийнятих допущень і положень рівняння балансу маси, імпульсу та енергії в активній зоні SMR в аварійному режимі:

$$V_R \frac{d\rho_R}{dt} = V_{SS} - \rho_R v_R F_R - G_L, \quad (1)$$

$$V_R \frac{d\rho_R v_R}{dt} = (\rho_{SS} - \rho_R) H_{SS} F_R g - \xi_R F_R \rho_R v_R^2, \quad (2)$$

$$V_R \frac{d\rho_R i_R}{dt} = \alpha F_{TR} (T_{ob} - T_R) - \rho_R v_R F_R i_R + (G_{SS} - G_L) i_{SS}. \quad (3)$$

Рівняння теплового балансу в твелах активної зони:

$$C_{ob} M_{ob} \frac{dT_{ob}}{dt} = R_T^{-1} F_{TR} (T_F - T_{ob}) - \alpha F_{TR} (T_{ob} - T_R), \quad (4)$$

$$C_F M_F \frac{dT_F}{dt} = N - R_T^{-1} F_{TR} (T_F - T_{ob}). \quad (5)$$

Рівняння руху в контурі ПЦ пасивної СБ та в течу:

$$(\rho_{SS} - \rho_R) H_{SS} g = \xi_{SS} \frac{H_{SS}^2}{\rho_{SS} F_{SS}^2}, \quad (6)$$

$$G_L = \xi_L^{-1} F_L \sqrt{\rho_{SS} (P_R - P_0 + \rho_{SS} H_{SS} g)}. \quad (7)$$

Умови ядерної та вибухобезпеки:

$$T_F < T_{Fm}, \quad (8)$$

$$T_{ob} < T_{obm}, \quad (9)$$

де V_R – об'єм теплоносія в активній зоні; $\rho_R(\varphi)$, ρ_{SS} – щільність теплоносія в активній зоні та ПЦ пасивної СБ; t – час; v_R , $i_R(\varphi)$ – середньомасові швидкість та питома ентальпія теплоносія в активній зоні; φ – параметр паровмісту; G_{SS} , G_L – масова витрата в ПЦ пасивної СБ та в течу; F_R , F_{TR} – площа прохідного перетину теплоносія та теплообмінної поверхні в активній зоні; i_{SS} – питома ентальпія теплоносія в ПЦ пасивної СБ; H_{SS} – висота ПЦ пасивної СБ; ξ_R , ξ_{SS} – сумарний параметр (коефіцієнт) гідравлічного опору активної зони та ПЦ пасивної СБ; g – прискорення сили тяжіння; C_{ob} , C_F – питома теплоємність оболонки та ядерного палива твелів; M_{ob} , M_F – сумарна маса оболонок та ядерного палива твелів; T_{ob} , T_F – максимальна температура оболонок та ядерного палива твелів; T_{obm} , T_{Fm} – гранично допустима температура оболонок та ядерного палива твелів; R_T – параметр (коефіцієнт) термічного опору твела [10]; α – параметр (коефіцієнт) теплообміну на поверхні твела; $N(t)$ – сумарна потужність енерговиділення в активній зоні [10].

Після перетворення рівнянь (1) – (7) з урахуванням

$$\frac{d\rho_R}{dt} = \frac{\partial \rho_R}{\partial P_R} \frac{dP_R}{dt} + \frac{\partial \rho_R}{\partial T_R} \frac{dT_R}{dt}; \frac{di_R}{dt} = \frac{\partial i_R}{\partial P_R} \frac{dP_R}{dt} + \frac{\partial i_R}{\partial T_R} \frac{dT_R}{dt}$$

отримаємо систему нелінійних диференційних рівнянь 1-го порядку:

$$\frac{dP_R}{dt} = f_P[P_R, v_R, T_R, T_{ob}, T_F], \quad (10)$$

$$\frac{dv_R}{dt} = f_1[P_R, v_R, T_R, T_{ob}, T_F], \quad (11)$$

$$\frac{di_R}{dt} = f_2[P_R, v_R, T_R, T_{ob}, T_F], \quad (12)$$

$$\frac{dT_{ob}}{dt} = f_3[P_R, v_R, T_R, T_{ob}, T_F], \quad (13)$$

$$\frac{dT_F}{dt} = f_4[P_R, v_R, T_R, T_{ob}, T_F] \quad (14)$$

при початкових умовах $v_R(t=0) = v_{R0}$; $i_R(t=0) = i_{R0}$; $T_{ob}(t=0) = T_{ob0}$; $T_F(t=0) = T_{F0}$; $N(t=0) = N_0$ (15)

Умова повного осушення модуля та ПЦ пасивної СБ:

$$M_0 - \int_0^{t_A} G_L dt = 0, \quad (16)$$

де M_0 – повна вихідна на момент початку аварії маса теплоносія в модулі та ПЦ пасивної СБ;

t_A – момент часу повного осушення модуля та ПЦ пасивної СБ.

Інтегрування системи рівнянь (10) – (16) може бути здійснено методом Рунге – Кутта.

Внаслідок невизначеності окремих конструкційно-технічних параметрів SMR було проведено варіаційні розрахунки для забезпечення консервативності щодо умов безпеки результатів кваліфікації, які дозволяють сформулювати наступні попередні висновки.

1. За умов сумарних відносних розмірів теч контурів циркуляції $F_L/F_{SS} > 0,05$ час порушення умов

безпеки менше 24 годин; а при повному відриві підвідних трубопроводів – не більше 2 годин.

2. Основна причина порушення умов безпеки – втрати теплоносія в реакторному контурі що не компенсуються та осушення активної зони реактора.

3. Результати попередньої кваліфікації визначають необхідність модернізацій систем діагностики теч у контурах циркуляції та ізоляції аварійних ділянок з течами.

4. Результати попередньої кваліфікації повинно вточнити на основі повністю адекватних натурним умовам конструкційно-технічних даних.

Висновки

1. Модульні реактори малої потужності є перспективним напрямком підвищення безпеки ядерної енергетики, тому що управління аваріями в модульних реакторах здійснюється тільки пасивними СБ (без електронасосів).

2. Критичними для безпеки модульних реакторів є аварії з порушенням герметичності контурів природної циркуляції пасивних СБ.

3. Основні обмеження застосування традиційних підходів моделювання аварій детерміністськими кодами для кваліфікації надійності та працездатності пасивних СБ модульних реакторів пов'язані з можливістю виникнення негативних ефектів «різниці кодів» і «різниці користувачів кодами», а також необґрунтованістю результатів верифікації/валідації кодів.

4. Розроблено оригінальний метод кваліфікації на забезпечення умов безпеки пасивних СБ модульного реактора малої потужності Westinghouse (SMR) в умовах аварій з порушенням герметичності контурів природної циркуляції. Прийняті в розробленому методі допущення забезпечують консервативність результатів кваліфікації.

5. На основі попередньої розрахункової кваліфікації контурів природної циркуляції пасивних СБ SMR встановлено, що для відносних розмірів теч, більших за 5 % від прохідного перетину трубопроводів, може відбуватися порушення умов безпеки та осушення активної зони менш ніж через 24 години з початку аварії.

6. Необхідною є модернізація SMR щодо систем діагностики теч контурів природної циркуляції пасивних СБ та ізоляції пошкоджених ділянок контурів.

Список використаних джерел

1. ADVANCES IN SMALL MODULAR REACTOR TECHNOLOGY DEVELOPMENTS. 2020

Edition A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS) .

https://aris.iaea.org/Publications/SMR_Book_2020.pdf/

2. Handbook of Small Modular Nuclear Reactors / Second Ed. by D. Ingersoll, M. Carelli. Elsevier: Woodhead Publishing Series in Energy, 2020. 646 p.

3. Ilyas M., Aydogan F. Steam generator performance improvements for integral small modular reactors. Nuclear Engineering and Technology. 2017. V. 49, Iss. 8. P. 1669 – 1679.

4. Fuelling the Westinghouse SMR. Nuclear Engineering International. 24 October 2013. <https://www.neimagazine.com/features/featurefueling-the-westinghouse-smr/>

5. Ferroni P. Westinghouse's main thermal-hydraulic facilities and testing. NSUF/GAIN Thermal-hydraulics workshop (13 July 2017) WAAP-10487. Westing-house Electric Company, 2017.

6. Smith M. C., Wright R. F. Westinghouse Small Modular Reactor passive safety system response to postulated events. ICAPP '12: Proc. of the 2012 International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (Chicago, United States, 24 – 28 Jun 2012). American Nuclear Society, 2012. P. 1001 – 1006.

7. Considering the Application of a Graded Approach, Defence-in-Depth and Emergency Planning Zone Size for Small Modular Reactors: Pilot Project Report. SMR Regulators' Forum (January 2018).

8. IAEA International Fact Finding Expert Mission of the Fukushima Dai-Ichi NPP Accident Following the Great East Japan Earthquake and Tsunami: IAEA Mission Report. IAEA, 2011. 160 p.

9. Архангельський К. Л., Михасюк С.Р. Аналіз недоліків проекту АЕС «Fukushima-Dai-Ichi» за наслідками важкої аварії в світлі подальшого посилення безпеки АЕС України. Ядерна та радіаційна безпека. 2011. № 3(51). С. 9 – 14.

10. The Accident at TEPCO's Fukushima Nuclear Power Stations: Report of the Japanese Government to the IAEA Ministerial Conference on Nuclear Safety. Government of Japan, Nuclear Emergency Response Headquarters, 2011. <http://www.iaea.org/newscenter/focus/fukushima/japan-report>

11. Комплекс методов переоценки безопасности атомной энергетики Украины с учетом уроков экологических катастроф в Чернобыле и Фукусиме / Под ред. В. И. Скалозубова. Одесса: Астропринт, 2013. 242 с.

12. Skalozubov V., Kozlov I., Chulkin O., Komarov Yu., Piontkovskyi O. Analysis of reliability-critical hydraulic impact conditions at WWER-1000 NPP active safety systems. Nuclear & Radiation Safety. 2019. No. 1(81). P. 42 – 45.

13. Skalozubov V., Bilous N., Pirkovskiy D., Kozlov I., Komarov Yu., Chulkin O. Water hammers in transonic modes of steam-liquid flows in NPP equipment. Nuclear & Radiation Safety. 2019. No. 2(82). P. 46 – 49.

V. Skalozubov¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0003-2361-223X

Y. Pysmenny², Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0001-6403-6596

V. Kondratyuk², Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0001-5035-311X

S.Kosenko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0002-7082-5644

V.Konshin² Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0003-2591-3589

¹ Interagency Center for Fundamental Scientific Research in Energy and Ecology Sector of National Academy of Sciences of Ukraine, Odessa Polytechnic and Ministry of Ecology and Natural Resources of Ukraine

²National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

METHOD OF QUALIFICATION OF PASSIVE SAFETY SYSTEMS OF MODULAR NUCLEAR REACTORS WITH CIRCULATION CIRCUIT FLOWS

Low-power modular reactors are a promising direction for increasing the safety of nuclear power, because accident management in modular reactors is carried out only by passive safety systems (without electric pumps). Critical for the safety of modular reactors are accidents with a violation of the tightness of the natural circulation circuits of passive safety systems. The main limitations of using traditional accident modeling approaches with deterministic codes to qualify the reliability and operability of passive safety systems of modular reactors are related to the possibility of negative effects of "code differences" and "code user differences", as well as the unfoundedness of code verification/validation results. An original qualification method has been developed to ensure the safety conditions of the passive safety systems of the Westinghouse low-power modular reactor (SMR) in the event of accidents with a violation of the tightness of the natural circulation circuits. The assumptions adopted in the developed method ensure the conservatism of qualification results. Based on the preliminary calculation qualification of the natural circulation circuits of the SMR passive safety systems, it was established that for the relative sizes of the leaks, greater than 5% of the pipeline cross-section, a violation of safety conditions and drainage of the active zone may occur less than 24 hours after the start of the accident. It is necessary to modernize the SMR with regard to systems for diagnosing leaks in natural circulation circuits of passive safety systems and isolating damaged sections of circuits.

Key words: *qualification, safety system, modular nuclear reactor*

1. ADVANCES IN SMALL MODULAR REACTOR TECHNOLOGY DEVELOPMENTS. 2020 Edition A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS) .
https://aris.iaea.org/Publications/SMR_Book_2020.pdf

2. Handbook of Small Modular Nuclear Reactors / Second Ed. by D. Ingersoll, M. Carelli. Elsevier: Woodhead Publishing Series in Energy, 2020. 646 p.

3. Ilyas M., Aydogan F. Steam generator performance improvements for integral small modular reactors. Nuclear Engineering and Technology. 2017. V. 49, Iss. 8. P. 1669 – 1679.

4. Fuelling the Westinghouse SMR. Nuclear Engineering International. 24 October 2013.
<https://www.neimagazine.com/features/featurefueling-the-westinghouse-smr/>

5. Ferroni P. Westinghouse's main thermal-hydraulic facilities and testing. NSUF/GAIN Thermal-hydraulics workshop (13 July 2017) WAAP-10487. Westing-house Electric Company, 2017.

6. Smith M. C., Wright R. F. Westinghouse Small Modular Reactor passive safety system response to postulated events. ICAPP '12: Proc. of the 2012 International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (Chicago, United States, 24 – 28 Jun 2012). American Nuclear Society, 2012. P. 1001 – 1006.

7. Considering the Application of a Graded Approach, Defence-in-Depth and Emergency Planning Zone Size for Small Modular Reactors: Pilot Project Report. SMR Regulators' Forum (January 2018).

8. IAEA International Fact Finding Expert Mission of the Fukushima Dai-Ichi NPP Accident Following the Great East Japan Earthquake and Tsunami: IAEA Mission Report. IAEA, 2011. 160 p.

9. Arkhangelskiy K.L., Mykhasiuk S.R. Analysis of the shortcomings of the Fukushima-Dai-Ichi NPP project following the consequences of a serious accident in the light of further strengthening of the safety of Ukraine's NPPs. Nuclear & Radiation Safety . 2011. № 3(51). P. 9 – 14.

10. The Accident at TEPCO's Fukushima Nuclear Power Stations: Report of the Japanese Government to the IAEA Ministerial Conference on Nuclear Safety. Government of Japan, Nuclear Emergency Response Headquarters, 2011. <http://www.iaea.org/newscenter/focus/fukushima/japan-report>

11. The complex of methods of reassessment of the safety of atomic energy of Ukraine taking into account the lessons of environmental disasters in Chernobyl and Fukushima / Ed. V. I. Skalozubova. Odessa: Astroprint, 2013. 242 p.

12. Skalozubov V., Kozlov I., Chulkin O., Komarov Yu., Piontkovskiy O. Analysis of reliability-critical hydraulic impact conditions at WWER-1000 NPP active safety systems. Nuclear & Radiation Safety. 2019. No. 1(81). P. 42 – 45.

13 Skalozubov V., Bilous N., Pirkovskiy D., Kozlov I., Komarov Yu., Chulkin O. Water hammers in transonic modes of steam-liquid flows in NPP equipment. Nuclear & Radiation Safety. 2019. No. 2(82). P. 46 – 49.

Надійшла 19.01.2023

Received 19.01.2023