

УДК 621.315

№ держреєстрації 0118U003310

Инв. №

**ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

вул. Алчевських, 44, м. Харків, 61002

тел. +38(057) 7003888 <http://btu.kharkov.ua>, [info@btu.kharkov.ua](mailto:info@btu.kharkov.ua)



**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Проректор з наукової роботи

Валерій МИХАЙЛОВ

(22.12.2022)

**ЗВІТ**

**ПРО НАУКОВОДОСЛІДНУ РОБОТУ**

**«РОЗРОБКА МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ  
УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ І ТРАНСПОРТОМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ  
ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ  
ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID»**

**(остаточний)**

Керівник НДР

д.т.н., проф.












О. О. Мірошник

Харків – 2022

Рукопис закінчено 12 грудня 2022 року

Результати цієї роботи розглянуто науково-технічною радою факультету енергетик  
робототехніки та комп'ютерних технологій, протокол №2 від 26.12.2022 р.

## СПИСОК АВТОРІВ

Керівник НДР: завідувач кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту ДБТУ д.т.н., професор		Мірошник О. О. (вступ, розділи 1, 4)
Відповідальні виконавці:		
Докт. техн. наук, професор		Мороз О. М. (розділ 4)
Канд. техн. наук, доцент		Савченко О. А. (розділ 2)
Канд. техн. наук, доцент		Трунова І. М. (розділ 4)
Канд. техн. наук, доцент		Дудніков С. М. (розділ 3)
Канд. техн. наук, доцент		Середа А. І. (розділ 2)
Старший викладач		Пазій В. Г. (розділ 3)
Старший викладач		Попадченко С. А. (розділ 3)
Аспірант, асистент		Коломієць В. О. (розділ 1)
Аспірант		Сивенко М. М. (розділ 1)
Аспірант		Павлов А. О. (розділ 4)

## РЕФЕРАТ

Звіт про НДР; 153 с., 26 рис., 15 табл., 120 джерел.

**Об'єкт досліджень** – процеси під час транспортування електричної енергії в електричних мережах.

**Предмет досліджень** – методи підвищення ефективності управління режимами в електричних мережах.

**Мета досліджень** – модернізація і розвиток електроенергетичної галузі України пов'язані з вирішенням питань керування режимами роботи в енергосистемі, створенню більш ефективних засобів транспортування і розподілення електроенергії, що потребує застосування нових технологій «розумних» мереж.

**Методи дослідження** – під час виконання роботи використовувались такі методи дослідження як математичний апарат штучних нейронних мереж, методи теорії ймовірностей та математичної статистики, аналітичні методи дослідження електричних кіл.

**Одержані наукові результати роботи:** запропоновано математичні моделі та методи прогнозування параметрів ожеледеутворення на проводах повітряних ліній електропередавання, що базуються на апараті штучних нейронних мереж; вдосконалена математична модель для дослідження можливості забезпечення стандартних характеристик напруги; вдосконалена методика використання Альбому типових графіків електричних навантажень (ГЕН) Міністерства енергетики України з програмним забезпеченням User Graph; розроблений метод розв'язання задачі рівномірного розподілення навантажень між фазами в сільській мережі 0,38/0,22 кВ; розроблений спосіб зменшення несиметрії і втрат електроенергії в мережах 0,38/0,22 кВ; запропоновано найбільш ефективний захід щодо подолання дефіциту електроенергії, який полягає в об'єднанні енергосистем і взаємному перетіканні

електроенергії між енергосистемами сусідніх країн, особливо в період розвитку сучасних та «інтелектуальних» міжсистемних зв'язків; запропоновано систему моніторингу режиму мереж з використанням PLC каналу зв'язку, що являє собою подальший розвиток автоматизованої системи моніторингу розподільних електричних мереж (СМРЕМ).

**Новизна одержаних результатів:** запропонований метод прогнозування ваги ожеледі на проводі ПЛІ відрізняється від існуючих одночасним врахуванням в моделі таких параметрів як поточна середня та максимальна вага відкладень, температура та відносна вологість повітря; вдосконалена математична модель для дослідження можливості забезпечення стандартних характеристик напруги відрізняється врахуванням вимог нових нормативних документів щодо втрат напруги в розподільній мережі електропостачання та відхилень напруги у споживача; вдосконалена методика використання Альбому типових ГЕН Міністерства енергетики України з програмним забезпеченням User Graph на відміну від відомої методики має в основі підсумовування електричних навантажень за кожен годину добового ГЕН усіх споживачів, створення масиву вихідних даних та визначення максимуму навантаження для кожної доби, для кожного місяця року або за рік; розроблений метод рівномірного розподілення навантажень між фазами в сільській мережі 0,38/0,22 кВ, який відрізняється від існуючих вибором цільової функції оптимізаційної задачі з урахуванням наявних джерел інформації у сільських мережах – лічильників електроенергії у споживачів, представлення цільової функції у відносному вигляді, введенням додаткової цільової функції - числа перепідключень споживачів та способом рішення оптимізаційної задачі за допомогою генетичних алгоритмів; запропонований метод моніторингу розподільних мереж, який за рахунок можливості відключення лінії у безструмову паузу, дозволяє відключення частини лінії при короткому замиканні; запропонований метод керування інтелектуальними мережами на основі сучасних інноваційних технологій, що ефективно координує та управляє дією всіх підключених до енергосистеми об'єктів – від

різних систем генерації, передачі та розподілу електроенергії до її споживачів з метою створення економічно рентабельної та стабільної енергосистеми з низькими втратами і високим рівнем надійності та якості енергопостачання.

**Науковий рівень:** якісно нові методи та технології, розширення, доповнення відомих даних.

**Значимість та практичне застосування:** зниження кількості пошкоджень повітряних ліній електропередавання внаслідок дії ожеледі, підвищення надійності електропостачання споживачів (розроблена методика прогнозування метеопараметрів ожеледеутворення на проводах ПЛ); вдосконалена математична модель дозволяє на етапі проектування моделювати відхилення напруги у споживача, в період експлуатації визначати тих споживачів, які можуть бути віднесені до особливо віддалених (згідно рекомендацій ДСТУ EN 50160) та дозволяє також обчислювати результати технічних заходів з реконструкції та модернізації електромереж (зміну конфігурації мережі, заміну проводів на провід більшого перерізу тощо) щодо впливу на відхилення напруги у споживача за допомогою розробленої блок-схеми алгоритму дослідження можливості забезпечення допустимих втрат та стандартних характеристик напруги; вдосконалена методика використання Альбому типових ГЕН Міністерства енергетики України з програмним забезпеченням User Graph дозволяє отримати більш точні дані для наступного використання в проектних розрахунках або для аналізу режимів роботи системи електропостачання, ніж за методикою без підсумовування електричних навантажень за кожен годину добового ГЕН, а визначивши денний та вечірній максимуми навантаження кожного споживача; використовуючи запропонований метод розв'язання задачі рівномірного розподілення навантажень між фазами в сільській мережі 0,38/0,22 кВ з використанням генетичного алгоритму можна значно підвищити інформаційне обґрунтування процесу прийняття рішень по рівномірному перерозподіленню споживачів між фазами; розроблений спосіб зменшення несиметрії і втрат електроенергії в мережах 0,38/0,22 кВ за допомогою замикання двох ліній дозволяє при

переході в режим замкненої мережі знизити несиметрію напруг на 33% по відношенню до найбільшої, що спостерігалася в радіальних лініях, які з'єднуються в кільце; розроблена методика аналізу роботи обладнання СЕС за допомогою платформи моніторингу Solaredge; скорочення часу пошуку й усунення к.з. з метою зниження збитку від недовідпуску електроенергії, і можливого завдання збитків навколишньому середовищу.

За темою отримано 3 патенти, видано 2 монографії, 1 навчальний посібник, опубліковано наукових публікацій у наукових виданнях групи А - 50 публікацій, що індексуються у базах Scopus та Web of Science; наукових публікацій у зарубіжних виданнях - 14; наукових публікацій у фахових наукових виданнях України групи Б - 27; наукових публікацій у матеріалах наукових конференцій - 56.

Результати досліджень впроваджено в освітній процес ДБТУ (4 акти впровадження від 01.12.2022р.) та у виробництво (ТОВ «СК-Моноліт», акт впровадження від 1.12.2022р.). Акти впровадження додаються.

ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ, SMART GRID, МОНІТОРИНГ, МЕРЕЖА,  
ТЕХНОЛОГІЇ, ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ,  
ЕНЕРГОСИСТЕМА, ЕФЕКТИВНІСТЬ.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
1. АНАЛІЗ СВІТОВОЇ ПРАКТИКИ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ SMART GRID В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНУ ГАЛУЗЬ .....	11
1.1 Оцінка стану та реалізації концепцій розвитку інтелектуальних електромереж у світовій практиці .....	11
1.2 Перспективи розвитку «інтелектуальних» мереж у світовій енергетичній сфері .....	21
1.3 Висновки.....	26
2. ОБҐРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ ВРАХУВАННЯ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРІВ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА НА ЕФЕКТИВНІСТЬ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І РОЗРОБИТИ МОДЕЛІ ПРОГНОЗНОЇ ОЦІНКИ УТВОРЕННЯ ОЖЕЛЕДНО-ПАМОРОЗЕВИХ ВІДКЛАДЕНЬ. З УРАХУВАННЯМ МЕТЕОПАРАМЕТРІВ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	28
2.1 Перспективні шляхи вдосконалення автоматизованих систем контролю утворення ожеледі на ПЛ .....	28
2.2 Прогнозування метеопараметрів ожеледеутворення на основі штучних нейронних мереж .....	33
2.3 Короткострокове прогнозування супутніх метеопараметрів ожеледеутворення на ПЛ на основі методу часових вікон .....	39
2.4 Автоматизація ліній електропередавання на основі Smart Grid технологій .....	45
2.5 Висновки.....	54
3. УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМУ МОНІТОРИНГУ ЗА РАХУНОК ВКЛЮЧЕННЯ ДОДАТКОВИХ ФУНКЦІЙ КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ МЕРЕЖІ І ПАРАМЕТРІВ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	57

3.1 Основні проблеми пошуку пошкоджень на повітряних лініях з ізольованою нейтраллю .....	57
3.2 Аналіз шляхів вдосконалення системи моніторингу стану повітряних ліній електропередавання .....	59
3.3 Визначення економічної ефективності автоматизованої системи моніторингу режимів роботи повітряних ліній .....	67
3.4 Використання імітаційних моделей режиму однофазного короткого замикання в середовищі DIgSILENT PowerFactory для підвищення ефективності моніторингу ПЛ.....	70
3.5 Висновки.....	76
4. РОЗРОБКА ТА УДОСКОНАЛЕННЯ МОДЕЛЕЙ ТА МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ .....	78
4.1 Якість електричної енергії як показник якості електропостачання	78
4.2 Аналіз та вдосконалення математичної моделі для дослідження можливості забезпечення стандартних характеристик напруги з врахуванням вимог нових нормативних документів щодо втрат напруги в розподільній мережі електропостачання та відхилень напруги у споживача.....	91
4.3 Аналіз використання типових графіків навантаження для проектування та аналізу систем електропостачання.....	99
4.4 Розробка методу розв'язання задачі рівномірного розподілення навантажень між фазами в сільській мережі 0,38/0,22 кВ .....	108
4.5 Розробка способу зменшення несиметрії і втрат електроенергії в мережах 0,38/0,22 кВ за допомогою замикання двох ліній .....	121
4.6 Дослідження шляхів зменшення факторів впливу на генерацію мережевої СЕС потужністю 31,14 квт за допомогою платформи моніторингу Solaredge .....	127
4.7 Висновки .....	131
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	133
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	135



ДОДАТОК А	Акти впровадження у навчальний процес .....	149
ДОДАТОК Б	Акт впровадження у виробництво ТОВ «СК-Моноліт»	153

### ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- МРМК – міжрегіональна розподільна мережева компанія
- РГ – розподілена генерація
- ДПЕ – поновлювальні джерела енергії
- ВЕС – вітрова електростанція
- КУ – когенераційна установка
- ТН – тепловий насос
- ПС – підстанція
- ЕТТ – електротеплоакуюча технологія
- HVDC – технологія електропередавання електроенергії постійного струму
- FACTS – гнучка система регулювання електропередачі змінного струму
- СТАТКОМ – статичний компенсатор реактивної потужності на базі повністю керованих вентилів
- ДПЖ – джерело безперебійного живлення
- КШР – керований шунтувальний реактор
- СТК – статичний тиристорний компенсатор
- ФПП – фазоповоротний пристрій
- ОПК – облаштування поздовжньої компенсації
- ЕМПЧ – електромеханічний перетворювач частоти ДПЖ – джерело постійного струму

## ВСТУП

Розвиток електроенергетики України згідно положень концепції Smart Grid обумовив появу низки проблем та викликів, які потребують детального їх аналізу та вирішення задля можливого подальшого розвитку національної електроенергетичної галузі в даному напрямку, що має пришвидшити інтеграцію України в Європейський енергетичний простір. Найбільш доцільним варіантом для вирішення даного питання є використання передового світового досвіду, зокрема, останніх наукових досягнень країн, що досягли найкращих результатів у розвитку електроенергетичної сфери. Вище означене потребує переосмислення принципів керування електроенергетичними процесами в електроенергетичних системах, вдосконалення процесу компенсації реактивної потужності та посиленні ролі інформаційної складової в електричних мережах, оптимізації ринкових процесів та керування взаємодією кінцевого споживача з елементами системи.

Разом з тим відбувається перехід від традиційної енергетики, до системи із клієнто-орієнтованими потоками енергії від джерел електроенергії до кінцевих споживачів, тобто до децентралізованої, з джерелами розосередженої генерації (ДРГ) та активними споживачами, що суттєво впливають на стан електроенергетичних систем та змінюють принципи керування потоками електроенергії системи. Якщо відносно всієї електроенергетичної системи глобальні зміни реалізувати досить складно, то відносно окремих її складових, даний процес є більш простішим. Суттєвий потенціал до впровадження інноваційних технологій та принципів мають локальні енергетичні системи, зокрема Microgrid, при впровадженні яких в області електроенергетики можливе значне підвищення енергоефективності та надійності систем електропостачання.



# 1 АНАЛІЗ СВІТОВОЇ ПРАКТИКИ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ SMART GRID В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНУ ГАЛУЗЬ

## 1.1 Оцінка стану та реалізації концепцій розвитку інтелектуальних електромереж у світовій практиці

Сьогодні світовий попит на електроенергію зростає швидше ніж, попит на первинні енергоносії. Згідно з прогнозом Міжнародного Енергетичного Агентства (МЕА) до 2030 р. темпи зростання попиту на електроенергію випереджатимуть в 1,5–2 рази темпи зростання попиту на первинні енергоносії. Найвищий темп зростання попиту на електроенергію спостерігається в країнах Азії. Світовий попит на електроенергію та енергоресурси зображений на рисунку 1.1.

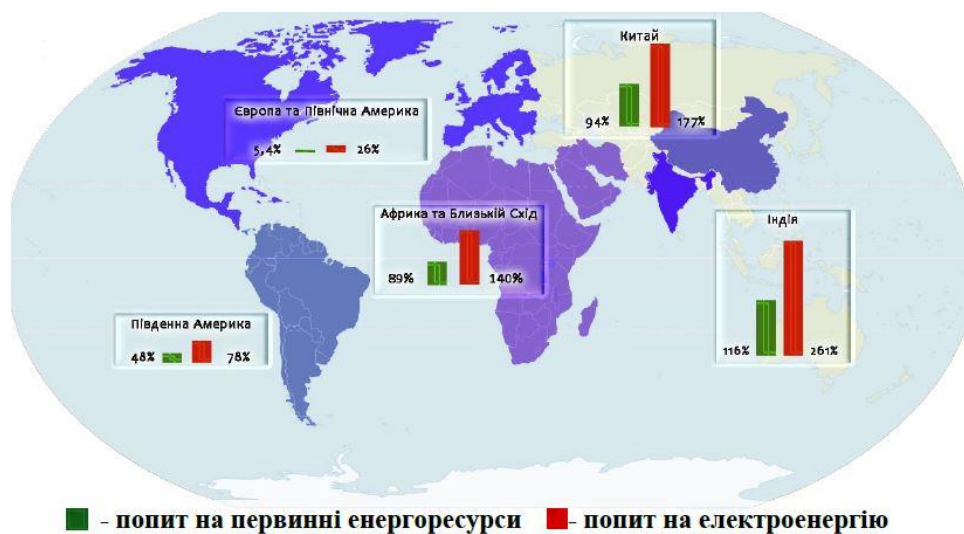


Рисунок 1.1 - Світовий попит на електроенергію та енергоресурси

Брак резервів потужності генерації в періоди пікових навантажень, особливо в умовах інтенсивного нарощування потужностей ПДЕ, може призводити до розбалансування режиму роботи енергосистеми і як наслідок – до порушень сталого електропостачання. Дослідження, проведені в УСТЕ Європейського Союзу, показали, що починаючи з 2015 р. очікується зниження

резервів генерації практично у всіх європейських країнах. Найбільш ефективним заходом щодо подолання дефіциту електроенергії в цих умовах є об'єднання енергосистем і взаємне перетікання електроенергії між енергосистемами сусідніх країн, особливо в період розвитку сучасних та «інтелектуальних» міжсистемних зв'язків (у тому числі вставок постійного струму (ВПС)).

Необхідність вироблення нової концепції розвитку електроенергетики було продиктовано економічним зростанням, нерозривно пов'язаним зі збільшенням обсягу енергоспоживання і підвищенням вимог до якості та рівня надійності енергопостачання, у наслідок чого виникли суттєві обмеження технологічного, економічного та екологічного планів. У результаті проведеного Міжнародним енергетичним агентством, відповідними аналітичними відомствами США і ЄС аналізу стану та розвитку світової енергетичної сфери зроблено висновок, що успішне розв'язання нових проблем у рамках колишньої концепції екстенсивного розвитку електроенергетики переважно шляхом тільки нарощування потужностей і розширення кількісного складу енергетичного та електротехнічного обладнання, навіть з поліпшеними характеристиками, виявляється недостатнім. Тому в більшості розвинених зарубіжних країн все більше уваги приділяється питанням впровадження в електроенергетиці «інтелектуальних» технологій («Smart Grid») як основи майбутнього розвитку енергетики. У зв'язку з цим в зарубіжній енергетичній практиці ініційовано розроблення концепцій інноваційного оновлення електроенергетики, основаної на таких вихідних положеннях:

1. Системна модернізація галузі охоплює всі її складові: генерацію електроенергії, диспетчеризацію, передавання і розподіл, збут і управління енергоспоживанням.

2. Електрична мережа (всі її сегменти) розглядається як основний об'єкт формування нового технологічного базису, розвитку функціональних властивостей енергосистеми.

3. Енергетична система розвивається як «інтернет-подібна» інфраструктура для формування в енергетичній, інформаційній, економічній і фінансових сферах взаємовідносин між усіма суб'єктами енергетичного ринку та іншими зацікавленими сторонами.

4. Процес формування концепцій охоплює весь комплекс робіт – від попередніх досліджень до широкого впровадження інновацій і провадиться на всіх рівнях інноваційного розвитку електроенергетики – нормативно-правовому, технологічному, технічному, організаційному, управлінському та інформаційному.

5. Розробка та реалізація концепцій та відповідних програм впровадження «інтелектуальних» технологій носить інноваційний характер і дає поштовх до переходу на новий технологічний уклад в електроенергетиці та економіці в цілому.

В основу концепцій, які прийняті та реалізуються у енергетичній сфері розвинених країн, покладено узгоджену на національному рівні систему поглядів на роль і місце електроенергетики в суспільстві, сукупне бачення цілей її розвитку і підходів до їх досягнення, а також визначення необхідного технологічного базису для її реалізації. Центральне місце серед енергоефективних розробок займають «інтелектуальні» мережі, які представляють собою автоматизовані саморегульовані енергосистеми, засновані на передових інформаційних технологіях і спроможні зробити енергопостачання більш надійним, а споживання енергоресурсів – більш економічним, з максимальним обмеженням негативної дії на екологію.

У світовій енергетичній сфері існують різні трактування поняття «інтелектуальні мережі» (Smart Grid). У загальному понятті «інтелектуальна» мережа – це електрична мережа, що на основі сучасних інноваційних технологій обладнання ефективно координує та управляє дією всіх підключених до неї об'єктів – від різних систем генерації, передачі та розподілу електроенергії до її споживачів з метою створення економічно рентабельної та стабільної енергосистеми з низькими втратами і високим рівнем надійності та

якості енергопостачання. Відповідно до Європейської технологічної платформи Smart Grid – це «електричні мережі, що задовольняють вимогам енергоефективного та економічного функціонування енергосистеми шляхом скоординованого управління за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричних станцій та споживачів електроенергії». Інститутом інженерів електротехніки і електроніки США (IEEE) та Міністерством енергетики США визначення Smart Grid сформульовано як концепції повністю інтегрованої, саморегульованої і самовідновної електроенергетичної системи, що має мережеву топологію і включає в себе всі генеруючі джерела, магістральні і розподільчі мережі, а також споживачів електричної енергії, об'єднаних двостороннім потоком енергії та інформації, керованих єдиною мережею автоматизованих пристроїв у режимі реального часу. У країнах Східної Європи системи Smart Grid визначено як активно-адаптивні мережі, що представляють енергетичну систему нового покоління, засновану на принципах різноманітності організації і управління її функціонуванням та розвитком для забезпечення ефективного використання ресурсів та надійного, якісного і ефективного енергозабезпечення споживачів за рахунок гнучкої взаємодії всіх видів генерації, електричних мереж та споживачів на основі єдиної «інтелектуальної» ієрархічної системи управління. Із проведеного огляду випливає, що перш за все Smart Grid трактується сьогодні в усьому світі як концепція інноваційного оновлення електроенергетики, що дозволяє за рахунок використання новітніх технологій, інструментів і методів значно підвищити ефективність роботи енергетичних систем. Державні структури більшості розвинених зарубіжних країн розглядають технології Smart Grid як основу національних програм розвитку електроенергетики, компанії-виробники обладнання на основі нових технологій та енергетичні компанії – як базу для забезпечення стійкої інноваційної модернізації та розвитку енергетичної інфраструктури. На загальносвітовому рівні концепції Smart Grid поєднують ряд сучасних напрямів і технологій, серед яких [1 -84]:

- системи управління режимами електросистем та енергоспоживанням, у тому числі «інтелектуальні» системи управління при централізованій та розподіленій генерації електроенергії, включаючи альтернативні джерела енергії;
- системи автоматизації розподілу електроенергії для середніх і низьких класів напруг (Distribution automation);
- «розумний» облік – технології «інтелектуальних» систем обліку і розрахунків (Smart metering) та режимного управління навантаженням;
- системи абонентського обліку та білінгу в галузі енергопостачання та комунального обслуговування (Customer Information System);
- системи зарядки електромобілів тощо.
- Впровадження технологій «інтелектуальних» мереж сприятиме інтеграції в електромережу поновлюваних джерел енергії.

В енергодифіцитних регіонах при модернізації електромереж застосовують технології режимного управління навантаженням шляхом впровадження «розумних» багатотарифних лічильників для тарифного стимулювання споживачів до зниження доступної потужності в період проходження максимуму навантаження в енергосистемі. З метою підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів і надійності роботи електромережевого комплексу під час світової економічної кризи ініціативу розвитку «інтелектуальних» мереж було підтримано на рівні урядів ряду розвинених країн. Країни ЄС, США, Канади активізували роботу в зазначених напрямках з пріоритетною реалізацією двох основних складових концепції Smart Grid: гнучких систем управління режимами потоків енергії та регулювання рівня напруги (FACTS, СТАТКОМ), а також системи «розумного» багатотарифного обліку споживання енергоресурсів (Smart Metering). У рамках реалізації концепції Smart Grid мають бути врахованими вимоги усіх зацікавлених сторін – держави, генеруючих, мережевих і енергозбутових



компаній, споживачів і виробників обладнання тощо. Відповідно до цього визначено ключові цінності нової електроенергетики:

- доступність – забезпечення споживачів енергією відповідно до необхідних параметрів;
- надійність та якість енергозабезпечення;
- економічність – оптимізація та диференціація тарифів на енергозабезпечення з одночасним зниженням загальносистемних витрат на виробництво і розподіл електроенергії;
- ефективність використання всіх видів ресурсів і технологій під час виробництва, передавання, розподілу та споживання електроенергії;
- зниження негативного впливу на навколишнє середовище.

Принципово новим є те, що всі ключові вимоги (цінності) пропонується розглядати як рівноправні, їх розташування і порядок виконання нормативно не зафіксовано, тому вони визначаються індивідуально для кожного суб'єкта відносин (енергокомпанії, регіону, міста тощо). В основу досягнення вищезазначених цілей в концепції Smart Grid закладено такі базові підходи:

1. Врахування інтересів усіх сторін і клієнтоорієнтованість. Прийняття рішень з розвитку та функціонування електроенергетики відбувається шляхом збалансування масиву вимог сторін у контексті очікуваних ними вигод і витрат, де споживачеві відведено роль активного учасника процесу в частині самостійного формування умов щодо обсягу одержуваної енергії, характеру її властивостей і якості енергетичних послуг.

2. Зростання ролі систем автоматизованого управління режимами енергосистем та енергоспоживанням з поліпшенням керованості окремих елементів і енергосистеми в цілому.

3. Перетворення інформаційних зв'язків у основний елемент, що забезпечує перехід від енергетичної системи до якісно нової – енергоінформаційної системи. При цьому інформація виступає головним засобом оптимізації управління.

У рамках концепцій Smart Grid розвиваються такі функціональні властивості електроенергетики:

1. Самовідновлення в разі аварійних пошкоджень. Енергосистема та її елементи постійно підтримують свій технічний стан на необхідному рівні ідентифікацією ризиків, їх аналізу і переходу від управління за фактом збурення до попередження аварійного пошкодження елементів електромережі.

2. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача.

3. Забезпечення надійності енергопостачання та якості електроенергії в різних цінових сегментах. Трансформація системно-орієнтованого підходу (System based approach) у клієнто-орієнтований (Customer based).

4. Різноманіття типів електростанцій і пристроїв акумулювання електроенергії (розподілена генерація). Оптимальна інтеграція генеруючих і акумулюючих потужностей в енергосистему, підключення за допомогою стандартизованих процедур технічного приєднання та впровадження «мікроенергосистем» (Microgrid) на рівні користувачів.

5. Розширення ринків потужності та енергії з включенням в їхню діяльність кінцевих споживачів. Відкритий доступ на ринки електроенергії активного споживача і розподіленої генерації.

Створення інтегрованих «інтелектуальних» мереж вимагає розроблення нової динамічної архітектури оперативно-диспетчерського керування енергетичними мережами в режимі реального часу та дієвих систем регулювання енергопотоків. Завдяки використанню новітніх технологій автоматизованих систем диспетчерського управління (АСК ДУ) та збору даних, відомих як SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), стає можливою інтеграція систем моніторингу, діагностування, вимірювання та аналіз режимів енергосистеми. Це дає змогу покращити функції телекерування, телесигналізації, телевимірювання та телерегулювання. Побудова «інтелектуальних» систем зумовила широке використання пристроїв силової електроніки. Зокрема, використання цілого ряду системних пристроїв гнучкого автоматичного регулювання об'єднано під однією загальною назвою – FACTS

(Flexible Alternative Current Transmission Systems), що дають змогу адаптивно регулювати основні системні параметри передавання змінного струму у реальному масштабі часу з покращенням характеристик передавання потужності, збільшуючи гнучкість енергосистеми, її транспортну спроможність, більшу керованість і надійність.

Використання пристроїв FACTS базується на сучасних принципах поздовжньої та поперечної компенсації реактивних параметрів передавання (струму та потужностей) електроенергії. Застосування ж швидкодійних напівпровідникових ключів і мікропроцесорних систем управління дало можливість перейти від повільного та дискретного оперативного управління до плавного автоматичного регулювання реактивних параметрів передавання зі швидкістю, достатньою для управління режимами під час протікання перехідних процесів у енергосистемах. Пристрої FACTS компенсують індуктивність лінії для забезпечення максимального передавання енергії (поздовжня компенсація) і здійснюють управління передаванням енергії. Основними перевагами впровадження технологій FACTS у електроенергетику є: підвищення економічної ефективності; збільшення пропускної здатності існуючих мереж; поліпшення статичної та динамічної стійкості; демпфірування низькочастотних коливань потужності; ефективне керування напругою, потоками активної і реактивної потужностей згідно з транзакціями енергоринку та програмами експорту-імпорту електроенергії; підвищення надійності та зниження втрат електроенергії. В окремих випадках їх впровадження пропускна спроможність систем передачі електроенергії може бути подвоєна. Системи постійного струму високої напруги (HVDC) перетворюють змінний струм, що генерується, у постійний для передавання з послідуочим перетворенням у змінний струм для використання споживачами. Система HVDC ідеальна для передавання потужності з важкодоступних зон і на великі відстані з низькими втратами. Впровадження системи HVDC знижує витрати на інфраструктуру (менше опор лінії передавання), що компенсує більш значні інвестиції у перетворювальні підстанції. Сучасні автоматизовані системи обліку

електроенергії – Smart Metering, як одна із складових Smart Grid. У більшості країн із розвинутою ринковою економікою проблеми підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів і регулювання енергонавантаження реалізуються шляхом упровадження автоматизованих систем управління енергоспоживанням. У світовій практиці подібні системи мають позначення «AMR systems» (Automatic Meter Reading – система автоматичного зчитування показань лічильників) та більш досконалі системи – АММ (Automated Meter Management) і АМІ (Automated Meter Infrastructure), що дають змогу управляти режимом енергоспоживання. Майже всі провідні компанії виробники систем обліку працюють над створенням простих, надійних і дешевих систем обліку для побутових споживачів. При розробленні таких систем дотримуються двох основних положень – система повинна бути окупною й забезпечувати підвищену надійність функціонування. Основою систем АМР/АММ/АМІ є трирівнева пірамідальна структура (нижчий рівень – облік, середній – зв'язок (передавання даних), вищий – оброблення інформації). Ключові елементи системи – це надійне зберігання результатів вимірів і даних, багатофункціональність, швидкий і надійний зв'язок, захист передавання даних (валідація, верифікація та авторизація), безпека й зручність для користувача. Технічні рішення, реалізовані в системах АМР/АММ/АМІ на базі PLC-технології (передавання даних по електричних мережах), дають змогу:

- упроваджувати в кожного споживача диференційовані тарифні системи, змінюючи лише програмне забезпечення в пристрої збору даних, без будь-яких монтажних робіт і заміни лічильників;
- знімати показання лічильників багатоквартирного будинку за кілька секунд, дистанційно, не входячи в приміщення, де їх встановлено; при цьому самі контролери втрачають можливість змінювати показання лічильників;
- виявляти розкрадання електроенергії, сигналізувати при цьому і навіть дистанційно відключати неплатників.

Системи AMR/АММ/АМІ об'єднують діяльність учасників ринку електроенергії (виробників електроенергії, постачальників, передавальні організації, розподільчі компанії, споживачів) з виробниками сучасного електрозбутового устаткування, законодавцями та регуляторами оптимізації діяльності як на ринках електроенергії, так і в електроенергетичній та житлово-комунальній, транспортній та інших галузях кожної країни. Сьогодні такі системи створено, вони постійно вдосконалюються, виробляються серійно й широко впроваджуються в зарубіжних країнах. Зазначені системи встановлено в електромережах більшості європейських країн і за межами Європи – у Єгипті, Африці, Австралії, Новій Зеландії, на Близькому й Далекому Сході та в ряді країн, що розвиваються. Пристрої систем обліку Smart Metering містять у собі ряд різних технологій, таких як зчитування, нагромадження і запам'ятовування інформації в режимі реального часу та оповіщення про втрати енергії і моніторинг якості комунальних послуг. Відмінною рисою «інтелектуальності» є наявність мікроконтролерів з незалежним живленням протягом 5–10 років і радіоканалів комунікацій на передавання та приймання інформації. «Інтелектуальні» лічильники як основний елемент системи Smart Metering є економічним засобом для одержання достовірної інформації, даючи можливість енергосистемам і ціноутворювальним органам широко запроваджувати диференційовані тарифи на споживання залежно від часу доби й пори року і провадити моніторинг та управління енергоспоживанням через стимулююче тарифоутворення, забезпечуючи раціональне використання енергоресурсів. В цілому «інтелектуальні» мережі Smart Grid поєднують в собі елементи традиційної електроенергетики та новітні електроенергетичні технології, комплексні інструменти контролю (WACS - Wide Area Control System) та моніторингу (WAMS - Wide Area Monitoring System), інформаційні технології та засоби комунікації, «інтелектуальні» вимірювальні системи, у тому числі «інтелектуальні» лічильники (Smart Metering); динамічне керування електромережами (Dynamic Grid Management) та енергетичними потоками

(FACTS тощо); регулювання попиту (Demand Response); підвищення безпеки; скорочення витрат енергоресурсів.

## **1.2 Перспективи розвитку «інтелектуальних» мереж у світовій енергетичній сфері**

В умовах реалізації технології Smart Grid необхідно враховувати особливості технічного та технологічного стану генеруючих джерел, систем передавання і розподілу електроенергії в різних країнах. На сьогоднішній день у США період експлуатації майже 70% трансформаторних підстанцій та ліній електропередавання становить 25 і більше років. У країнах Східної Європи 56% енергообладнання вже перевищило свій нормативний термін експлуатації (30–40 років), а 7% – відпрацювало його двічі.

Виходячи із зазначеного для впровадження нових «інтелектуальних» технологій в розвинених країнах достатньо лише покращувати існуючу інфраструктуру та встановлювати окремі елементи системи Smart Grid, зокрема, регуляторів реактивної потужності, «інтелектуальних» лічильників, накопичувачів електроенергії тощо. У більшості країн, що розвиваються, необхідно замінити (реконструювати, модернізувати) фізично та морально зношене обладнання, та лінії електропередавання з одночасним поетапним переходом на нові «інтелектуальні» технології. За експертними оцінками, у світовій енергетичній сфері до початку 2009 р. уже діяло близько 2 млн «інтелектуальних» мереж з системами управління режимами, напругою, освітленням тощо. Враховуючи, що «інтелектуальні» електромережі мають величезний потенціал, за оцінкою МЕА очікується, що до 2015 р. урядові та приватні організації різних країн інвестують близько 200 млрд дол. США в розвиток і впровадження нових технологій Smart Grid. Відповідно до звіту Європейської комісії «Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments», опублікованого в червні 2011 р., обсяги інвестицій у проекти «інтелектуальних» мереж становитимуть: у ЄС – 56,5 млрд євро до 2020 р.; у

США – від 238 до 334, 5 млрд євро до 2030 р.; у Китаї – понад 70 млрд євро до 2020 р. За прогнозом МЕА, до 2030 р. на розвиток нових «інтелектуальних» електромереж і енергоустановок прогнозується спрямувати більше половини загальних інвестицій в електроенергетику. Тому зазначені системи – привабливе поле для інвестицій енергоконцернів і компаній, особливо в умовах інтенсивного розвитку розподіленої генерації, у тому числі ПДЕ, а також для виробників побутових приладів, ІТ і телекомунікаційних компаній. Завдяки впровадженню «інтелектуальних» мереж до 2020 р. лише в країнах ЄС на 20% планується підвищити ефективність споживання енергетичних ресурсів через скорочення питомого споживання енергії на одиницю ВВП, на стільки ж передбачено зниження шкідливих викидів у атмосферу. Очікується, що в зазначений період обсяги електропостачання через «інтелектуальні» мережі перевищать одну п'яту частину від загального їх обсягу. Для стимулювання інноваційних проектів Євросоюз відшкодовує компаніям-піонерам половину витрат на їх реалізацію. При цьому європейські країни за рахунок впровадження новітніх технологій розраховують на щорічне заощадження близько 7,5 млрд євро. У США передбачається значно збільшити інвестиції в «інтелектуальні» мережі вже до 2015 р. За розрахунками американських фахівців, за 20 років використання «інтелектуальних» електромереж економія може становити близько 48 млрд дол. Очікувані результати від впровадження систем Smart Grid:

- більш ефективне використання енергоресурсів;
- підвищення надійності електропостачання, зниження часу аварійного відключення; підвищення ефективності завантаження електромережевого обладнання;
- підвищення обсягу транзиту електроенергії (до 40–50%) без будівництва нових мережевих об'єктів;
- зниження витрат на виробництво електроенергії та рівня втрат електроенергії в електромережах;

- розвиток розподіленої генерації та активізація використання альтернативних джерел енергії;
- зменшення впливу об'єктів енергетики на екологію (скорочення викидів CO<sub>2</sub> в атмосферу);
- забезпечення двостороннього зв'язку із споживачем;
- виявлення нераціонального використання та розкрадань електроенергії, пошкоджень устаткування, а також зниження вартості енергоресурсів за умови впровадження диференційованих тарифів.

У рамках концепції та методології реалізації систем Smart Grid мають бути врахованими вимоги усіх зацікавлених сторін – держави, генеруючих мережних і енергозбутових компаній, споживачів і виробників обладнання тощо.

Перспективи розвитку енергетики ЄС визначено згідно з прийнятим Європарламентом «Планом дій ЄС з енергобезпеки та єдності дій: Другий Стратегічний огляд енергетики» та Енергетичною стратегією ЄС до 2020 р. Енергетична Стратегія та План дій є найважливішими документами ЄС у сфері енергетики, в яких визначено комплекс рішень на політичному рівні для досягнення основної мети розвитку енергетики, пов'язаної із забезпеченням стійкості, конкуренції та енергетичної безпеки. Зазначені цілі пропонується забезпечувати за рахунок підвищення до 2020 р. на 20% енергоефективності, зростання до 20% частки поновлюваних джерел енергії в енергоспоживанні та зниження на 20% викидів парникових газів до рівня 1990 р. Основними положеннями Енергетичної стратегії ЄС та Планом дій з енергоефективності визначено обов'язкове для виконання завдання із скорочення енерговитрат на одиницю ВВП на 20% від рівня 2005 р. Зазначені стратегічні цілі та завдання для країн-членів ЄС визначено також відповідними Директивами ЄС (Додаток 3). Європейська Комісія та національні уряди країн ЄС, незважаючи на експертні оцінки щодо очікуваного значного зростання енергоспоживання до 2030 р., своїми національними планами передбачають до 2017 р. знизити



енерговитрати на одиницю ВВП на 9% за рахунок підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів, розвитку нових технологій, у тому числі за рахунок широкого впровадження систем Smart Grid. Крім цього впровадження зазначених систем дозволить до 2020 р. запобігти викидам понад 1 млрд т вуглекислого газу в атмосферу. Концепція побудови «інтелектуальних» мереж у Євросоюзі відповідно до звіту Комісії ЄС має забезпечувати:

- гнучкість: задоволення вимог споживачів і здатність реагувати на зміни та проблеми в майбутньому;
- Зокрема, «інтелектуальна» мережа повинна бути доступною для джерел поновлюваної енергії та для ефективних і надійних локальних джерел генерації з нульовим або низьким рівнем викидів вуглецю;
- надійність: мережа повинна бути надійною і забезпечувати високу якість постачання електроенергії;
- економічність: оптимальний результат досягається за рахунок інновацій, ефективного регулювання і управління розподілом електроенергії та єдиних умов конкуренції.

Державні структури в країнах ЄС розглядають системи Smart Grid як ідеологію національних програм розвитку електроенергетики, енергетичні компанії – як базу для забезпечення стійкої інноваційної модернізації своєї діяльності, компанії-виробники обладнання та технологій – як основу оптимізації бізнесу. Оновлена мережа повинна відповідати прийнятим стандартам і нормативам, мати стійкість до можливих ризиків і негативних впливів. Концепція впровадження «інтелектуальних» мереж розглядається як база для планування, побудови, розширення, функціонування та підтримки електромереж майбутнього. Прийнято, що впровадження технологій Smart Grid – це еволюція галузі, процес безперервного розвитку і вдосконалення енергосистем з метою їх відповідності потребам споживачів сьогодні і в перспективі. Визначено що «інтелектуальні» мережі забезпечують підвищення

надійності енергосистеми за рахунок регулювання та вирівнювання навантаження в електромережах розподіленої генерації, до яких підключено вітрові, сонячні електростанції та інші поновлювані джерела енергії. При цьому «інтелектуальні» мережі сприятимуть поліпшенню балансу між альтернативними джерелами енергії шляхом згладжування перепаду потужності від вітропарків у Західній і Північній Європі за рахунок використання потужностей від гідроелектростанцій Норвегії та геотермальних електростанцій Ісландії. Така диверсифікація поставок електроенергії є економічно обґрунтованою. Енергетичною стратегією і директивними рішеннями визначено головні цілі – розроблення та впровадження інноваційних технологій, диверсифікація споживаних енергетичних ресурсів і збільшення частки поновлюваних джерел у структурі первинних енергоресурсів, розвиток розподіленої генерації, комбінованого вироблення теплової та електричної енергії, зменшення шкідливого впливу на екологію. Істотні зміни відбудуться і в структурі ринку, що буде мати свої наслідки, у тому числі і для кінцевих споживачів.

Досвід країн ЄС показав, що впровадження розподіленої генерації (РГ) у діючі енергосистеми здійснюється в три етапи. Перший етап – пристосування РГ до діючих енергосистем. Цей етап країни ЄС вже пройшли. *(Довідково: Україна перебуває на першому етапі)*. Другий етап – створення децентралізованої електромережі, яка працює разом з основною енергосистемою. Країни ЄС, США перебувають на другому етапі. Джерела РГ і основна енергосистема стають рівноправними учасниками процесу забезпечення споживача електроенергією. Включаються процеси організації взаємодії між основною енергосистемою і РГ під час управління енергосистемою. Вирішуються проблеми спільної підтримки параметрів напруги у споживача, оптимізації втрат. На роздрібному ринку електроенергії починає діяти конкуренція. Третій етап – створення дисперсної енергосистеми, де значна частина енергії виробляється системами розподіленої генерації. Основною метою інтеграції РГ в енергосистему є підвищення надійності

електропостачання, зменшення втрат електроенергії та екологічного навантаження на довкілля. У той же час поява джерел РГ призводить до виникнення технічних проблем щодо організації їх роботи в енергосистемі – забезпечення надійності та стійкості роботи, якості електроенергії, організації диспетчерського управління, у тому числі виведення джерел РГ на паралельну роботу з енергосистемою та контролю відокремлення РГ від енергосистеми. При цьому підлягають розв’язанню можливі проблеми в електричних мережах середньої та низької напруги у зв’язку з появою двонаправлених перетікань електроенергії та необхідності обмеження струмів короткого замикання. Перед країнами-членами ЄС поставлено завдання розвитку надійних і гнучких електромереж. Виконання умов із збільшення частки поновлюваної генерації, зниження викидів парникових газів, а також забезпечення ефективності та надійності енергосистеми, її відповідності завданням розвитку ринку потребують істотних змін у політиці розвитку енергосистем.

### **1.3 Висновки**

В науково-дослідній роботі повинні бути виконані такі завдання:

1. Проаналізувати світову практику впровадження технологій Smart Grid в електроенергетичну галузь.
2. Розробка концептуальних положень розвитку та впровадження "інтелектуальних" електричних мереж в Україні.
3. Обґрунтування необхідності врахування впливу параметрів навколишнього середовища на ефективність керування режимами електричних мереж.
4. Розробити прогностичні оцінки утворення ожеледно-паморозевих відкладень з урахуванням метеопараметрів навколишнього середовища на базі сучасних математичних нейромережових моделей.

5. Удосконалити систему моніторингу за рахунок включення додаткових функцій контролю параметрів режиму мережі і параметрів навколишнього середовища.

6. Підвищити ефективність пошуку місць пошкодження за рахунок установки автоматизованих роз'єднувачів на відгалуженнях розподільних електричних мереж.

7. Розробити методи, моделі та пристрої підвищення якості електроенергії в електричних мережах, у тому числі за рахунок інтеграції з енергосистемою сонячних електростанцій.

## **2 ОБҐРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ ВРАХУВАННЯ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРІВ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА НА ЕФЕКТИВНІСТЬ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І РОЗРОБИТИ МОДЕЛІ ПРОГНОЗНОЇ ОЦІНКИ УТВОРЕННЯ ОЖЕЛЕДНО-ПАМОРОЗЕВИХ ВІДКЛАДЕНЬ З УРАХУВАННЯМ МЕТЕОПАРАМЕТРІВ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА**

### **2.1 Перспективні шляхи вдосконалення автоматизованих систем контролю утворення ожеледі на ПЛ**

В Україні систематично спостерігаються пошкодження повітряних ліній електропередавання (ПЛ), що викликані впливом ожеледних і вітрових навантажень. В деяких областях, особливо в західній і південній частинах України, відмічається збільшення пошкоджуваності ПЛ, що можна пояснити загальною тенденцією зростання частоти виникнення екстремальних погодних явищ, у тому числі випадків утворення значних ожеледно-паморозевих відкладень (ОПВ).

Так, наприклад, 27 – 28 листопада 2000 р. внаслідок сильної ожеледі, що супроводжувалась поривами вітру, спостерігались масові пошкодження ПЛ, які викликали порушення діяльності майже п'яти тисяч населених пунктів в 12 областях України. Товщина стінки ожеледі на ПЛ досягала 200 мм. Було пошкоджено 5 ПЛ 750 кВ, 12 ПЛ 330 кВ, одну міждержавну ПЛ 110 кВ. Повністю або частково було зруйновано 54 металевих опори 750 кВ, 245 залізобетонних і металевих опор 330 кВ і 141 залізобетонну опору 110 кВ, мали місце масові обриви проводів і тросів, руйнування гірлянд ізоляторів та ін. Загальний збиток для НЕК "Укренерго" становив більше 68 млн грн.

В середині грудня 2009 р. у Кримській електроенергетичній системі в районі м. Красноперекопська мали місце складні метеорологічні умови, що супроводжувались утворенням ожеледі на проводах ПЛ. Спостерігалось інтенсивне галопування проводів. Через це були зруйновані 16 металевих

проміжних опор ПЛ 330 кВ. На ПЛ 330 кВ "Каховська-Острівська" товщина ожеледної муфти становила близько 100 мм на проводах і більше 50 мм на тросах, опорах та ізоляторах (рис. 2.1).



Рисунок 2.1 – Аварії, спричинені відкладанням ожеледі на проводах ПЛ 330 кВ: а – руйнування траверси; б, в – руйнування проміжної опори; г – муфта ожеледі на проводі ПЛ

Загальноприйнятим підходом запобігання пошкоджень ПЛ від дії ОПВ є застосування схем плавлення на основі змінного або постійного струму [1, 2]. Для ефективного плавлення ОПВ існує потреба у використанні на ПЛ автоматизованих систем контролю утворення ожеледі (АСКУО), які забезпечують моніторинг процесів утворення та плавлення ОПВ.

На сьогоднішній день у світі знаходять широке застосування різні системи моніторингу ПЛ, що забезпечують системного оператора детальною інформацією про поточний стан повітряних мереж електропостачання [3–10].

Одним з прикладів таких систем є автоматизована інформаційна система контролю ожеледного навантаження [3]. Дана система призначена для раннього виявлення ожеледі на проводах ПЛ, контролю величини навантаження та ряду метеопараметрів (температури, вологості, напрямку і швидкості вітру) в місці встановлення пункту контролю. Додатково система дозволяє контролювати температуру проводів, а також забезпечувати отримання фото- і

відеоданих з встановлених на опорі відеокамер. Система може використовуватись в регіональних інформаційних системах з будь-якою кількістю пунктів контролю на опорах ПЛ 10-500 кВ з передачею даних на диспетчерські пункти прийому та можливістю відображення даних на необмеженій кількості терміналів.

В якості каналів передачі інформації в даній системі можуть використовуватись:

- радіоканал з типом модуляції FFSK;
- GSM-зв'язок;
- волоконно-оптична лінія зв'язку (ВОЛЗ);
- супутниковий канал зв'язку.

До складу пункту контролю, який встановлюється на ПЛ, входять:

- мікропроцесорний лінійний перетворювач;
- датчики контролю: датчики-перетворювачі ожеледного навантаження; датчики-перетворювачі температури і вологості повітря; датчики-перетворювачі напрямку і швидкості вітру; датчики несанкціонованого доступу в шафу пункту контролю; датчики температури проводу;

- пристрій передачі даних (в залежності від модифікації):
  - радіомодем з радіостанцією;
  - GSM-модем;
  - оптичний перетворювач;
  - контролер супутникового зв'язку;
- антена (для пристроїв передачі даних по ефіру);
- пристрій підзарядки - інтелектуальний зарядний пристрій;
- акумуляторна батарея;
- джерело зарядного струму (в залежності від типу ПЛ):
  - модуль сонячних батарей;
  - трансформатор напруги;
  - пристрій відбору потужності.

Ще одним прикладом системи моніторингу ПЛ є система САТ-1, яка розроблена американською компанією The Valley Group, Inc [4]. На даний час у світі використовується понад 300 систем типу САТ-1. Система в режимі реального часу забезпечує моніторинг погодних умов. Основний модуль системи монтується на опорі ПЛ. В якості датчиків вимірювання натягу проводів використовуються тензодатчики, які встановлюються між ізолятором і траверсою. Основний модуль САТ-1 містить блок електроніки з вбудованим модемом та антеною для передачі даних. Для забезпечення безперервної роботи модуля використовується акумуляторна батарея, зарядний пристрій і панель сонячної батареї. Незважаючи на незначну кількість контрольованих величин, за рахунок використання алгоритмів розрахунку система забезпечує моніторинг багатьох корисних параметрів ПЛ, наприклад стріли провисання проводів та механічного напруження в них.

Аналіз існуючих автоматизованих систем контролю утворення ожеледі на ПЛ показав, що більшість з них характеризується приблизно однаковим набором функціональних можливостей. Наявні відмінності пов'язані лише з елементною базою.

Для енергетики отримання інформації про ОПВ є актуальним першочерговим завданням. Питанням вивчення фізичних процесів і ролі окремих метеофакторів під час утворення ожеледі, а також їх зв'язку з синоптичним станом атмосфери в цілому, присвячений ряд робіт, в яких основна увага приділяється впливу локальних, мікрокліматичних особливостей, що залежать від фізико-географічного характеру місцевості. Але для ефективного управління роботою електромереж під час різних погодних умов енергетичним компаніям потрібні достовірні метеорологічні дані в режимі реального часу. Для контролю можуть використовуватися як метеорологічні станції, що працюють в автономному режимі, так і набір дистанційних датчиків, змонтованих на опорах.

Для забезпечення ефективності боротьби з ОПВ на ПЛ автоматизована система контролю утворення ожеледі повинна забезпечувати:



1. Раннє виявлення ожеледі та сигналізацію.
2. Збір і первинну обробку поточних даних про ожеледно-вітрову ситуацію.
3. Прогноз збільшення ожеледного навантаження.
4. Розрахунок механічних параметрів лінії (тяжіння, механічне напруження в проводі, габарити).
5. Розрахунок часу плавлення ожеледі на ПЛ за поточних і прогнозованих кліматичних умов.
6. Визначення рекомендованої черговості плавлення ожеледі на ПЛ енергорайону з урахуванням швидкості наростання відкладень і відповідальності лінії.

Для завчасного визначення виду ОПВ та його очікуваних розмірів, доцільно доповнити систему моніторингу функцією прогнозування, яка дозволяє на основі даних моніторингу спрогнозувати появу ожеледних відкладень на лінії електропередавання з визначенням ймовірності і часу виникнення, а також виду і розмірів відкладень. Дана функція може бути реалізована на основі нейромережевого моделювання, яке базується на числовому аналізі експериментальних даних, отриманих під час періодів утворення відкладень ожеледі на ПЛ. Такий підхід характеризується високою гнучкістю, здатністю обробляти нечітку недостовірну інформацію, адаптуватися до мінливих умов функціонування, а також здатністю до навчання і самонавчання. Реалізація даної функції АСКУО є перспективним напрямком досліджень.

В літній період року АСКУО дозволить більш повно використовувати навантажувальну здатність ПЛ за рахунок визначення граничних струмових навантажень для конкретних кліматичних умов. Можливі два основні способи визначення граничних навантажень: безпосередній і непрямий. У першому випадку температура проводу вимірюється спеціальними датчиками в контрольних точках лінії, після чого інформація передається диспетчеру,

відповідальному за ведення режиму роботи лінії. У другому випадку температура проводу визначається розрахунковим шляхом.

## **2.2 Прогнозування метеопараметрів ожеледеутворення на основі штучних нейронних мереж**

Вданий час скорочуються запаси органічного палива, що залишаються основним джерелом енергії в світі (близько 85%), при цьому лише третина отриманої енергії корисно витрачається. До того ж, за прогнозами, світовий попит на електроенергію зростатиме на 2,2% щорічно. Недостатня кількість і висока вартість органічних видів палива спонукає до розвитку альтернативних джерел електроенергії, до пошуку вирішення питань ефективного енергозабезпечення.

В житті суспільства енергію можна визначити як першочерговий фактор існування. Соціально-економічний розвиток людства невіддільний від розвитку «енергетичного мислення». Ключову роль в цьому історичному процесі відіграє енергетика, яка вирішує питання прикладного використання енергії.

До основні проблем, які існують на даний час в галузі електроенергетики, відноситься значна зношеність електромережевого комплексу, а також відомча роз'єднаність в цій сфері. Для того, щоб зробити інфраструктуру електроенергетики адекватною тому рівню, який є за кордоном і задумувалась реформа електроенергетики. Smart Grid – це один із інструментів, який дозволить зробити мережі гнучкими [11 - 13].

Модернізація і розвиток електроенергетичної галузі України пов'язані з вирішенням питань керування режимами роботи в енергосистемі, створенню більш ефективних засобів транспортування і розподілення електроенергії, що потребує застосування нових технологій. Найбільш перспективним на сьогоднішній день є реалізація проектів гнучких систем передавання електроенергії змінного струму (FACTS – Flexible Alternating Current

Transmission Systems) і створення платформи Smart Grid [122]. Згідно [12] термін Smart Grid – так називаємі інтелектуальні електромережі – це мережі до яких входить швидкозростаючий комплекс технологій, технологічних процесів, улаштувань та додатків, за допомогою яких створюються електронні комунікації нового покоління.

Для скорочення витрат енергії та збереження екології в реалізованій ряді проектів впровадження інтелектуальних мереж у різних країнах світу. В концепції також враховані останні розробки в області безпроводного обміну інформацією. Технологія здатна вирішити такі проблеми, як доступність енергії, ефективне її використання та недолік інформації після її споживання. В комунікації нового покоління будуть інтегровані в відновлювальні джерела енергії, такі як сонце та вітер.

Концептуальні визначення інтелектуальної мережі вказують на важливу роль її в подальшому технологічному, економічному та екологічному розвитку суспільства. Крім вирішення задачі зниження навантаження навколишнього середовища, зменшення енергетичного дефіциту за рахунок використання поновлюваних джерел енергії, підвищення якості та надійності роботи енергосистем в концепції ще один дуже важливий аспект: Smart Grid є каталізатором економічного підйому.

Одним із основних показників, який необхідний для модернізації і подальшого розвитку енергосистем з метою підвищення ефективності управління режимами їх роботи на базі платформи Smart Grid є контроль поточних параметрів поточного стану повітряних ліній (ПЛ) з урахуванням метеоданих [16].

Використання метеоданих дозволяє проводити моніторинг параметрів навколишнього середовища в районі де знаходяться ПЛ і, відповідно, контролювати їх поточний стан, що дозволить оптимізувати використання їх реальної пропускної здатності, контролювати рівень технологічних втрат, виконувати оцінку граничних значень довгострокових і короткострокових

струмів навантаження, регулювати перетоки потужності на повітряних лініях, а також давати оцінку погодним умовам у відповідних районах для аварійних бригад.

Тому моніторинг аварійних параметрів ПЛ і метеоумов у місцях їх експлуатації, збір і зберігання статистичних даних, прогнозна оцінка технічного стану ПЛ є актуальними завданнями на сучасному етапі.

Оперативний спеціалізований технічний і метеорологічний моніторинг можливо здійснити шляхом впровадження автоматизованої системи контролю аварійних режимів повітряних ліній і метеопараметрів у заданих точках електричних мереж, яка розроблена кафедрою Електропостачання та енергетичного менеджменту ХНТУСГ ім. Петра Василенка і ТОВ «НЕТ» і впроваджена в електричні мережі АК «Харківобленерго».

Можливості системи:

- сигналізація про аварійний стан лінії;
- визначення безконтактним способом в реальному режимі часу аварійних станів (міжфазне коротке замикання і відсутність напруги) в точках установки датчиків на лінії;
- визначення перевищення заданих критичних значень метеорологічних параметрів (температура і відносна вологість) в точках установки датчиків на лінії;
- збір і зберігання в базі даних інформації про стан ділянок лінії електропередачі напругою 6-10 кВ.

Автоматизована система побудована за ієрархічним принципом і містить у собі мікроконтролер нижнього рівня (автоматизовані блоки БВ), що встановлений на об'єктах електричних мереж (опорах ліній електропередачі й т.п.), блоки диспетчерські (БД), призначені для установки на диспетчерських пунктах (підстанціях) енергосистеми.

Між пристроями нижнього рівня БВ і БД забезпечений бездротовий стільниковий зв'язок для збору первинної технічної й метеорологічної інформації.

Зібрана інформація зберігається на персональному комп'ютері (ПК), до якого підключений блок БД. Програмне забезпечення ПК нижнього рівня формує базу даних зібраної інформації, яка використовується для оперативного керування ділянкою електричної мережі і є сполучною ланкою з іншими ієрархічними рівнями системи керування енергетичного об'єкта.

Концепція побудови автоматизованої системи базується на використанні стільникового зв'язку стандарту GSM для передачі інформації між пристроями нижнього рівня й диспетчерськими станціями енергосистеми. При цьому автоматично забезпечується наскрізна адресація всіх вузлів мережі за рахунок присвоєння абонентських номерів стільниковому зв'язку. Це дає можливість доступу до первинної інформації на будь-якому рівні ієрархії системи керування, а також можливість дублювання каналів приймання інформації.

Для технічного забезпечення передачі інформації використовуються GSM-модеми стільникового зв'язку, що вбудовані в блоки БВ і блоки БД. Враховуючи, що GSM-модеми, мають більшу чутливість прийому, ніж мобільні телефони, і виносну антену, то дальність зв'язку в даному випадку виявляється більшою.

Якщо включити в дану систему додаткові датчики маси проводу та швидкості вітру, то ця система дозволить здійснювати контроль ожеледної ситуації на ПЛ, що в свою чергу забезпечить оперативний персонал електропостачальної організації інформацією про утворення ожеледі на ПЛ.

Особливої уваги потребує реалізація функції системи контролю утворення ожеледі, яка полягає у короткостроковому та довгостроковому прогнозі ожеледно-паморозевих відкладень на ПЛ [15]. Головним параметром, який підлягає прогнозуванню, є вага проводу, вкритого ожеледдю.

Ця функція може бути реалізована на основі нейромережевого моделювання, яке базується на числовому аналізі експериментальних даних, що описують реальні періоди зледеніння ПЛ і супутні цьому погодні та інші умови. Вищезгаданий підхід володіє високою гнучкістю, здатністю обробляти нечітку недостовірну інформацію, адаптуватися до мінливих умов

функціонування, здатністю до навчання. Всі ці властивості виявляються корисними при побудові систем прогнозування ожеледного навантаження, так як тут доводиться мати справу з різного роду невизначеністю, нестационарністю та іншими складнощами.

Основою для моделювання є дані автоматизованої системи контролю аварійних режимів повітряних ліній і метеопараметрів у заданих точках електричних мереж.

Задача прогнозування полягає в створенні на основі архівних даних спостережень математичної моделі вигляду

$$M(k+h)=F(M(k), \dots, M(k-d), M_{\max}(k), \dots, M_{\max}(k-d), T(k), \dots, T(k-d), H(k), \dots, H(k-d)), (2.1)$$

$dek$  – номер поточної години;

$h$  – інтервал прогнозування, прийнятий рівним 2 годинам;

$d$  – порядок моделі, що відповідає глибині використання архівних даних;

$M(k)$ ,  $M_{\max}(k)$  – відповідно середня та максимальна вага проводу для години  $k$ ;

$T(k)$ ,  $H(k)$  – відповідно температура та відносна вологість повітря, які впливають на процес утворення ожеледі, для години  $k$ ;

$F(\bullet)$  – перетворення, яке повинно бути знайдене.

Дана задача може бути вирішена з використанням нейронної мережі на основі гібридних нейроподібних елементів, рис. 2.2 [17, 18].

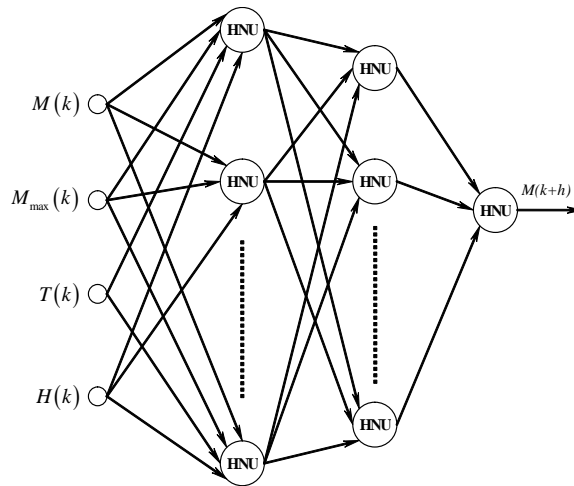


Рисунок 2.2 - Гібридний нейроподібний елемент

Вхідними сигналами мережі є поточні значення прогнозованої змінної  $M(k)$  та інших величин  $M_{\max}(k), T(k), H(k)$ , які контролюються датчиками та передаються каналом зв'язку на диспетчерський пункт. Подавати на вхід попередні вимірювання немає необхідності, оскільки вони формуються автоматично всередині гібридних нейроподібних елементів HNU. Структура гібридного нейроподібного елемента наведена на рис. 2.3.

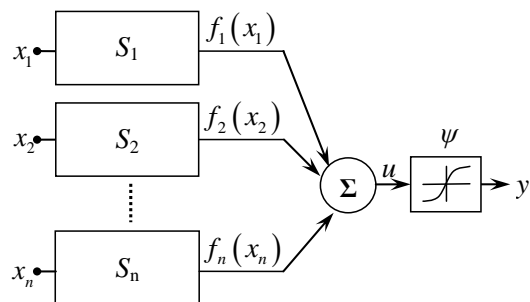


Рис. 2.3 Структура гібридного нейроподібного елемента

Вхідні сигнали  $x_i (i=1, \dots, n)$  перетворюються з допомогою синапсів різних типів  $S_i$  в сигнали  $f_i(x_i)$ , які потім об'єднуються в сигнал внутрішньої активації

$u = \sum_{i=1}^n f_i(x_i)$ . Вихідний сигнал нейроподібного елемента формується з допомогою нелінійної активуючої функції

$$y = \psi(u) = \psi\left(\sum_{i=1}^n f_i(x_i)\right), \quad (2.2)$$

де в якості  $\psi(u)$  використовується сигмовидна функція або гіперболічний тангенс.

Отже, організація моніторингу параметрів поточного стану ПЛ з урахуванням метеоданих в режимі реального часу дозволить підвищити ефективність автоматизації і управління режимами роботи енергосистем на базі платформи SmartGrid.

### **2.3 Короткострокове прогнозування супутніх метеопараметрів ожеледеутворення на ПЛ на основі методу часових вікон**

Найефективнішим способом запобігання ожеледно-вітрових аварій на повітряних лініях електропередавання (ПЛ) є плавлення відкладень. Ефективність плавлення багато в чому визначається організацією даного процесу [21]. Особливо це стосується почергового плавлення ожеледі на групі взаємозв'язаних за режимом плавлення ПЛ [22]. Суттєвий вплив на тривалість плавлення ожеледі створює температура повітря та швидкість вітру. Використання в розрахунках часу плавлення відкладень середньостатистичних значень цих величин або значень, наявних на момент плавлення ожеледі на першій за чергою ПЛ, може привести до неуспішних плавлень, оскільки зниження температури повітря або підвищення швидкості вітру в процесі плавлення відкладень сприяє зростанню часу плавлення. Прогнозування даних параметрів дозволяє більш точно визначати величину струму плавлення та моменти вмикання схеми плавлення, що в свою чергу сприяє зниженню



кількості неуспішних плавлень. Точність прогнозування температури повітря та швидкості вітру державною гідрометеослужбою для даних цілей не можна вважати прийнятною. В цих умовах доцільним є розробка автоматизованих систем моніторингу параметрів ожеледеутворення в окремих точках ПЛ [23,24], які мають функцію прогнозування.

На основі рівняння теплового балансу проводу, вкритого ожеледдю, [25], можуть бути отримані функціональні залежності часу плавлення ожеледі від струму плавлення та відповідні графіки. Наприклад на рис. 2.4 наведені графіки залежностей часу плавлення ожеледі товщиною 15 мм від струму плавлення для проводу марки АС-70/11 за різних значень температури повітря. Швидкість вітру для всіх випадків прийнята 5 м/с. Так, за температури повітря  $-5^{\circ}\text{C}$  та струму плавлення 500 А час плавлення становить близько 15 хвилин, а при зниженні температури до  $-10^{\circ}\text{C}$  та при тому ж струмові плавлення час знімання відкладень зростає до 28 хвилин.

Швидкість вітру також суттєво впливає на тривалість плавлення ожеледі. На рис. 2.4 показані графіки залежностей часу плавлення ожеледі товщиною 15 мм від струму плавлення для проводу марки АС-70/11 за різних значень швидкості вітру. Температура повітря прийнята рівною  $-5^{\circ}\text{C}$ . Як видно, при зростанні швидкості вітру від 5 до 25 м/с тривалість плавлення ожеледі збільшується в 1,25–1,5 рази.

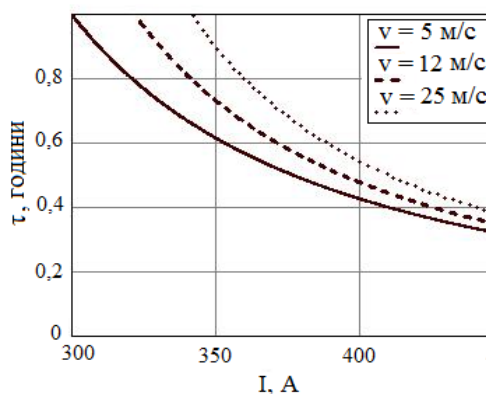


Рисунок 2.4 - Графіки залежностей часу плавлення ожеледі товщиною 15 мм від струму плавлення для проводу марки АС-70/11 за різних значень швидкості вітру

На основі вищесказаного можна зробити висновок про суттєвий вплив даних метеопараметрів на тривалість плавлення відкладень.

Енергопостачальні компанії, які мають на своєму балансі ПЛ, що проходять в кліматичних районах з високою інтенсивністю утворення ожеледі, останнім часом все частіше впроваджують автоматизовані системи моніторингу ожеледеутворення [23, 24]. Такі системи

як правило забезпечують контроль параметрів ожеледеутворення в режимі реального часу, зокрема температури повітря та швидкості вітру. В такому випадку база даних цих величин може слугувати у якості вихідної інформації для їх прогнозування.

На основі проведеного аналізу існуючих методів та моделей прогнозування величин різної природи було встановлено, що одним з найбільш адекватних інструментів для прогнозної оцінки ожеледеутворення є апарат теорії штучних нейронних мереж [23, 26-28]. Штучні нейронні мережі здатні реалізувати функції передбачення і класифікації за наявності навчальних послідовностей. В їх основі лежить нейронна організація штучних систем, яка має біологічні передумови.

У зв'язку з відсутністю достатньої за обсягом та достовірної інформації про метеопараметри ожеледеутворення для території України, навчання та тестування штучної нейронної мережі проводилось на вибірках погодинних рядів температури повітря та швидкості вітру з бази даних гідрометеослужби США за зимовий період 2007-2008 років для метеостанції «Фітчбург» (штат Массачусетс), які знаходяться у вільному доступі [29]. Була поставлена задача короткострокового прогнозування даних величин з горизонтом прогнозу 12 годин.

Для реалізації прогнозної моделі використано метод ковзаючих часових вікон. Даний метод полягає у використанні двох вікон  $W_i$  та  $W_0$  з фіксованими розмірами  $n$  і  $m$  відповідно. Вікна переміщуються з деяким кроком по часовій послідовності історичних даних, починаючи з першого елемента, і призначені для доступу до даних часового ряду, причому перше вікно  $W_i$ , отримавши такі дані, передає їх на вхід мережі, а друге  $W_0$  – на вихід. Кожен наступний вектор отримується в результаті зсуву вікон  $W_i$  та  $W_0$  вправо на один елемент. Передбачається наявність прихованих залежностей в часовій послідовності як множині спостережень. Нейронна мережа, навчаючись на спостереженнях і налаштовуючи свої коефіцієнти, намагається виявити ці залежності і сформулювати бажану функцію прогнозу.

Задача прогнозу сформульована у вигляді: для наявного часового ряду

$$X=(x_1, x_2, \dots, x_n),$$

де  $x_1, x_2, \dots, x_n$  – дійсні числа, побудувати його продовження

$$X'=(x_1, x_2, \dots, x_n, x_{n+1}, \dots, x_{n+12}).$$

Навчання та тестування штучної нейронної мережі було проведено в середовищі STATISTICA. Всього використано 3648 спостережень за період з 01.11.2007 року по 31.03.2008 року. Вибірка даних була розбита на навчальну (75 %) та контрольну (25 %) підвибірки.

Навчання та тестування нейронної мережі для прогнозу часового ряду по температурі повітря проводилось за таких налаштувань:

- розмір вхідного вікна – 12;
- тип мережі – багат шаровий персептрон;
- мінімальне число прихованих нейронів – 8;
- максимальне число прихованих нейронів – 16;
- функції активації прихованих нейронів – тотожна, логістична, гіперболічна, експоненціальна;
- функція активації вихідного нейрону – логістична, гіперболічна, експоненціальна;
- функція помилки – сума квадратів.

В результаті процесу навчання було згенеровано 5 моделей (табл. 2.1), з яких була обрана одна, з найкращим результатом прогнозу – модель за №5.

Дана модель має архітектуру 12-8-1 (12 спостережень, які подаються на вхід, 8 нейронів в прихованому шарі та один нейрон на виході мережі).

На рис. 2.5 наведено приклад кривих ходу температури повітря для прогнозних та реальних значень. В результаті розрахунків на випадковій вибірці з 12 значень встановлено, що середня відносна похибка прогнозу температури повітря склала близько 21 %.

Таблиця 2.1 - Архітектура та характеристики відібраних нейронних мереж для прогнозу температури повітря під час ожеледеутворення

Номер мережі	Архітектура	Продуктивність навчання	Контрольна продуктивність	Помилка навчання	Контрольна помилка	Функція активації схованих нейронів	Функція активаци вихідних нейронів
1	12-10-1	0,865228	0,870427	6570,377	6300,913	експонента	гіперболічна
2	12-14-1	0,871817	0,872645	6271,457	6200,580	експонента	логістична
3	12-12-1	0,863530	0,870964	6648,314	6279,583	експонента	експонента
4	12-10-1	0,857851	0,868141	6902,783	6401,707	логістична	гіперболічна
5	12-8-1	0,869382	0,872923	6384,830	6195,479	експонента	логістична

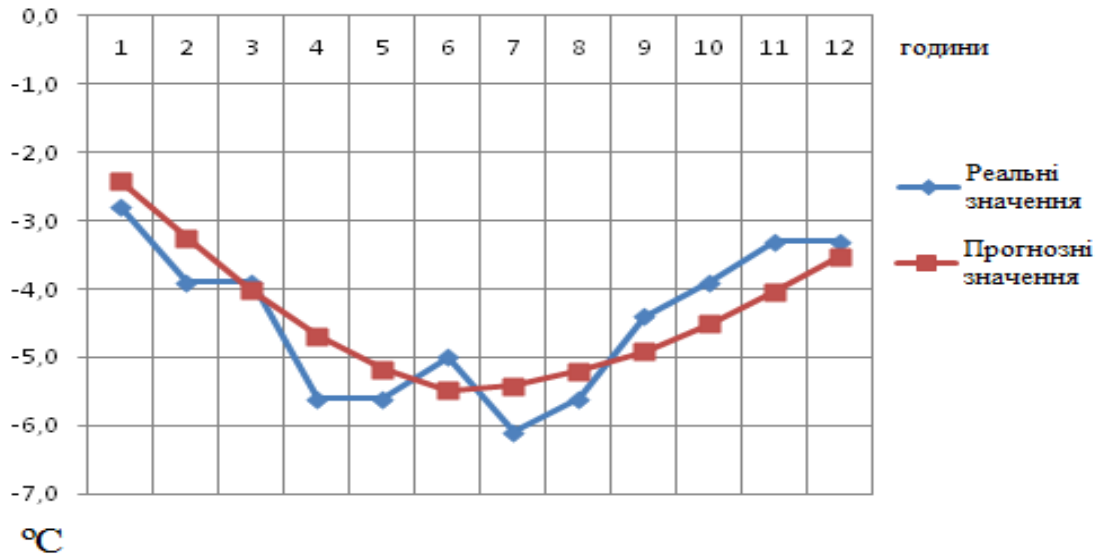


Рисунок 2.5 - Прогнозний та реальний часові ряди температури повітря

Для прогнозу часового ряду по швидкості вітру модель будувалася за такими ж налаштуваннями, як і для попередньої моделі. В результаті була отримана оптимальна нейронна мережа з архітектурою 12-10-1, з логістичною функцією активації прихованих нейронів та експоненціальною функцією активації вихідного нейрону. Результати прогнозу проілюстровані на рис. 2.6. Середня відносна похибка прогнозу швидкості вітру на випадковій вибірці з 12 значень склала 17,3 %.

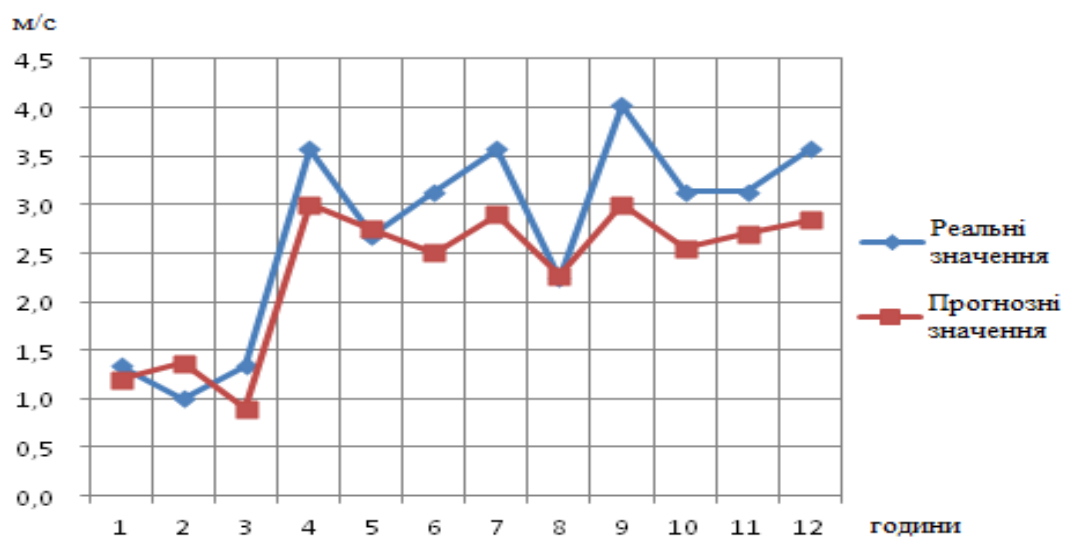


Рисунок 2.6 - Прогнозний та реальний часові ряди швидкості вітру

## 2.4 Автоматизація ліній електропередавання на основі Smart Grid технологій

На сьогоднішній день основною тенденцією розвитку електроенергетики у світі є широке впровадження технологій Smart Grid. Найбільш повно концепція Smart Grid відображена у визначенні цього поняття IEEE як концепції повністю інтегрованої електроенергетичної системи, що характеризується властивостями саморегулювання, самовідновлення та керується мережею інформаційно-керуючих пристроїв і систем у режимі реального часу [31]. Саморегулювання та самовідновлення є ключовими характеристиками Smart Grid, за рахунок яких забезпечується висока надійність постачання споживачів якісною електроенергією. Основою реалізації даних властивостей є впровадження систем моніторингу процесів, які відбуваються в електричній мережі, а також виконавчих пристроїв, що забезпечують «адаптацію» мережі до існуючих умов, зумовлених зовнішніми та внутрішніми факторами.

Останнім часом системи моніторингу процесів, що пов'язані з лініями електропередавання (ЛЕП), отримали широке розповсюдження [32, 33]. Подібні системи найчастіше називають автоматизованими системами моніторингу (АСМ) в режимі реального часу. Під даними системами в першу чергу розуміються системи для визначення допустимої пропускної здатності повітряних ліній електропередавання (ПЛ) на основі контролю температури проводів та величини струму в них [34]. В даній роботі під терміном АСМ розуміється система, здатна забезпечувати моніторинг в режимі реального часу комплексу параметрів різного характеру, пов'язаних з лінією, причому перелік функціональних можливостей системи залежить від конкретних умов експлуатації лінії. Так, наприклад, до факторів зовнішнього впливу на ПЛ відносяться кліматичні умови, у тому числі ожеледно-вітрові впливи. Тому АСМ повітряних ліній електропередавання, які проходять в кліматичних районах з високою інтенсивністю ожеледно-паморозевих відкладень,

оснащуються програмно-технічними засобами, що дозволяють в режимі реального часу спостерігати за ожеледно-вітровою ситуацією, критичними параметрами лінії [35].

До виконавчих пристроїв, які останнім часом почали активно використовуватись на лініях електропередавання, відносяться автоматичні комутаційні апарати, наприклад реклоузери [36], FACTS різних типів – встановлювані на опорах ПЛ регулятори напруги [37], реактивної потужності [38], пристрої, які реалізують технології «розумних» проводів (Smart Wires) [39, 40], і т.д. В перспективі можна очікувати збільшення масштабів застосування подібних пристроїв на ЛЕП.

АСМ, разом з виконавчими пристроями, що встановлені на ЛЕП, забезпечують спостереження за різноманітними процесами, пов'язаними з лінією, передавання частини даних до диспетчерського пункту, а також видачу керуючих впливів, в тому числі в автоматичному режимі. Як відомо, автоматизовані системи підстанцій, в яких елементи моніторингу та виконавчі пристрої інтегровані в єдиний програмно-технічний комплекс, отримали назву «автоматизовані системи керування технологічними процесами підстанцій» (АСКТП ПС) (англ. термін «Substation Automation Systems» – SAS) [41].

Широке впровадження на лініях електропередавання технологій on-line моніторингу, виконавчих пристроїв потребує їх об'єднання в один комплекс програмно-технічних засобів інтегрованої системи автоматизації лінії електропередавання, що дозволить отримати нові функціональні можливості. Це дає підстави говорити про систему автоматизації лінії електропередавання як окремий компонент автоматизації електроенергетичної системи. Таке бачення знаходиться у відповідності з традиційним підходом щодо структурного ділення електроенергетичних систем на такі основні елементи як електричні станції, підстанції, лінії електропередавання, споживачі електроенергії. Для означення інтегрованих систем автоматизації, які можуть реалізовуватись на окремих лініях електропередавання, в даній роботі використано термін «автоматизована система керування технологічними

процесами лінії електропередавання» (АСКТП ЛЕП). В [42] лінію, що обладнана системою автоматизації, нижньою ланкою якої є АСМ та комутаційні апарати, які забезпечують керування опором лінії, названо «розумною» лінією електропередавання (Smart Power Line).

Як відомо, друга редакція одного з основних стандартів з інформаційного обміну в АСКТП ПС IEC-61850 розширена на системи автоматизації інших електроенергетичних об'єктів, що відображено в її назві «Мережі та системи зв'язку в автоматизації електроенергетичних систем» [43]. Згідно даного підходу, АСКТП ПС є однією з підсистем в системі автоматизації електроенергетичної системи. Таким чином, АСКТП ЛЕП також потрібно вважати однією з таких підсистем і одночасно окремим компонентом «розумних» мереж.

У якості аналогії АСКТП ЛЕП можна навести приклад систем автоматизації таких видовжених інженерних об'єктів як газо- та нафтопроводи [44, 45].

У зв'язку з вищевикладеним, в даній роботі була поставлена задача формулювання основних вимог до побудови автоматизованих систем керування технологічними процесами ліній електропередавання та їх функціональних можливостей, а також розробки структурної схеми АСКТП ЛЕП як окремого компонента Smart Grid.

Види функцій АСКТП ЛЕП в цілому є аналогічними до функцій АСКТП ПС – це релейний захист, протиаварійна та інша автоматика, моніторинг, дистанційна сигналізація та керування. АСКТП ЛЕП, разом з АСКТП ПС, є одними з базових компонентів систем автоматизації передавання та розподілення електроенергії [46]. На рис. 2.7 відображено місце АСКТП ЛЕП в системі автоматизації електроенергетичної системи. Очевидно, що поняття АСКТП ЛЕП може застосовуватись по відношенню як до повітряних, так і до кабельних ЛЕП.

Процеси передавання та розподілення електричної енергії є досить складними і описуються значною кількістю змінних. Для керування цими



процесами використовуються багаторівневі ієрархічні системи, які характеризуються можливістю орієнтації на декілька цілей та дозволяють вирішувати конфлікти між елементами, що приймають рішення, за рахунок втручання елемента більш високого рівня [47]. Враховуючи основні властивості Smart Grid, які полягають в саморегулюванні та самовідновленні, подібна система повинна бути як мінімум автоматизованою, а в перспективі більшість її функцій стануть автоматичними.



Рисунок 2.7 - Структура системи автоматизації електроенергетичної системи з виділеними АСКТП ЛЕП

На рис. 2.8 показано структурну схему АСКТП ЛЕП, яка пропонується, в складі SCADA-системи керування процесом передавання (або розподілення) електричної енергії.

В загальному випадку, об'єктами моніторингу та керування АСКТП ЛЕП є елементи лінії та обладнання, що на ній встановлене.

Перший рівень SCADA-системи, – локальний рівень, утворений підрівнями, які відповідають рівням АСКТП окремих об'єктів електричної мережі – ЛЕП, підстанцій та інших об'єктів (наприклад, розподільних пунктів). На рис. 2 назви рівнів АСКТП окремих об'єктів електричної мережі та шин обміну даними відповідають термінології, яка прийнята в стандарті IEC-61850.

На рівні процесу АСКТП ЛЕП встановлено давачі АСМ, а також виконавчі пристрої, які розміщуються в окремих точках моніторингу та керування (ТМК) на лінії –  $ТМК1 \dots ТМКi$ .

Давачі АСМ поділяються на дві групи:

1. Давачі стану навколишнього середовища. Оскільки на ПЛ впливають фактори навколишнього середовища (природного та штучного характеру), то однією з функцій, яку забезпечують давачі даної групи, є моніторинг зовнішніх факторів, в першу чергу з метою прогнозування розвитку ситуації та прийняття необхідних заходів для запобігання відмов лінії. Частина заходів може вводитись миттєво, в автоматичному режимі, що відповідає поняттю саморегулювання або «адаптації» ПЛ. Наприклад, на ПЛ, які розміщені в кліматичних районах з високою інтенсивністю ожеледно-паморозевих відкладень, у випадку прогнозування на основі даних, що отримані від давачів метеорологічних параметрів, можливості виникнення відкладень ожеледі на проводах (фактор природного характеру), можливе автоматичне переведення лінії в режим профілактичного нагрівання проводів шляхом здійснення певних комутацій [42, 48, 49, 50]. Інша частина заходів може вводитись діями оперативного персоналу, з деякою затримкою у часі. В цьому випадку давачі АСМ виконують роль інструмента інспекції ПЛ. Наприклад, в [51] спрогнозовано розвиток технологій фіксації давачами АСМ критичного наближення рослинності (фактор природного характеру), будівельних конструкцій (фактор штучного характеру) до елементів лінії, що є інструментом інспекції, який дозволить в ручному режимі прийняти необхідні заходи та запобігти відмові лінії. З іншого боку, сама ПЛ впливає на навколишнє середовище. Тому ще однією функцією, яку можуть забезпечувати давачі даної групи, є моніторинг впливу ПЛ на навколишнє середовище. Так, наприклад, можливим є моніторинг електромагнітної обстановки поблизу лінії, рівня акустичних шумів та радіоперешкод, створюваних коронним розрядом.

2. Давачі стану елементів ПЛ. В загальному випадку давачі даної групи в перспективі будуть забезпечувати моніторинг електричних, теплових,

механічних та інших процесів в елементах лінії, які впливають на її ключові характеристики. Зокрема вже на сьогоднішній день на ПЛ активно застосовуються АСМ з давачами, які забезпечують моніторинг величини струму в фазних проводах, їх температури, інтенсивності коливань [52], стріли провисання [53], механічних зусиль [54].

Виконавчі пристрої рівня процесу АСКТП ЛЕП забезпечують «адаптацію» лінії до зміни умов. Зокрема до виконавчих пристроїв ПЛ можна віднести комутаційні апарати, які забезпечують переведення лінії в режим профілактичного нагрівання проводів у випадку прогнозу виникнення ожеледі [52].

На рівні приєднання АСКТП ЛЕП розміщуються мікропроцесорні пристрої – програмовані логічні контролери (ПЛК), модулі вводу/виводу (МВВ) та інші інтелектуальні електронні пристрої (ІЕП), які забезпечують збір даних від давачів АСМ та видачу сигналів керування виконавчим пристроям в окремих точках моніторингу та керування  $ТМК1...ТМКi$ . З точки зору архітектури інформаційного середовища, в АСКТП ЛЕП поняття «точка моніторингу та керування» аналогічне поняттю «приєднання» в АСКТП ПС.

Обладнання, що встановлене на рівні процесу та рівні приєднання, зв'язане спільним інформаційним середовищем – шиною процесу АСКТП ЛЕП. Через шину процесу ІЕП рівня приєднання отримують інформацію про положення контактів комутаційних апаратів, що встановлені на лінії (реклоузери, роз'єднувачі), параметри процесів в різних точках лінії. Наприклад специфічною функцією для розподільних ліній електропередавання, виконання якої можливе на основі обміну даними через шину процесу АСКТП ЛЕП, може бути регулювання напруги за допомогою лінійних регуляторів [7] з урахуванням даних про величину напруги в різних точках лінії.

На рівні станції АСКТП ЛЕП можливе використання концентраторів даних, які забезпечують збір інформації з декількох точок моніторингу та керування, її проміжне архівування та передавання на більш високі рівні ієрархії. Окрім цього, концентратори дозволяють передавати дані в зворотному

напрямку. Характерною рисою АСКТП ЛЕП повинна бути відсутність класичного рівня станції, який використовується в АСКТП ПС і являє собою сукупність автоматизованих робочих місць (АРМ), серверів збору даних, що виконані на персональних комп'ютерах.

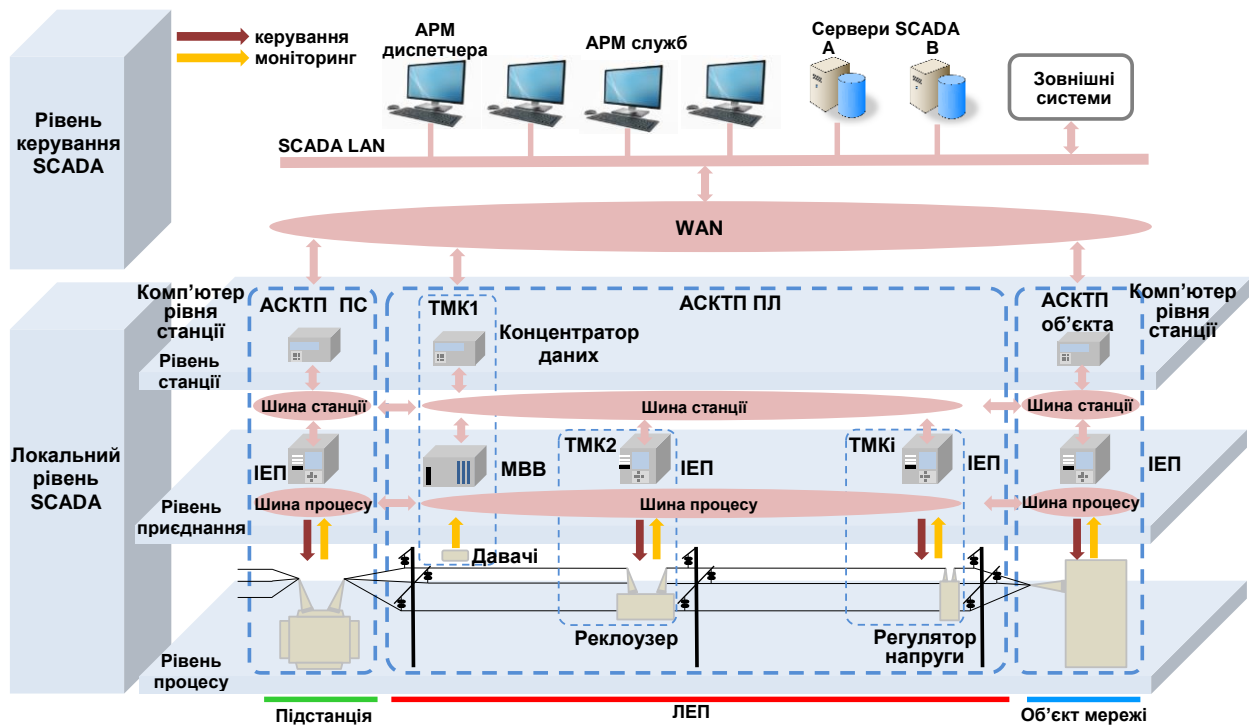


Рисунок 2.8 - АСКТП ЛЕП в складі SCADA-системи керування передаванням (розподіленням) електричної енергії

ІЕП рівня приєднання, а також концентратори даних, які використовуються на рівні станції, об'єднані за допомогою інформаційної шини станції АСКТП ЛЕП. Через шину станції здійснюється обмін даними між ІЕП, що дозволяє впровадити на лініях електропередавання нові функції керування, наприклад реалізувати нові алгоритми релейного захисту та автоматики.

Безпосередній обмін даними між АСКТП ЛЕП та системами автоматизації інших об'єктів електроенергетичної системи може відбуватись як через шину процесу, так і через шину станції.

Дані моніторингу ПЛ, як і дані, які характеризують стан інших об'єктів електричної мережі, за допомогою засобів комунікації WAN надходять на другий рівень SCADA-системи – рівень керування. Останній являє собою диспетчерський пункт, в якому встановлено сервер (або сервери) збирання даних, АРМ диспетчера та, за необхідності, АРМ спеціалістів різних служб. Окрім цього, на даному рівні формуються сигнали керування виконавчими пристроями, що встановлені на ПЛ, наприклад сигнали дистанційного керування комутаційними апаратами. На рівні керування організовано обмін даними зі зовнішніми автоматизованими системами.

На основі аналізу сучасних систем автоматизації, які використовуються в електроенергетиці [41, 55, 56], було сформульовано основні вимоги до АСКТП ЛЕП, до яких відносяться:

1. Модульний принцип будови.
2. Відкритість та можливість розширення системи на основі загальноприйнятих світових стандартів, які стосуються технічних та програмних засобів, моделей інформаційного обміну.
3. Можливість узгодженої взаємодії з іншими автоматизованими системами – АСКТП ПС, автоматизованими системами інших об'єктів електричної мережі, інтегрованими SCADA-системами.
4. Оптимізований рівень децентралізації системи, за якого забезпечується відносна функціональна незалежність її елементів з одночасною комерційною доступністю.

Впровадження АСКТП ЛЕП на лініях електропередавання повинно відбуватись з урахуванням всіх традиційних груп функцій, які є характерними для систем автоматизації інших електроенергетичних об'єктів. До цих функцій в першу чергу відносяться релейний захист, автоматизація окремих процесів (регулювання напруги, реактивної потужності і т.п.), on-line моніторинг, дистанційне керування.

Основою реалізації АСКТП ЛЕП є організація інформаційного середовища для обміну даними між елементами системи. Як відомо,

перспективною платформою інформаційного обміну на об'єктах електроенергетики є стандарт IEC-61850. Даний стандарт спочатку був розроблений для забезпечення інформаційної взаємодії елементів в АСКТП ПС. Поступово стандарт почав поширюватись на системи автоматизації інших електроенергетичних об'єктів, зокрема джерела розподіленої генерації [80], гідроелектростанції [81]. Також існує проект стандарту, адаптований до застосування в системах автоматизації розподільних ліній [82], які можуть вважатись частковим випадком АСКТП ЛЕП. Таким чином, концепцію інформаційної взаємодії, що прийнята в стандарті IEC-61850, очевидно можна вважати основою для реалізації обміну даними між елементами АСКТП ЛЕП. Оскільки у стандарті IEC-61850 базовим є поняття логічного вузла, то однією з задач, яка потребує вирішення, є декомпозиція функцій елементів АСКТП ЛЕП на логічні вузли.

До питань використання комунікаційних технологій в АСКТП ЛЕП відносяться такі питання як вибір оптимальної топології інформаційної мережі, методів забезпечення надійного передавання даних, а також фізичного середовища, технологій та протоколів обміну даними. Очевидно, що комунікаційними технологіями, які можуть бути використані в АСКТП ЛЕП, є технології на основі застосування оптичного волокна, PLC, а також технології безпроводного передавання даних.

Іншим ключовим напрямком реалізації АСКТП ЛЕП є розробка нових принципів релейного захисту та алгоритмів роботи протиаварійної автоматики ліній електропередавання на основі застосування технологій високошвидкісного обміну даними між ІЕП, які встановлені в різних точках лінії, наприклад на основі технології GOOSE-повідомлень, що визначена стандартом IEC-61850. Такі рішення вже на сьогоднішній день почали розроблятись та впроваджуватись [83].

Важливим напрямком впровадження АСКТП ЛЕП є також імплементація підсистем моніторингу та дистанційної діагностики ліній. Перспективною зокрема є технологія розподіленого моніторингу ЛЕП на основі волоконно-

оптичних датчиків, яка дозволяє контролювати параметри лінії (наприклад, температуру проводів або кабелів) по всій її довжині [48]. При цьому оптичне волокно в деяких випадках може додатково використовуватись у якості фізичного середовища для передавання даних. Питання моніторингу та діагностики ЛЕП знайшли відображення в [84].

## 2.5 Висновки

1. Впровадження автоматизованих систем контролю утворення ожеледі на ПЛ дозволяє підвищити ефективність плавлення відкладень та запобігти масовим пошкодженням ліній. Реалізація функції прогнозування утворення ОПВ забезпечує можливість завчасної підготовки персоналу електромереж до проведення плавлення відкладень, дозволяє визначати черговість плавлень на взаємопов'язаних ПЛ. В літній період року АСКУО доцільно використовувати для збільшення пропускної здатності ПЛ за рахунок контролю температури нагрівання проводів в режимі реального часу.

2. Застосування автоматизованої системи контролю аварійних режимів повітряних ліній і метеопараметрів у заданих точках електричних мереж із реалізацією функції прогнозування утворення ожеледно-паморозевих відкладень забезпечує персонал електромереж про стан повітряних ліній електропередавання в режимі реального часу, а також дає можливість завчасної підготовки до проведення відповідних дій щодо боротьби з ожеледдю, що в свою чергу підвищує ефективність електропостачання споживачів.

3. Прогнозування супутніх метеопараметрів ожеледеутворення, зокрема температури повітря та швидкості вітру, може успішно виконуватись зусиллями енергокомпаній на основі історичних рядів цих величин, наявних в базі даних автоматизованих систем моніторингу ПЛ. Одним з доцільних інструментів для реалізації прогнозних моделей є апарат теорії штучних нейронних мереж. В результаті моделювання встановлено, що середня відносна похибка прогнозу температури повітря складає близько 21 %, тоді як похибка прогнозу швидкості вітру складає 17,3 %. Враховуючи специфіку та

призначення даного прогнозування, такий результат можна оцінити як прийнятний.

4. Перспективи зростання масштабів використання засобів автоматизації на лініях електропередавання зумовлюють необхідність об'єднання окремих елементів автоматизації, пов'язаних з певною лінією, в один комплекс програмно-технічних засобів автоматизованої системи керування технологічними процесами лінії електропередавання – АСКТП ЛЕП. Це дозволяє розглядати таку систему як окремий елемент автоматизації електроенергетичної системи, який одночасно є компонентом SmartGrid. В результаті проведених досліджень, в даній НДР сформульовано вимоги щодо побудови АСКТП ЛЕП.

5. Розроблено структурну схему АСКТП ЛЕП. Структуру ієрархічних рівнів та середовища обміну даними запропоновано виконувати згідно підходів стандарту IEC-61850. В АСКТП ЛЕП передбачено використання точок моніторингу та контролю, що розміщуються на лінії електропередавання. Специфічною рисою структури АСКТП ЛЕП є відсутність класичного рівня станції, характерного для систем автоматизації підстанцій.

6. Запропоновано принципи побудови АСКТП ЛЕП, основними з яких є принципи модульності, відкритості та масштабованості, а також можливості інтеграції АСКТП ЛЕП в комплексні SCADA-системи керування процесом передавання (або розподілення) електричної енергії та інші системи автоматизації.

7. Розроблено перелік модулів АСКТП ЛЕП, для яких визначено необхідні функціональні можливості. Користувацькі модулі та підмодулі АСКТП ЛЕП запропоновано виконувати у вигляді окремих елементів спеціалізованого програмного забезпечення.

8. В результаті аналізу перспектив впровадження АСКТП ЛЕП встановлено, що ключовим фактором реалізації даних систем є впровадження інформаційної інфраструктури на основі застосування технологій високошвидкісного обміну даними та загальноприйнятих стандартів. Це



дозволить зробити значний крок у вдосконаленні принципів релейного захисту, протиаварійної автоматики, алгоритмів роботи регульованих виконавчих пристроїв, що використовуються на лініях електропередавання.

### **З УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМУ МОНІТОРИНГУ ЗА РАХУНОК ВКЛЮЧЕННЯ ДОДАТКОВИХ ФУНКЦІЙ КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ МЕРЕЖІ І ПАРАМЕТРІВ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА**

#### **3.1 Основні проблеми пошуку пошкоджень на повітряних лініях з ізолюваною нейтраллю**

Повітряні лінії електропередавання (ПЛ), якими здійснюється електропостачання споживачів в процесі експлуатації підлягають старінню та

впливу на них навколишнього середовища, що, як наслідок, призводить до виникнення аварійних ситуацій.

Основними видами пошкоджень ПЛ є короткі замикання (к.з.). Згідно [1] при трифазних, двофазних к.з, а також при однофазних к.з. у мережах з глухо заземленою нейтраллю лінії повинні швидко відключатися. Лінії, що працюють з ізольованою нейтраллю (6 – 35 кВ) при однофазних к.з. можуть працювати досить тривалий час аж до моменту виявлення місця пошкодження [2]. Однофазні к.з. в мережах з ізольованою нейтраллю, на відміну від мереж з глухо заземленою нейтраллю не призводять до порушення режиму електропостачання споживачів, змінюється лише міра взаємодії ПЛ 6 – 35 кВ із навколишнім середовищем. Але при пробії ізоляції, наприклад, і протіканні ємнісного струму через опору, остання при вигорянні арматур у залізобетоні може обрушитися при невеликому фізичному навантаженні. При торканні до такої опори ймовірність ураження електричним струмом від напруги дотику досить висока. При падінні проводу обірваної фази ПЛ 6-35 кВ на землю в радіусі 8 м утворюється небезпечна зона, у якій людина або тварина можуть бути уражені напругою кроку або напругою дотику до проводу [3].

Виходячи з вищесказаного впливає, що існує проблема моніторингу аварійних режимів мережі, скорочення часу пошуку й усунення к.з. з метою зниження збитку від недовідпуску електроенергії, і можливого завдання збитків навколишньому середовищу.

Міжфазні к.з. призводять до відключення ліній і виявляються шляхом контролю режиму або сигналізації з боку споживачів. Однофазні к.з. не виявляються в такий спосіб.

Згідно [1] захист від замикань на землю слід виконувати, як правило, з дією на сигнал. Для здійснення захисту допускається використовувати пристрій контролю ізоляції. При цьому відшукування пошкодженого елемента повинне здійснюватися спеціальними пристроями. Допускається відшукування пошкодженого елемента почерговим відключенням приєднань. Згідно [2], у мережах напругою 6 – 35 кВ із ізольованою нейтраллю або з компенсацією

ємнісного струму допускається робота ПЛ і КЛ електропередачі із замиканням на землю до ліквідації пошкодження. До пошуків місця пошкодження на ПЛ, яка проходить по населеній місцевості, де виникає можливість ураження напругою людей або тварин, персонал повинен приступати негайно й ліквідувати пошкодження в найкоротший строк.

Якщо на підстанції є черговий персонал або підстанція перебуває під телекеруванням, факт замикання на землю у ПЛ буде виявлено протягом декількох секунд після спрацьовування відповідної сигналізації.

На підстанціях без чергового персоналу згідно [2], огляд розподільних пристроїв необхідно проводити не рідше одного разу на місяць. Із цього випливає, що теоретично замикання на землю у ПЛ 6-35 кВ може бути виявлене в інтервалі часу від нуля до  $24 \times 30 = 720$  годин (24 – кількість годин у добі, 30 – число днів у місяці). У цьому випадку однофазне к.з. фіксується оперативно-виїзними бригадами під час чергового огляду.

Враховуючи загальну кількість підстанцій, що експлуатуються без постійного чергового персоналу й телекерування та статистику однофазних к.з. можна зробити висновок про розмір збитку, що завдається даним видом пошкодження, оскільки ПЛ 6-35 кВ протягом роботи з однофазним к.з. переходять у стан, який характеризується підвищеною небезпекою для навколишнього середовища. Виникає небезпека ураження електричним струмом людей або тварин, що випадково потрапили в зону ураження.

При цьому експлуатація ПЛ повинна бути організована так, щоб під час порушення в схемі електропостачання споживачів передача електроенергії не переривалася або перерва повинна бути мінімальною у часі. Це завдання є економічним і залежить від того, наскільки витрати, використані для досягнення підвищення надійності роботи у випадку порушення нормального режиму, окупляться вигодою від зменшення збитків від цього порушення.

При виникненні нещасного випадку завдання переходить в економіко-юридичне й повинне розглядатися по правових вимогах цивільного кодексу [4]. Згідно останнього юридична особа, діяльність якої пов'язана з підвищеною

небезпекою для оточення, зобов'язана компенсувати збиток, заподіяний джерелом підвищеної небезпеки, якщо такий виник не внаслідок непереборної сили або наміру потерпілого.

### **3.2 Аналіз шляхів вдосконалення системи моніторингу стану повітряних ліній електропередавання**

Однією з першорядних проблем, яка постає перед експлуатаційним персоналом ПЛ, є оперативний пошук і локалізація місць їх пошкоджень. Розв'язком цього може служити впровадження пристроїв для визначення місць к.з. на лініях, що дозволяє значно підвищити надійність їх роботи за рахунок оперативності усунення пошкоджень. Це позначається на скороченні аварійного недовідпуску електроенергії споживачам, дозволяє попередити в ряді випадків розвиток аварій і значно скоротити трудомісткість їх ліквідації.

В Україні поширені пристрої для визначення місць пошкодження ПЛ, які за принципом дії можуть бути розділені на три основні групи:

- фіксуючі пристрої для визначення відстані до місця пошкодження за параметрами аварійного режиму;
- пристрою для визначення пошкоджених після к.з. ділянок мережі, також за параметрами аварійного режиму;
- переносні пристрої для визначення місця замикання на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю.

Завдання автоматичного визначення місця пошкодження ліній напругою 6-10 кВ набагато складніше, ніж у мереж більш високої напруги внаслідок їхньої розгалуженості.

Про появу замикання на землю в мережі персонал підстанції дізнається по приладах контролю ізоляції. У високовольтних мережах з ізолюваною нейтраллю, контроль ізоляції легко реалізувати за допомогою трьох вольтметрів. Вольтметри підключаються до контактів основної вторинної

обмотки трифазного триобмоткового трансформатора напруги (наприклад, типу НТМИ, можливо застосовувати однофазні трансформатори напруги).

При порушенні ізоляції кожної з фаз (замиканні на землю) величина напруги на цій фазі знизиться, а величини напруги на двох інших неушкоджених фазах – зростуть. Більше того, при пробі ізоляції та металевому замиканні фази на землю, вольтметр на uszkodженій фазі покаже нуль, а величини напруги на інших фазах зростуть в 1,73 рази та вольтметри покажуть лінійні напруги.

Також про критичне зниження ізоляції фази, оперативний персонал може довідатися і по роботі реле контролю ізоляції, яке підключають до виводів додаткової вторинної обмотки вимірювального трансформатора напруги, яка зібрана за схемою розімкнутого трикутника. При виникненні замикання на землю, на цій обмотці формується напруга нульової послідовності, реле контролю фаз спрацьовує та подає сигнал.

Після виявлення uszkodженої лінії, якщо навантаження цієї лінії не може бути негайно зняте без шкоди для споживачів, uszkodжені лінії по можливості ізолюються від основного кола. Персонал повинен враховувати, що замикання на землю через якийсь час перейде в міжфазне, тому треба діяти швидко.

Для визначення місць пошкодження в повітряних лініях (ПЛ) усіх класів напруг використовуються технічні засоби – покажчики місць замикань (ПМЗ). Існує значна кількість ПМЗ різних виробників і різного призначення. Вони відрізняються величиною фіксованого струму однофазного короткого замикання (КЗ) в залежності від режиму нейтралі мережі, способом установки – на опорі чи на проводі, принципом роботи.

У мережах 110 кВ і вище, що мають великі струми КЗ на землю використовуються напівпровідникові та мікропроцесорні фіксуючі прилади [1, 5, 6], що дозволяють реалізувати більш складні алгоритми. Дія даних ПМЗ ґрунтується на вимірюванні та запам'ятовуванні параметрів аварійного режиму (струмів і напруг прямої, зворотної та нульової послідовності) і обчисленні відстані до місць пошкодження.

У розподільних мережах напругою 10 кВ знайшли застосування найпростіші прилади типу ФІП (ФІП-1, ФІП-2, ФІП-Ф), ЛИФП, а також ФМК-10 та ін. [5]. Однак ці прилади мають ряд недоліків та низьку точність. Також, внаслідок значної розгалуженості мереж 6–35 кВ, досить складно точно вказати місце пошкодження при використанні навіть високоточних ПМЗ, які встановлені на живильних підстанціях.

При пошкодженні на лінії можливо кілька варіантів внаслідок розгалуженості мережі. Для орієнтування при пошуку місця пошкодження в місцях розгалуження мережі встановлюються ПМЗ, що фіксують факт протікання струму КЗ.

За даними показчиків 1, 2 і 3 (рис. 3.1) можна правильно визначити напрямок пошуку місця КЗ. Зокрема, при замиканні в точці К1 факт протікання струму КЗ буде зафіксований тільки показчиком 1. В якості даних показчиків можуть бути використані, наприклад, індикатори КЗ ИКЗ-3 [2], що призначені для визначення місця розташування КЗ та спостереження за станом ПЛ розподільних мереж напругою 6–35 кВ. Дані прилади встановлюються на опорах ПЛ. Дані пристрої реєструють міжфазні замикання та однофазні замикання на землю та дозволяють здійснювати візуальний або дистанційний контроль наявності аварійної ситуації. Параметри передаються по GPRS-каналу, що не завжди зручно, оскільки GPRS-канал потребує додаткової оплати, яка суттєво зростає при значній кількості пристроїв, та має обмежену зону дії.

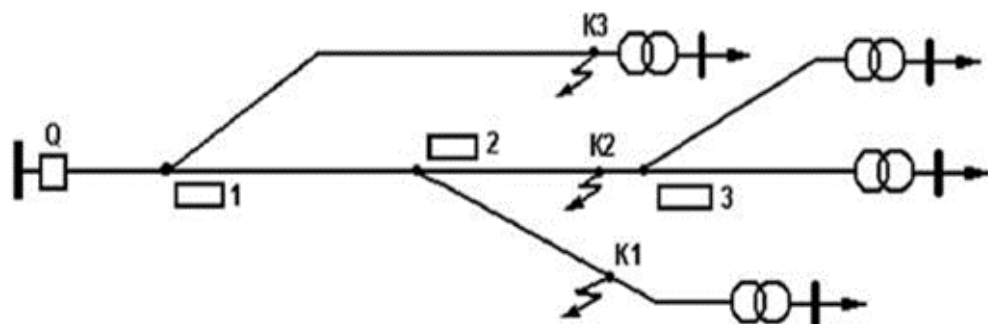


Рисунок 3.1 – Місця встановлення показчиків в мережі

Позбутися цього недоліку можна застосувавши ПМЗ з PowerLineCommunication (PLC) каналом передачі даних [5]. ПМЗ даного типу містить датчик струму, який являє собою трансформатор струму з рознімним магнітопроводом, що дозволяє одягати його на провід ЛЕП. Через цей датчик відбувається живлення пристрою, тобто за допомогою нього відбувається відбирання з лінії струму промислової частоти для заряджання акумуляторної батареї. Також за допомогою датчика струму здійснюється введення в лінію електропередачі струмів високої частоти (70-90 кГц) від PLC-модему для передачі інформації про значення струму в лінії. Недоліком даних пристроїв є невелика відстань передачі, внаслідок малої потужності модему, що живиться через трансформатор струму.

У [5] запропоновано систему моніторингу режиму мереж з використанням PLC каналу зв'язку, що являє собою подальший розвиток автоматизованої системи моніторингу розподільних електричних мереж (СМРЕМ) [6], що експлуатується у розподільних мережах 6-10 кВ АК Харківобленерго близько 15 років. Модулі СМРЕМ встановлюються на відгалуженнях, мають надійне живлення та оснащені GSM каналом зв'язку. Призначення СМРЕМ – зменшення обсягу аварійних невідпусків електроенергії споживачам. Модулі СМРЕМ дозволяють вимірювати значну кількість параметрів мережі, зокрема значення струму в лінії, і мають в своєму складі акумулятор та сонячну батарею, що забезпечує безперебійність живлення та надійність зв'язку з ними. Дані модулі встановлені на відгалуженнях лінії.

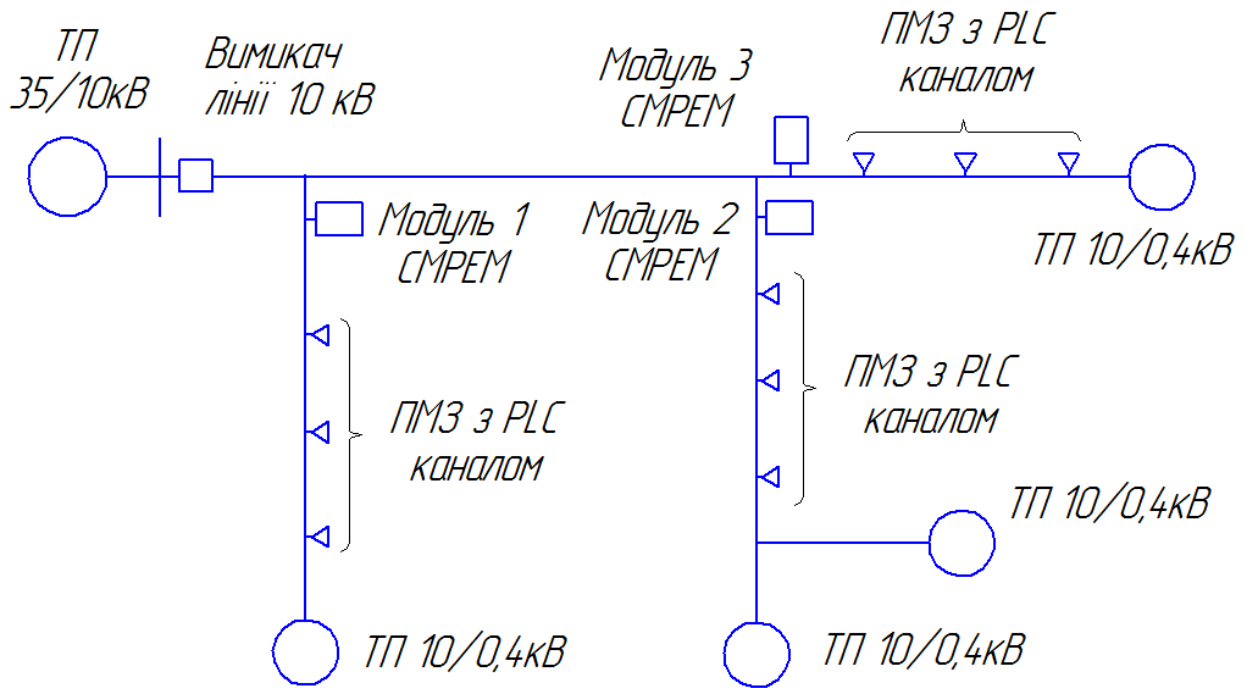


Рисунок 3.2 – Структурна схема мережі

В самій лінії через певні відстані встановлені покажчики місць пошкоджень, що вимірюють струм у фазах і передають інформацію через канал PLC до модулів СМРЕМ.

Для розпізнавання образу замикання на землю система рис. 3.2 [7] доповнюється програмно-апаратним модулем для аналізу струмів та напруг з метою визначення виду та уточнення місця КЗ.

Даний модуль збирає інформацію з усіх датчиків та інформацію про наявність напруги на обмотці «розімкнений трикутник» трансформатора напруги на підстанції. Всі дані заносяться в електронну базу, де здійснюється їх обробка та аналіз. Факт і місце замикання на землю визначається за співпаданням одночасно двох умов: 1) збільшення напруги лише в одній з фаз; 2) наявність напруги на обмотці «розімкнений трикутник».

Недоліком розглянутих вище пристроїв є відсутність можливості відключення лінії у безструмову паузу, тому при виникненні аварійної ситуації необхідне відключення всіх споживачів лінії. Розширити функціональні



можливості системи моніторингу розподільних мереж за рахунок можливості відключення лінії у безструмову паузу дозволяє введення до її складу роз'єднувача з електричним приводом, який призначений для відключення частини лінії при КЗ на ній у безструмову паузу, що виникає при спрацюванні вимикача в голові лінії. Пристрій функціонує таким чином: при наявності напруги в лінії електропередачі 1 вона подається до трансформатора напруги 4 для її зниження до необхідного значення. Далі напруга подається до вимірювального перетворювача 7 (рис. 3.3). Також до нього подаються і струми кожної з фаз від трансформаторів струму 2. Далі інформація про струми і напруги надходить до мікроконтролера 10, що здійснює їх обробку за визначеним алгоритмом. При фіксації стрибка струму понад задане значення та при наступному зникненні напруги в лінії, зумовленому вимкненням вимикача в голові лінії мікроконтролер подає сигнал через узгоджуючий пристрій 11 на привод роз'єднувача 3. При цьому у безструмову паузу роз'єднувач відключає відгалуження але живлення з пристрою не знімається і він продовжує працювати, передаючи з мікроконтролера через PLC-модем в лінію сигнал про значення струму та номер відпайки, на якій відбулося відключення.

В нормальному режимі PLC-модем 9 через конденсатори 5 із заданою періодичністю передає в лінію сигнали діючого значення струму, що крім контролю справності пристрою та відстеження пошкоджень лінії дає змогу виконувати моніторинг усталених режимів мережі. Також можлива робота пристрою на прийом сигналу з диспетчерського пункту, що може бути необхідно при локалізації місця однофазного короткого замикання на землю.

Живлення пристрою в нормальному режимі відбувається від блоку живлення 8 через дроселі 6. При зникненні напруги в лінії, живлення пристрою відбувається від акумуляторної батареї, що входить до складу блоку живлення. Відключення роз'єднувача забезпечується енергією пружини, що запасується за допомогою електричного привода в нормальному режимі роботи лінії.

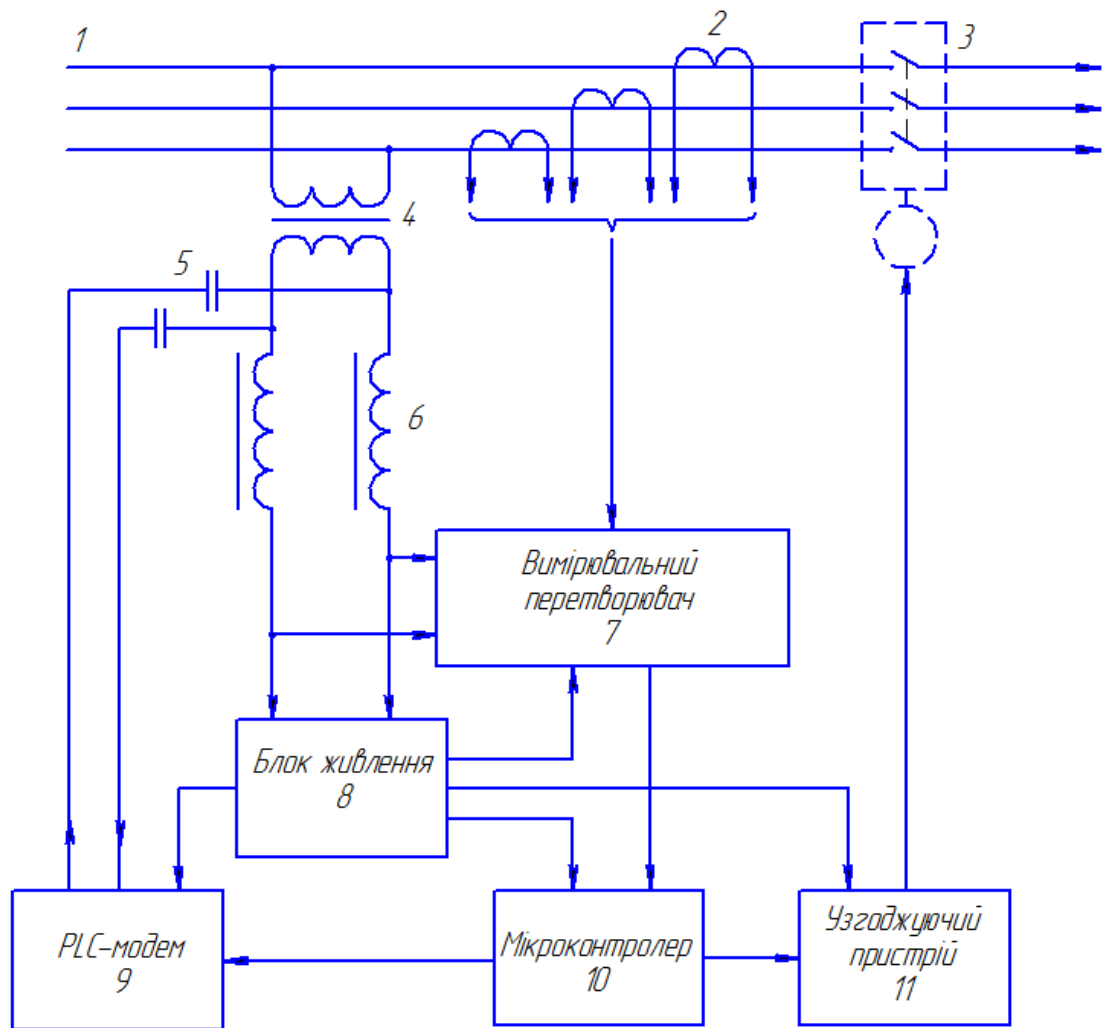


Рисунок 3.3 – Структурна схема покажчика

Пристрої для визначення місць коротких замикань встановлюються в лінії електропередачі на відгалуженнях (рис. 3.4). Вся інформація, що передається пристроєм для визначення місць коротких замикань приймається за допомогою PLC-концентратора, що встановлюється в голові лінії (рис. 3.5).

Наприклад, при КЗ на відгалуженні за пристроєм №2, даний пристрій зафіксує значне зростання струму, в той час як струм через інші пристрої (№1, №3 та №4) помітно не зміниться. При співпаданні двох умов: фіксації стрибка струму понад задане значення та при наступному зникненні напруги в лінії, зумовленого вимкненням вимикача лінії 10 кВ в голові лінії, пристрій у безструмову паузу подає команду на роз'єднувач і відключає відгалуження. За

інформацією, що надходить у лінію можна визначити номер відпайки, на якій відбулося відключення.

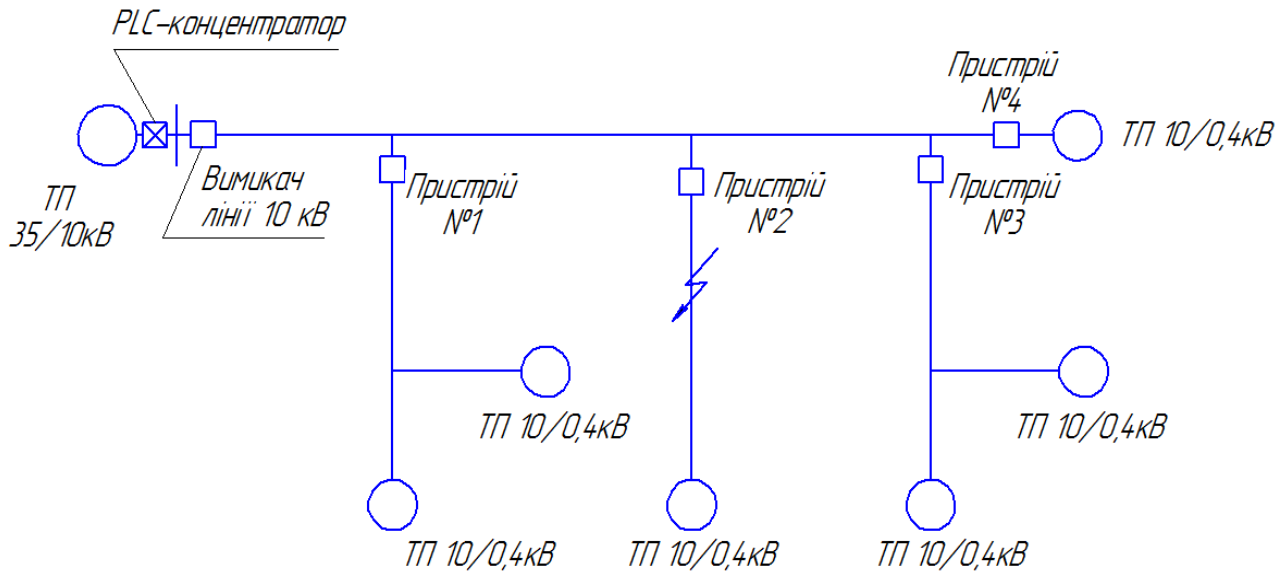


Рисунок 3.4 – Схема встановлення показчиків в мережі

В запропонованому пристрої трансформатори струму являють собою трансформатори з рознімними магнітопроводами, що дозволяє встановлювати їх на проводи лінії електропередавання. Вони призначені для моніторингу значення струму в нормальному та аварійному режимах. Дроселі призначенні для усунення шунтуючої дії вимірювального перетворювача та блока живлення на PLC-модем.

Дана система дозволяє прискорити пошук місця замикання в кожному конкретному випадку також ще й методом варіантних розрахунків, попередньо маючи схему електричної мережі й під'їзних доріг, звівши цей час до мінімуму.

### 3.3 Визначення економічної ефективності автоматизованої системи моніторингу режимів роботи повітряних ліній

Економічна ефективність автоматизованої системи моніторингу режимів роботи ліній повинна враховувати вартість системи з однієї сторони й зниження збитку за рахунок швидкої ліквідації к.з. з іншої сторони.

При визначенні можливого збитку скористаємося наступними міркуваннями. Потік подій, які визначають порушення, має випадковий характер, а ймовірне число к.з. з тією або іншою мірою ймовірності може бути визначене за допомогою статистичних даних (рис. 3.5).

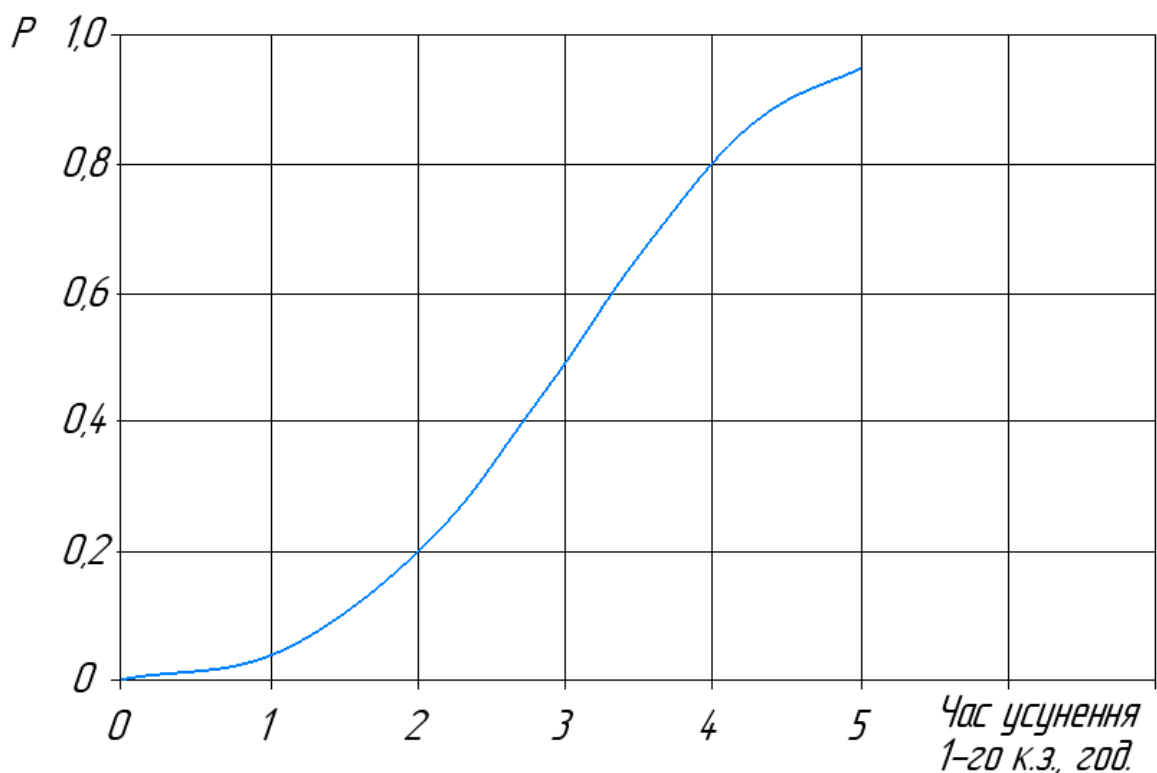


Рисунок 3.5 – Розподіл ймовірності часу ліквідації однофазного к.з. на ПЛ 6-10 кВ.

Як приклад розглянемо аналіз режиму роботи ПЛ 6-10 кВ із однофазним к.з. У цілому завдання ліквідації такого режиму може бути вирішена у два часових етапи: спочатку фіксація факту пошкодження, а потім його усунення після пошуку місця к.з.

Приймемо для розрахунків, що на телемеханізованій підстанції або при наявності чергового персоналу подія – виникнення однофазного к.з. – буде

фіксуватися із часом до 10 секунд. На інших підстанціях час визначення факту наявності к.з. складе  $t_0 = 720$  годин.

Важливим параметром є також частота однофазних замикань, що залежить від технічного стану ліній. Середня кількість пошкоджень, що викликає відключення ПЛ напругою 6-35 кВ, становить близько 25 на 100 км лінії в рік. Із усіх пошкоджень 80% припадає на однофазні к.з., а це  $n = 20$  на 100 км у рік.

Для розрахунків імовірного економічного збитку після виникнення однофазного к.з. на ПЛ 6-35 кВ із боку юридичної особи, власника ліній, необхідно знати ще кілька параметрів. Це ймовірність ураження людини, що потрапила в небезпечну зону, що існує певний час, імовірність пред'явлення позову, наприклад у судовому порядку й величину позову.

Оскільки потрапляння людини в небезпечну зону і її ураження електричним струмом подія малоімовірна, хоча й можлива, приймемо ймовірність такої події рівною  $P_C = 0,01$  при існуванні к.з. протягом  $t = 1000$  годин. Імовірність пред'явлення позову приймемо рівною  $P_{II} = 0,5$  (наявність спадкоємців потерпілого, кваліфікованого адвоката й позитивного рішення суду). Величина позову при смертельному нещасному випадку рівна  $\Pi = 1000000$  грн.

Беручи до уваги, що у середньому від кожної підстанції 35/6-10 кВ відходить 4 лінії, кожна довжиною 25 км, річний збиток від роботи такої підстанції з лініями підвищеної небезпеки можна визначити за такою залежністю:

$$Y = I \cdot n \cdot P_{1000} \cdot \frac{t}{1000} l_{\frac{\Sigma}{100}} \cdot P_{II} \quad (3.1)$$

де  $I$  – величина позову при летальному нещасному випадку, грн.;

$n$  – число замикань на землю в рік на 100 км довжини ліній;

$t$  – час від моменту появи однофазного к.з., до відключення ушкодженої лінії, год.;

$l_{\frac{\Sigma}{100}}$  – сумарна довжина ліній 6-10 кВ, що відходять від підстанції 35/6-10 кВ, км;

$P_{1000}$  – імовірність появи нещасного випадку при наявності на ПЛ 6-10 кВ однофазного к.з. протягом 1000 годин на 100 км довжини;

$P_{\text{и}}$  – імовірність пред'явлення позову.

Розрахуємо ймовірний збиток від експлуатації підстанції 35/6-10 кВ без обслуговуючого персоналу й без телемеханіки. Прийmemo, що загальна довжина ліній, що відходять, 6-10 кВ становить 100 км, і факт замикання на землю визначається оперативно-виїзними бригадами. Підставимо відомі дані у вищенаведену залежність і одержимо максимальне значення збитку:

$$Y = 10^6 \cdot 20 \cdot 10^{-2} \frac{720 \cdot 100}{1000 \cdot 100} 0,5 = 72000 \frac{\text{грн.}}{100 \text{ км} \cdot \text{год.}}$$

При автоматичному виявленні факту однофазного к.з. і відключенні лінії для ремонту через 4 години ймовірний збиток зменшується до наступної величини:

$$Y = 10^6 \cdot 20 \cdot 10^{-2} \frac{4 \cdot 100}{1000 \cdot 100} 0,5 = 400 \frac{\text{грн.}}{100 \text{ км} \cdot \text{год.}}$$

Співставлення величини збитку й вартості автоматизованої системи моніторингу режиму показує, що остання, при її впровадженні досить ефективна й окупиться протягом року.

### **3.4 Використання імітаційних моделей режиму однофазного короткого замикання в середовищі DIgSILENT PowerFactory для підвищення ефективності моніторингу ПЛ**

Одним з найпоширеніших видів пошкоджень у розподільних мережах напругою 6-35 кВ є однофазне замикання на землю (ОЗЗ). Частка даного виду пошкоджень становить близько 90% від загальної кількості пошкоджень [8,9]. Крім того, при значних струмах, ОЗЗ може перерости в багатозфазне коротке замикання. Після ушкодження ізоляторів настає обрив проводів повітряної лінії, через яку у свою чергу може виникнути крокова напруга. Також ОЗЗ негативно впливає на електроустаткування, що може призвести до зниження економічних показників. Одним зі способів підвищення надійності експлуатації розподільних мереж напругою 6 - 35 кВ є заземлення нейтралі через дугогасний реактор, головною перевагою якого в експлуатації є тривала робота з ОЗЗ без відключення споживачів.

Складність реалізації даного режиму роботи нейтралі обумовлена тим, що ємнісний струм змінюється в залежності від конфігурації мережі, резонанс можна підтримувати тільки автоматично, застосовуючи плавно регульовані дугогасильні реактори (плунжерного типу) і автоматичну систему управління. У практиці експлуатації зустрічається неправильне використання компенсації ємнісних струмів тому, не виконуються вказівки і рекомендації по компенсації ємнісних струмів, викладені в [10, 11, 12]. Тим самим переваги компенсації зводяться нанівець. Це дає привід деяким фахівцям робити висновки про недоліки компенсації і навіть про її шкідливість (великий рівень дугових перенапруг і можливість переходу ОЗЗ в міжфазні замикання при значному розлагодженні).

В електроенергетиці існують пристрої для забезпечення якості електроенергії. Такі пристрої використовують активну фільтрацію кривої струму. Це являє собою складну (об'ємну) електротехнічну систему. Аналіз, а також експериментальна перевірка подібних систем є дуже витратною і

трудомісткою роботою. У цьому випадку, щоб не проводити настільки дорогі процедури, вирішили проблему шляхом заміни пристрою на віртуальну комп'ютерну модель.

Для підвищення ефективності роботи розподільної мережі з компенсованою нейтраллю і усунення недоліків компенсації рекомендується використовувати плавно регульовані реактори з автоматичним підстроюванням. Велику увагу необхідно приділити системі керування дугогасним реактором, тому що від неї залежить правильність визначення струму компенсації для різних конфігурацій електричної мережі. Оцінити різні системи керування можливо використовуючи імітаційне моделювання. Моделювання розподільної мережі з компенсованою нейтраллю дозволяє вивчити перехідні процеси, що виникають при різних режимах роботи і зробити аналіз впливу характеру перехідних процесів на працездатність систем автоматичного підстроювання.

В якості середовища моделювання був використана програма розрахунку PowerFactory, яка розроблена компанією DlgSILENT [13]. В середовищі PowerFactory була реалізована схема заміщення розподільної мережі при ОЗЗ [14].

DIgSILENT PowerFactory є інженерним інструментом для аналізу промислових, передавальних і комерційних електричних систем. Вона була розроблена як вдосконалена інтегрована і інтерактивна система програмного забезпечення, призначена для електричних систем і аналізу систем управління для досягнення основних завдань планування і оптимізації режимів. Точність і достовірність результатів отриманих за допомогою цього програмного забезпечення були підтверджені безліччю впроваджень виконаних організаціями, які займаються плануванням і експлуатацією електроенергетичних систем.

Для задоволення сучасних вимог аналізу електричних систем, пакет програмного забезпечення DIgSILENT розроблений як інтегрований інженерний інструмент, забезпечує простий доступ до всіх доступних функцій,



замість набору різних програмних модулів. Наступні основні характеристики PowerFactory представлені в єдиній виконуваний програмі [15]:

- визначення, зміна і впорядкування варіантів дослідження; основні чисельні методи; функції виведення і документування;
- інтегрована інтерактивна однолінійна графічна і інформаційна програмна оболонка.
- база даних елементів електричних систем і вихідних параметрів;
- інтегровані функції розрахунку (наприклад, розрахунок параметрів ліній електропередавання (ЛЕП) і електричних машин на основі геометричних розмірів чи паспортними даними);
- конфігурація електричної мережі на основі інтерактивного або оперативного запиту в систему SCADA;
- багатофункціональний інтерфейс для динамічного відображення за допомогою комп'ютера.

За допомогою єдиної бази даних, що містить всю необхідну інформацію про обладнання електричної системи (наприклад, параметри ЛЕП, генераторів, захисних пристроїв, коливачів, контролерів), PowerFactory легко виконає будь-яку або одночасно всі доступні функції в одній і тій же програмному середовищі. Деякими з цих функцій є розрахунок усталеного режиму, розрахунок струмів короткого замикання, гармонійний аналіз, координація захисних пристроїв, розрахунок стійкості і модальний аналіз.

PowerFactory включає вражаючий і постійно зростаючий перелік функцій моделювання:

- аналіз усталеного режиму і струмів короткого замикання для всіх типів електричних мереж, включаючи складнозамкнуті 1-, 2-, і 3-фазні системи змінного і постійного струму;
- аналіз мереж низької напруги;
- оптимізація розподільних мереж;
- вибір перетину кабельних ліній;

- моделювання динамічних та електромагнітних перехідних процесів;
- аналіз власних чисел;
- ідентифікація системи;
- аналіз аварійних ситуацій та захисту;
- гармонійний аналіз;
- аналіз надійності та стійкості по напрузі;
- моделювання пристроїв силової електроніки;
- моделювання заземлення;
- аналогово-цифрові інтерфейси, інтерфейс для SCADA/GIS/NIS.
- сумісність з іншими програмними продуктами, такими як PSS/E та PSS /U.
- оптимізація усталеного режиму.

Розглянемо більш детально розрахунок основних параметрів моделі розподільної мережі в режимі ОЗЗ. На рис. 3.6 наведено модель трифазної електричної мережі. Для визначення середнього значення ємності фази відносно землі повітряної лінії скористаємося виразом [16]:

$$C_{ПЛ} = 0,4884 \cdot 10^{-9} K_{тр} \cdot K_{кїл} \cdot K_{розм} \cdot \ln \times \\ \times (3,4 \cdot 10^3 r + 3,56 \cdot 10^3) \times \ln (- 0,02 PK_{U1} + \\ + 2,97 K_{U2}) \quad (3.2)$$

- де  $K_{тр}$  – коефіцієнт, що залежить від наявності грозозахисного троса;
- $K_{кїл}$  – коефіцієнт, що залежить від кількості кїл лінії, що підвішується на одній опорі;
- $K_{розм}$  – коефіцієнт, що залежить від розміщення проводів на опорі;
- $r$  – радіус фазного проводу, мм;
- $P$  – сума міжфазних відстаней між фазами (якщо лінія двоколова – лише одного кола), м;

$K_{U1}, K_{U2}$  – коефіцієнти, що залежать від напруги лінії (при  $U = 6-10$  кВ  $K_{U1} = 5,29; K_{U2} = 1,175$ ; при  $U = 35$  кВ  $K_{U1} = K_{U2} = 1$ ) [16].

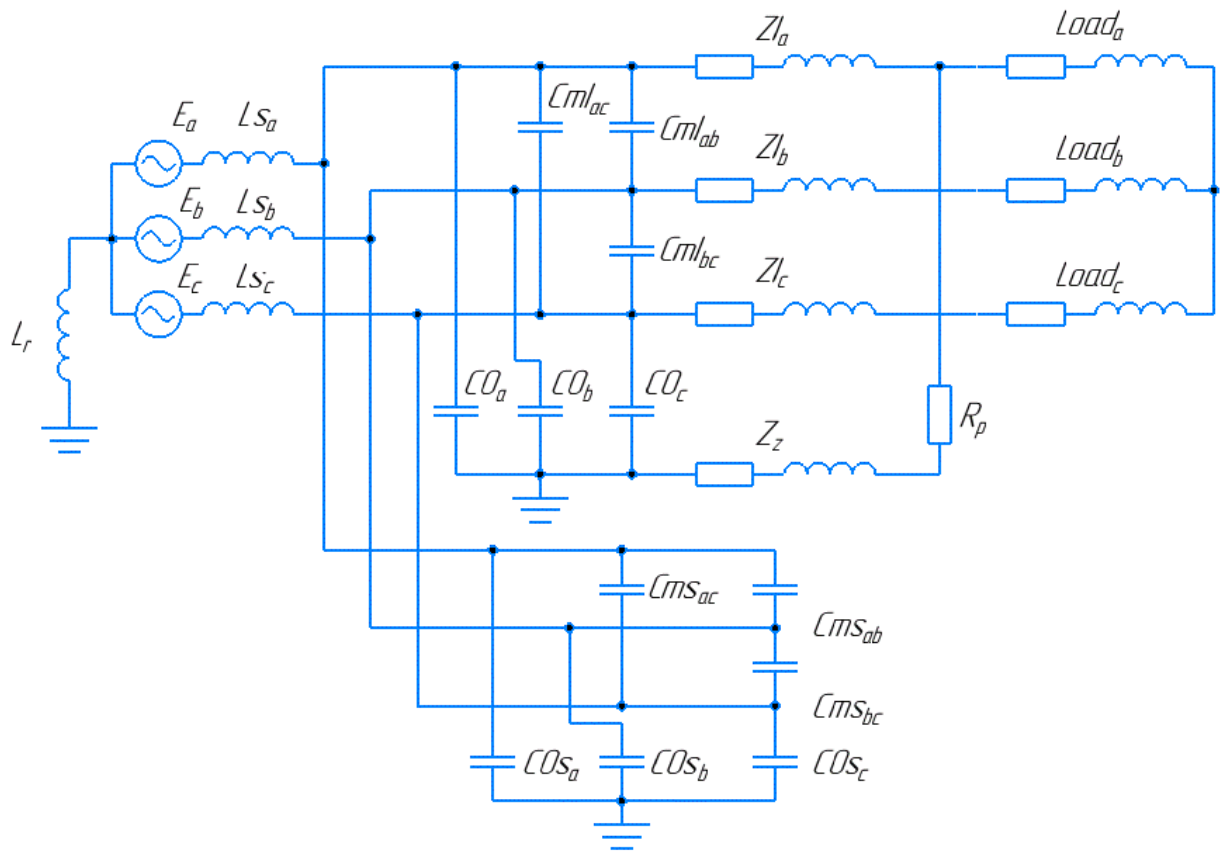


Рисунок 3.6 – Імітаційна модель трифазної електричної мережі

Коефіцієнт  $K_{тр}$  набуває таких значень: при відсутності троса  $K_{тр} = 1$ ; при одноколовій лінії і наявності троса  $K_{тр} = 1,082$ ; при двоколовій лінії наявності троса  $K_{тр} = 1,037$ . Коефіцієнт  $K_{квл}$  набуває наступних значень: при одноколовій лінії  $K_{квл} = 1$ ; при двоколовій лінії  $K_{квл} = 1,15$ .

Середнє значення ємності фази відносно землі для кабельної лінії знайдемо за наступним виразом [16]:

$$C_{квл} = K_{вик} \cdot 10^{-7} \cdot \left( \ln \left( K_{\phi} + \frac{K_U}{\sqrt{F}} \right) \right)^{-1},$$

де  $K_{вик}$  – коефіцієнт виконання кабелю;

$K_\phi$  – коефіцієнт форми жили;

$K_u$  – коефіцієнт номінальної напруги кабелю;

$F$  – переріз жили, мм<sup>2</sup>.

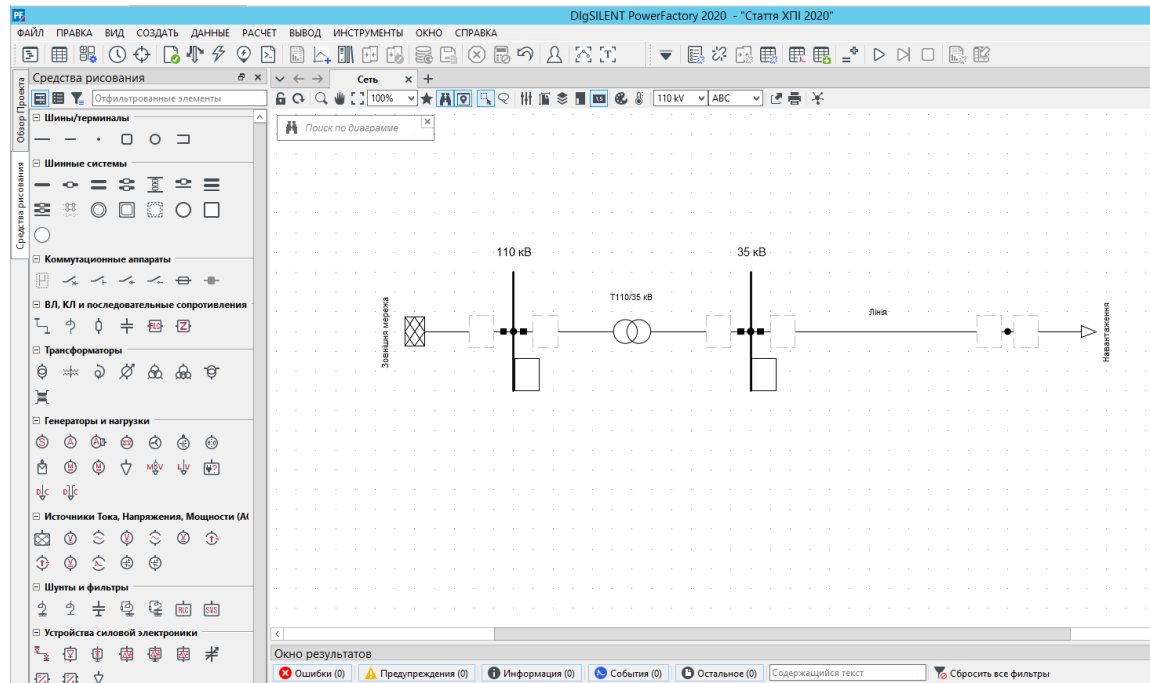


Рисунок 3.7 – Модель трифазної електричної мережі в програмі  
DIgSILENT PowerFactory

Розглянемо конкретний приклад обчислення параметрів при використанні імітаційної моделі. Для цього побудуємо в програмі DIgSILENT PowerFactory модель мережі та визначимо параметри схеми заміщення. Для знаходження параметрів схеми заміщення розглянемо конкретний приклад. Для цього візьмемо 5 повітряних (АС 70/11; АС 95/16; АС 120/19; АС 150/19; АС 185/24) і 5 кабельних (ПвВ 70/11; ПвВ 95/16; ПвВ 120/19; ПвВ 150/19; ПвВ 185/24) [10] ліній електропередавання напругою 35 кВ і довжиною від 10 до 100 км. Отримані результати наведено в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Параметри ліній в імітаційній моделі

Переріз проводу, мм <sup>2</sup>		70	95	120	150	185
Повітряна лінія	L Гн	0,0138	0,0134	0,0132	0,0129	0,0129
	C, мкФ/км	0,049	0,05	0,05	0,051	0,051
Кабельна лінія	L Гн	0,00436	0,0044	0,0042	0,0040	0,00389
	C, мкФ/км	4,567	5,231	5,644	5,822	6,377

### 3.5 Висновки

Для зменшення незапланованих перерв у електропостачанні споживачів у мережах 6-10 кВ ви-никає необхідність підвищення надійності розподільних мереж та їх інтелекту в рамках концепції Smart Grid. За рахунок можливості відключення лінії у безструмову паузу значно розширюються функціональні можливості системи моніторингу для локалізації коротких замикань на ПЛ 6-10 кВ та знижуються капітальні вкладення в лінії електропередавання. Підвищити ефективність експлуатації ПЛ 6-10 кВ на сучасному етапі можливо за рахунок автоматизованого моніторингу аварійних ситуацій, що дозволяють зменшити час пошуку пошкоджень, а отже, підвищити надійність електропостачання споживачів.

При використанні програмного комплексу DIgSILENT PowerFactory з'являється можливість досягти більш високого і швидкого результату в розрахунках. В порівнянні з іншими спеціалізованими прикладними пакетами основна перевага DIgSILENT PowerFactory – орієнтованість на електричні розрахунки, наявність вбудованих функцій і алгоритмів розрахунку та відповідність їх прийнятим стандартам та можливість вибору стандарту та методики розрахунку, що дає змогу зменшити час розрахунку та забезпечити високу достовірність.

Створення і використання віртуальної моделі пристроїв дає змогу: підтвердити основні теоретичні положення при розробці систем керування

пристроїв, що забезпечують якість електроенергії; дати оцінку якості фільтра кривої струму при використанні різних сторонніх факторів, які створює навантаження.

За допомогою такої імітаційної моделі можна здійснювати розрахунки з високою точністю, а також при малій затраті часу.

## **4 РОЗРОБКА ТА УДОСКОНАЛЕННЯ МОДЕЛЕЙ ТА МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

### **4.1 Якість електричної енергії як показник якості електропостачання**

Питання якості електроенергії (ЯЕ) особливо актуально в умовах реформування електроенергетичної галузі України та впровадження стандартів якості електропостачання. В монографії [1] та в навчальному посібнику [2] відмічалось, що якість електропостачання – є складовою якості життя суспільства. Високі стандарти якості життя мають бути забезпечені наполегливою працею висококваліфікованих фахівців, в тому числі і фахівців електроенергетичної галузі. Стрімкий технічний розвиток, коли ускладнюються електрифіковані технологічні процеси, збільшується споживання електроенергії, зумовлює підвищення вимог до надійності електропостачання та до якості електричної енергії. В той же час в економічно розвинутих країнах закладаються основи постіндустріальних суспільств, відбувається перехід до «економіки обслуговування», пріоритетним питанням становиться якість обслуговування, зокрема, компаніями, які забезпечують електроенергією споживачів. Для підвищення якості електропостачання фахівцям електроенергетичної галузі необхідне, насамперед, знання вимог нормативних документів щодо надійності забезпечення якісною електроенергією споживачів. При цьому, своєчасність реагування на скарги споживачів стосовно надійності електропостачання та ЯЕ це не тільки оперативність відповідей в телефонному, письмовому чи електронному режимі, але і оперативність вирішення складних технічних завдань з усунення причин таких скарг. Зменшення кількості звернень споживачів щодо технічних питань базується на якісному виконанні фахівцями електроенергетичної галузі робіт технічної

експлуатації електроенергетичного обладнання, відповідних технічних завдань з модернізації та реконструкції електричних мереж. Таким чином, необхідні знання щодо методів та технічних засобів підвищення надійності електропостачання та покращення показників якості електричної енергії.

Сучасні енергетичні системи мають з визначеним рівнем безперервності забезпечувати якісною електричною енергією споживачів. Як відмічалось в [3], існують різні аспекти реалізації цього процесу (об'єктивні та суб'єктивні, матеріальні, технічні, організаційні тощо). Для підвищення якості сервісу всі вони аналізуються фахівцями та визначаються шляхи вдосконалення процесу електропостачання споживачів. Реалізація цього на кожному етапі відбувається виконавцем. Для успіху він має використовувати чіткий та зрозумілий алгоритм дій, розуміти наслідки та кінцеву мету впровадження запропонованих рекомендацій, мати відповідні стимули для їх виконання.

В [3] зроблений аналіз можливості використання дисперсійного аналізу (ANOVA) з Пакету Аналізу MicrosoftExcel для виявлення PEM з системними недоліками в обслуговуванні обладнання розподільчих мереж, що впливає на надійність електропостачання та на ЯЕ. ANOVA це метод математичної статистики, який дозволяє знаходити в базі експериментальних даних значущості розбіжностей в середніх значеннях. На відміну від t-test дозволяє порівнювати середні значення більше двох груп даних. ANOVA підходить для широкого кола практичних завдань, при цьому забезпечує меншу кількість помилок I типу, ніж застосування концептуально схожих багаточисельних t-tests с двома зразками.

В [3] розглядався приклад, коли за рік в розподільній компанії (РК) створена база даних SAIDI з квартальних звітів восьми PEM. За звітом PEM щоквартально аналізуються причини перерв в електропостачанні споживачів. Серед них можуть бути дефекти монтажу, дефекти ремонту, зміна властивостей матеріалів та конструкцій, несвоєчасне проведення обслуговування тощо. Однак, висновок про те, в якому PEM можуть бути системні недоліки в технічній експлуатації енергетичного обладнання можна зробити лише за



даними щодо SAIDI з декількох звітів (у прикладі, що розглядається – по чотири звіти від кожного з PEM за рік). Для аналізу в [3] використовували з Пакету Аналізу MicrosoftExcel функцію однофакторного ANOVA. Фактором є незалежна змінна, яка має бути категорійною. В даному випадку це  $PEM_n$  ( $n=1, \dots, m$ ). Досліджувався вплив фактора  $PEM_n$  на залежну змінну, якою має бути метрична змінна. Розглядався приклад із залежною змінною SAIDI, щоквартальні значення якої, що отримані за звітний рік, приведені в таблиці 4.1. В таблицях 4.2 та 4.3 представлені результати однофакторного ANOVA даних таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Щоквартальні значення SAIDI по досліджуваним PEM (1 варіант)

PEM <sub>n</sub>	SAIDI (за квартал)			
	1	2	3	4
PEM <sub>1</sub>	301	82	297	250
PEM <sub>2</sub>	479	169	276	338
PEM <sub>3</sub>	167	326	259	307
PEM <sub>4</sub>	518	444	669	255
PEM <sub>5</sub>	102	349	146	344
PEM <sub>6</sub>	39	27	218	49
PEM <sub>7</sub>	343	486	294	386
PEM <sub>8</sub>	257	306	53	114

В даному випадку ймовірність прийняття нульової гіпотези мала ( $\rho$ -значення=0,0037). Тобто ймовірність істинності нульової гіпотези може бути відхилена. Результати однофакторного ANOVA показали, що різниця в даних для прикладу, який розглядається, є суттєвою. Про це свідчить перевірка значення  $F$  (статистики Фішера):  $4,22 > 2,42$ . Результат є значимим, якщо  $F > F_{кр}$ , оскільки це свідчить про наявність істотної різниці між середніми значеннями

по групах. Відповідно, приймається гіпотеза про те, що саме PEM є впливовим фактором на SAIDI. Тобто, попередньо можна зробити висновок, що в PEM<sub>4</sub>, де найбільше середнє значення SAIDI, є найнижча якість технічної експлуатації енергетичного обладнання (як основного фактору впливу на безперервність електропостачання), яка зумовлена системними недоліками обслуговування розподільних мереж. Інший варіант щоквартальних даних SAIDI приведений в таблиці 4.4, результати однофакторного ANOVA приведені в таблицях 4.5 та 4.6.

Таблиця 4.2 - Однофакторний дисперсійний аналіз (підсумок, 1 варіант)

ПІДСУМОК				
Групи	Рахунок	Сума	Середнє	Дисперсія
Рядок 1	4	930	232	10653
Рядок 2	4	1261	315	16679
Рядок 3	4	1059	265	5048
Рядок 4	4	1886	472	29584
Рядок 5	4	940	235	16888
Рядок 6	4	333	83	8140
Рядок 7	4	1508	377	6669
Рядок 8	4	730	182	14077

Таблиця 4.3 - Однофакторний дисперсійний аналіз (ANOVA, 1 варіант)

Джерело варіації	Між групами	Всередині групи	Всього
<i>SS</i>	397446	323213	720659
<i>df</i>	7	24	31
<i>MS</i>	56778	13467	
<i>F</i>	4,22		
<i>p</i> -значення	0,0037		
<i>F</i> критичне	2,42		

Таблиця 4.4 - Щоквартальні значення SAIDI (2 варіант)

PEM <sub>n</sub>	SAIDI (за квартал)			
	1	2	3	4
PEM <sub>1</sub>	285	47	91	188
PEM <sub>2</sub>	164	364	136	452
PEM <sub>3</sub>	142	369	114	302
PEM <sub>4</sub>	650	83	294	280
PEM <sub>5</sub>	390	321	136	511
PEM <sub>6</sub>	229	129	160	152
PEM <sub>7</sub>	52	150	50	398
PEM <sub>8</sub>	134	73	270	280

Таблиця 4.5 - Однофакторний дисперсійний аналіз (підсумок, 2 варіант)

ПІДСУМОК				
Групи	Рахунок	Сума	Середнє	Дисперсія
Рядок 1	4	611	153	11297
Рядок 2	4	1116	279	23703
Рядок 3	4	927	232	15194
Рядок 4	4	1308	327	55663
Рядок 5	4	1358	340	24667
Рядок 6	4	670	167	1869
Рядок 7	4	650	162	26805
Рядок 8	4	758	190	10418

Таблиця 4.6 - Однофакторний дисперсійний аналіз (ANOVA, 2 варіант)

Джерело варіації	Між групами	Всередині групи	Всього
<i>SS</i>	159404	508847	668251
<i>df</i>	7	24	31
<i>MS</i>	22772	21202	
<i>F</i>	1,07		

$\rho$ -значення	0,41		
$F$ критичне	2,42		

За отриманими даними ANOVA зроблено висновок, що ймовірність істинності нульової гіпотези не може бути відхилена ( $\rho$ -значення=0,41). Різниця в даних для прикладу варіанту 2 не є суттєвою. Про це свідчить перевірка значення  $F$  (статистики Фішера):  $1,07 < 2,42$ . Відповідно, це є прикладом того, коли не можна приймати гіпотезу про те, що РЕМ є впливовим фактором на SAIDI.

Також в [3] відмічалось, що для стимулювання підвищення якості електропостачання споживачів використовують методи контролю та стимулювання досягнення кращих результатів діяльності підрозділів підприємства та працівників. В РК для щорічної оцінки почали застосовувати ключові показники результатів діяльності - KeyPerformanceIndicators (KPI). Це система оцінки, яка допомагає організації у досягненні стратегічних цілей (наприклад, підвищення якості з електропостачання споживачів). На основі KPI створюється система грошового заохочення працівників. Наприклад, річна премія (AB) керівного складу РЕМ може визначатися за виразом

$$AB_i = X_i \cdot B \cdot \sum_{j=1}^k (KPI_j \cdot P_j) / 100, \quad (4.1)$$

де  $B$  – базовий посадовий оклад;

$P_i$  – питома вага  $i$ -го KPI;

$X_i$  – коефіцієнт, що визначає, яка частка від базового посадового окладу  $B$  використовується для розрахунку річної премії.

Так як результатом однофакторного ANOVA за прикладом з даними варіанту 1 стало прийняття гіпотези про те, що РЕМ є впливовим фактором на SAIDI, то в [3] запропоновано визначати коефіцієнт  $X$  за рейтингом РЕМ, який

позначено  $r$  ( $r=1, \dots, m$ ). Найвищий рейтинг у PEM, що має найменше значення SAIDI (див. таблицю 4.7).

Таблиця 4.7 - Визначення коефіцієнту  $X$  за рейтингом PEM

PEM	Рейтинг PEM за SAIDI	SAIDI	$X_r$
PEM <sub>6</sub>	1	83	1
PEM <sub>8</sub>	2	182	0,85
PEM <sub>1</sub>	3	232	0,7
PEM <sub>5</sub>	4	235	0,55
PEM <sub>3</sub>	5	265	0,4
PEM <sub>2</sub>	6	315	0,25
PEM <sub>7</sub>	7	377	0,1
PEM <sub>4</sub>	8	472	0

В таблиці 4.7 для визначення  $X$  за рейтингом PEM реалізований такі умови:

$$\left. \begin{aligned} X_r &= 1, r = 1; \\ X_r &= 0, r = m; \\ X_r &= (X_{r-1} - 0,15), r = (2, \dots, m-1). \end{aligned} \right\} \quad (4.2)$$

В узагальненому вигляді умови (4.2) в [4] представлено як

$$\left. \begin{aligned} X_r &= L, \quad r = 1; \\ X_r &= K, \quad r = m; \\ X_r &= (X_{r-1} - Y), \quad r = (2, \dots, m-1); \\ Y &= 1/(m-1). \end{aligned} \right\}, \quad (4.3)$$

де  $L$  - частка від базового посадового окладу  $B$ , що використовується для розрахунку максимальної річної премії;

$K$  – коефіцієнт, що визначає метод мотивації досягнення кращих результатів діяльності ( $K \geq 0$  – у випадку, коли працівники не штрафуються;  $K < 0$  – у випадку, коли працівники штрафуються).

При цьому межа, коли необхідно застосовувати штрафні санкції, може визначатися в РК, наприклад, на основі граничного значення перевищення середнього значення SAIDI.

Якщо за результатом однофакторного дисперсійного аналізу не можна прийняти гіпотезу про те, що  $RK_i$  є впливовим фактором на SAIDI, то у [4] був запропонований інший підхід – визначення коефіцієнту  $X$  пропорційно значенню SAIDI (в цьому випадку  $X_i = X_p$ ) з реалізацією наступних узагальнених умов

$$X_p = \left. \begin{array}{l} X_1 = L, \quad SAIDI_1 = SAIDI_{p \min}; \\ \left( X_{p-1} - \frac{SAIDI_p}{\sum_{p=1}^m SAIDI_p} \right), \quad p = (2, \dots, m). \end{array} \right\}, \quad (4.4)$$

де  $X_p$  – коефіцієнт стимулювання досягнення кращих результатів діяльності підрозділів РК з передачі, розподілу чи постачання електричної енергії, що визначається пропорційно значенню SAIDI  $RK_i$ .

В таблиці 4.8 приведений приклад визначення коефіцієнту  $X_p$  для даних SAIDI таблиці 4.7 при  $L=1$ .

Порівняння значень коефіцієнту  $X_i$ , які приведені в таблицях 4.7 та 4.8, показує, що навіть без застосування штрафних санкцій (при  $K=0$ ) умови визначення коефіцієнту  $X_i$  за рейтингом дають у результаті більш низькі значення коефіцієнту  $X_i$  порівняно зі значеннями за умовами його визначення пропорційно SAIDI (при рівних вихідних даних для розрахунків).

Середнє значення SAIDI може використовуватися також як один з ключових показників результатів діяльності керівного складу підрозділу РК з розподілу електричної енергії.

В таблиці 4.9 представлені, як приклад, результати розрахунку коефіцієнту результативності для РК<sub>7</sub>, де перший ключовий показник (К<sub>1</sub>) - SAIDI.

Таблиця 4.8 - Визначення коефіцієнту  $X$  пропорційно SAIDI

РЕМ	SAIDI	$X_p$
РЕМ <sub>6</sub>	83	1
РЕМ <sub>8</sub>	182	0,92
РЕМ <sub>1</sub>	232	0,81
РЕМ <sub>5</sub>	235	0,70
РЕМ <sub>3</sub>	265	0,58
РЕМ <sub>2</sub>	315	0,43
РЕМ <sub>7</sub>	377	0,26
РЕМ <sub>4</sub>	472	0,04

Таблиця 4.9 - Матриця КРІ

Ключові показники (К <sub>j</sub> )	Питома вага (P <sub>j</sub> )	Фактори для КРІ			КРІ <sub>j</sub> , %
		Норма	Ціль	Факт	
К <sub>1</sub>	0,8	320	300	377	85
К <sub>2</sub>	0,1	2,5	0	2	125
К <sub>3</sub>	0,05	4	0	4	100
К <sub>4</sub>	0,05	2	0	2	100
Коефіцієнт результативності ( $\sum(KPI_j \cdot P_j)$ )					90

В матриці КРІ також використовуються інші показники. Наприклад, в табл. 4.9 (матриця КРІ для розрахунку коефіцієнту результативності підрозділу РК з розподілу електричної енергії), приведені ключові показники, які можна також рекомендувати визначати за три останні звітні роки:

$K_1$  – середнє значення SAIDI, хв. (з бази даних від підрозділів РК для формування звітності за формою № 11-НКРЕКП);

$K_2$  – відсоток послуг з переліку гарантованих стандартів, час виконання яких перевищив установлені строки, (наприклад, видача підписаного Оператором системи розподілу паспорта точки розподілу у строк 10 робочих днів від дати отримання відповідного звернення споживача), % (з бази даних від підрозділів РК для формування звітності за формою №12-НКРЕКП-розподіл);

$K_3$  – кількість скарг щодо ЯЕ, визнаних обґрунтованими, шт. (з бази даних від підрозділів РК для формування звітності за формою №14-НКРЕКП);

$K_4$  - кількість скарг щодо ЯЕ, що залишились невирішеними на кінець звітного року (з бази даних від підрозділів РК для формування звітності за формою №14-НКРЕКП), шт.

Ціль для  $K_1$  - встановлені Регулятором цільові показники якості електропостачання для міської (сільської) території.

Норма для  $K_1$  – цільові показники, які розраховуються на кожний рік та затверджуються постановами НКРЕКП для кожної РК (враховуючи середнє фактичні значення SAIDI цієї РК за три останні звітні роки).

Ключові показники  $K_2$ ,  $K_3$ ,  $K_4$  мають прагнути до 0, а норма може визначатися в РК на основі фактичних даних та довгострокових цілей.

Розглядається умовний приклад, так як кількість ключових показників результатів діяльності, як правило, значно більша і враховує не тільки показники, що стосуються надійності електропостачання та ЯЕ.

Розглянемо приклад застосування запропонованої мотиваційної математичної моделі покращення якості електропостачання. За даними табл. 4.7 - 4.9 отримуємо



- для випадку, коли за результатом однофакторного дисперсійного аналізу можна прийняти гіпотезу про те, що  $PK_i$  є впливовим фактором на SAIDI

$$AB_7 = 0,1 \cdot B \cdot \frac{90}{100} = 0,09 \cdot B, \quad (4.5)$$

тобто щорічна премія керівного складу  $PEM_7$  (директора, заступника директора та головного інженера) буде 9% від базового посадового окладу;

- для випадку, коли за результатом однофакторного дисперсійного аналізу не можна прийняти гіпотезу про те, що  $PK_i$  є впливовим фактором на SAIDI

$$AB_7 = 0,26 \cdot B \cdot \frac{90}{100} = 0,234 \cdot B, \quad (4.6)$$

тобто щорічна премія керівного складу  $PEM_7$  буде 23,4% від базового посадового окладу.

Як бачимо, практичне застосування запропонованої мотиваційної математичної моделі дозволяє стимулювати РС до покращення якості електропостачання. При цьому, якщо підрозділ РС є впливовим фактором на якість електропостачання, то стимулювання більш суттєве.

Приведена мотиваційна математична модель на основі однофакторного дисперсійного аналізу використовується в удосконаленій схемі стимулювання покращення якості електропостачання для підрозділів РК з розподілу електричної енергії, що приведена на рисунку 1, де ANOVA – аббревіатура, що створена скороченням слів AnalysisOfVariance (дисперсійний аналіз).

В схемі стимулювання підрозділів РК з розподілу електричної енергії до покращення якості електропостачання (як однієї зі складових досягнення кращих результатів діяльності) в якості ключових показників можуть бути використані дані підрозділів РК для формування форм звітності:

- №11-НКРЕКП (індекси надійності SAIDI, SAIFI, ENS тощо; індекси повноти, правильності та точності звітних даних);

- №12-НКРЕКП-розподіл (відсоток послуг з переліку гарантованих стандартів, час виконання якої перевищив установлені строки; індекс повноти реєстрації послуг, тощо);

- №14-НКРЕКП (кількість скарг щодо ЯЕ, визнаних обґрунтованими, шт.; кількість скарг щодо ЯЕ, що залишились невирішеними на кінець звітного року тощо).

Для досягнення стратегічної цілі - підвищення якості електропостачання, в РК з передачі електричної енергії можуть використовуватися такі ключеві показники, що входять до бази даних для заповнення форми звітності №13-НКРЕКП, наприклад:

- ENS (розрахунковий обсяг недовідпущеної електричної енергії користувачам системи передачі);

- АІТ (індекс середньої тривалості відключень у системі).

В свою чергу, в РК з постачання електричної енергії можуть використовувати як ключовий показник результативності діяльності підрозділів показники, що входять до бази даних для заповнення форми звітності №12-НКРЕКП-постачання, зокрема, відсоток послуг з переліку гарантованих стандартів, час виконання яких перевищив установлені строки.

В [4] приведена схема стимулювання підрозділів РК до покращення якості електропостачання (див. рисунок 4.1), що може бути реалізована як у доступному інтерфейсе, наприклад, MicrosoftExcel, так і в автоматизованій системі керування розподільною компанією. В [4] була вдосконалена мотиваційна математична модель покращення якості електропостачання з [3] шляхом узагальнення та уточнення виразів для визначення коефіцієнту стимулювання досягнення кращих результатів діяльності підрозділів РК з розподілу електричної енергії  $X_i$  за рейтингом підрозділу, коли за результатом однофакторного дисперсійного аналізу прийнята гіпотеза, що підрозділ РК з розподілу електричної енергії є впливовим фактором на SAIDI. Також був

оновлений перелік ключових показників для щорічної оцінки результатів діяльності фахівців підрозділу РК з розподілу, передачі та постачання електричної енергії з врахуванням вимог останніх нормативних документів. Зроблений висновок, що приведена мотиваційна математична модель покращення якості електропостачання може використовуватися в схемі стимулювання досягнення кращих результатів діяльності підрозділів РК з розподілу електричної енергії повністю або частково. Крім того, можливо використовувати тільки результати однофакторного дисперсійного аналізу бази даних SAIDI для розрахунку коефіцієнту стимулювання досягнення кращих результатів діяльності  $X_i$  підрозділів РК з розподілу електричної енергії. Або можливе використання SAIDI тільки як KPI, без застосування однофакторного дисперсійного аналізу.

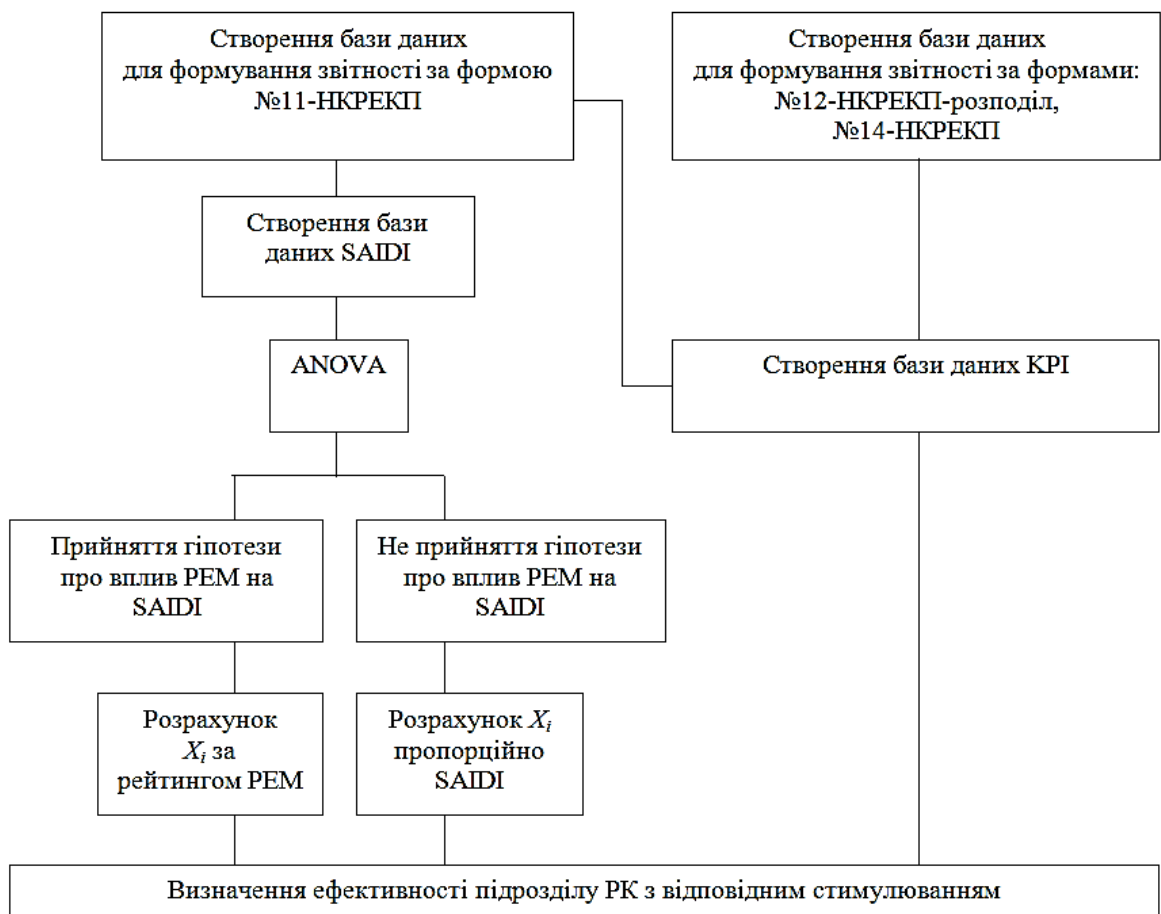


Рисунок 4.1 - Схема стимулювання підрозділів РК до покращення якості електропостачання

Визначений перелік ключових показників для щорічної оцінки результатів діяльності фахівців підрозділів РК з передачі та постачання електричної енергії сприятиме досягнення стратегічної цілі - підвищення якості електропостачання. Використання дисперсійного аналізу також доцільно для визначення впливових на показники якості електропостачання підрозділів РК з передачі або постачання електричної енергії.

#### **4.2 Аналіз та вдосконалення математичної моделі для дослідження можливості забезпечення стандартних характеристик напруги з врахуванням вимог нових нормативних документів щодо втрат напруги в розподільній мережі електропостачання та відхилень напруги у споживача**

Під час проектування розподільної мережі системи електропостачання розрахунки для визначення можливості забезпечення стандартних характеристик напруги у споживача мають враховувати конструктивні особливості ліній електропередачі (ЛЕП), можливості технічних засобів регулювання напруги та певні обмеження, які висуваються нормативними документами. В умовах появи нових нормативних документів вдосконалення математичної моделі для дослідження можливості забезпечення стандартних характеристик напруги є актуальним питанням, вирішення якого приведене у [5].

В СОУ-Н ЕЕ40.1-37471933-55:2011 (Методика вимірювання якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення) є рекомендації щодо не перевищення максимального фактичного значення втрат напруги в мережах електропостачання напругою 0,38 кВ та 6 (10) кВ, що необхідно враховувати під час розрахунків з використанням математичної моделі відхилення напруги електропостачання у споживача. В зв'язку з цим відому математичну модель для дослідження можливості забезпечення стандартних характеристик напруги необхідно вдосконалити, крім того, необхідно врахувати нові вимоги щодо відхилення напруги у споживача, які є в

новому стандарті ДСТУ EN 50160-2014 (Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності).

Як правило, для дослідження можливості забезпечення стандартних характеристик напруги визначають втрати напруги та відхилення напруги у споживача в режимах максимального та мінімального навантаження. При цьому можливо дослідити вплив на ці параметри навантаження, опору проводів, довжини лінії, коефіцієнтів потужності тощо. Обмеженням для цієї моделі є вимоги стандарту ДСТУ EN 50160:2014, за яким відхилення напруги у споживача можуть бути в межах від -10% до +10%.

Необхідно також враховувати обмеження, що висувається СОУ-Н ЕЕ40.1-37471933-55:2011, а саме - фактичні втрати напруги і для електричних мереж напругою до 1000 В, і для електричних мереж напругою 6(10) кВ, включаючи втрати в трансформаторах 6(10)/0,4 кВ, і з урахуванням можливої неоднорідності навантажень трансформаторних підстанцій (ТП), як правило, мають не перевищувати 6 %.

Таким чином, під час проектування розподільної мережі електропостачання напругою 6(10)кВ математична модель для дослідження умови забезпечення характеристик напруги за ДСТУ EN50160-2014 матиме вигляд:

$$\delta U = f(\Delta U_{35}, \Delta U_{10}, \Delta U_{0,38}) \Rightarrow \delta U_{min}, \quad (4.7)$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{35} = f(S_{35}, r_{35}, x_{35}, L_{35}, \cos\varphi_{35}, U_{35(100)}, \\ U_{35(25)}, \Delta U_{DSt(100)}, \Delta U_{DSt(25)}), \end{aligned} \quad (4.8)$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{10} = f(r_{i10}, x_{i10}, L_{i10}, \cos\varphi_{i10}, E_{DS(100)}, \\ E_{DS(25)}, S_{i10}, \Delta U_{TS(100)}, \Delta U_{TS(25)}) \leq 6\%, \end{aligned} \quad (4.9)$$

$$\Delta U_{0,38} = f(r_{0,38}, x_{0,38}, L_{0,38}, \cos\varphi_{0,38}, E_{TS(100)}, E_{TS(25)}), S_{0,38} \leq 6\%, \quad (4.10)$$

$$-10\% \leq \delta U \leq +10\%, \quad (4.11)$$

де  $\delta U$ - відхилення напруги, %;

$\Delta U_{35}, \Delta U_{10}, \Delta U_{0,38}$  - втрати напруги в мережі електропостачання (напругою 35, 10 та 0,38 кВ відповідно), %

$S_{35}$  - навантаження проектованої системи, кВ·А;

$r_{35}, x_{35}$  - відповіднопитоміактивні та індуктивні опори проводів ЛЕП напругою 35 кВ, Ом/км;

$L_{35}$  - довжина ЛЕП відповідно напругою 35 кВ;

$\cos\varphi_{35}$  – коефіцієнти потужності в мережі напругою відповідно 35 кВ, в.о.;

$U_{35(100)}, U_{35(25)}$  - напруга на шинах 35 кВ відповідно при 100 % та при 25% навантаження (максимальному та мінімальному навантаженні), кВ, відповідно 37 та 35 кВ;

$\Delta U_{DSt(100)}, \Delta U_{DSt(25)}$  - втрати напруги в трансформаторах районних трансформаторних підстанцій (РТП) відповідно при 100% та 25% навантаженні (приймається 4% та 1 % відповідно), %;

$S_{35}, r_{35}, x_{35}, L_{35}, \cos\varphi_{35}, U_{35(100)}, U_{35(25)}, \Delta U_{DSt(100)}, \Delta U_{DSt(25)}$  - за умови проектування розподільної

мережі електропостачання напругою 6 (10 кВ) є заданими величинами, відповідно є заданим значення  $\Delta U_{35}$ ;

$r_{i10}, x_{i10}$  - відповіднопитоміактивні та індуктивні опори проводів ЛЕП напругою 6 (10) кВ, Ом/км;

$L_{i10}$  - довжина ЛЕП напругою 6 (10) кВ, км;

$\cos \varphi_{i10}$  – коефіцієнт потужності в мережі напругою 6 (10) кВ, в.о.;

$E_{DS(100)}, E_{DS(25)}$  – надбавка напруги на РТП (за допомогою РПН) в режимах відповідно 100% та 25 % навантаження;

$S_{i10}$  – навантаження ЛЕП напругою 10 кВ, кВ·А;

$r_{i10}, x_{i10}, L_{i10}, \cos \varphi_{i10}, E_{DS(100)}, E_{DS(25)}, S_{i10}$  – змінні величини, коригуючи які, в кожній  $i$ -тої ітерації вирішують завдання зменшення втрат напруги в мережах 6 (10) кВ під час проектування розподільної мережі електропостачання;

$\Delta U_{TSi(100)}, \Delta U_{TSi(25)}$  – втрати напруги в трансформаторах споживчих ТП відповідно при 100% та 25% навантаженні (приймається 4% та 1 % відповідно), %;

$r_{0,38}, x_{0,38}$  – відповідно питомі активні та індуктивні опори проводів ЛЕП напругою 0,38 кВ, Ом/км;

$L_{0,38}$  – довжина ЛЕП напругою 0,38 кВ, км;

$\cos \varphi_{0,38}$  – коефіцієнт потужності в мережі напругою 0,38 кВ, в.о.;

$S_{0,38}$  – навантаження ЛЕП напругою 0,38 кВ, кВ·А;

$r_{0,38}, x_{0,38}, L_{0,38}, \cos \varphi_{0,38}, S_{0,38}$  – параметри мережі напругою 0,38 кВ, які під час проектування розподільної мережі електропостачання напругою 6(10) кВ не враховуються, а враховується умова

$$\Delta U_{0,38} = f( E_{TS(100)}, E_{TS(25)} ) \leq 6\% \quad (4.12)$$

де  $E_{TS(100)}, E_{TS(25)}$  – однакова надбавка напруги в режимах відповідно 100% та 25 % навантаження та на ТП (за допомогою ПБЗ).

Результати прикладу розрахунку відхилення напруги у найближчого та віддаленого споживача за даною математичною моделлю (за умови регулювання напруги за допомогою РПН та ПБЗ) приведені в таблиці 4.11.

Представлена в [5] ця математична модель дозволяє не тільки на етапі проектування моделювати відхилення напруги у споживача, але і в період експлуатації визначати тих споживачів, які можуть бути віднесені до особливо віддалених.

За стандартом ДСТУ EN 50160:2014 у особливо віддалених користувачів мережею змінення напруги не повинні перевищувати  $+10\%/-15\%$  від  $U_n$ . Відповідно, умова (4.11) в представленій математичній моделі матиме вигляд

$$-15\% \leq \delta U \leq +10\%. \quad (4.13)$$

Таблиця 4.10 - Результати прикладу розрахунку відхилення напруги у найближчого та віддаленого споживача за досліджуваною математичною моделлю

Навантаження, %		100	25
Втрати напруги в ЛЕП 35 кВ, %		1,69	0,42
S <sub>35</sub> , кВА	2500		
L <sub>35</sub> , км	16		
r <sub>35</sub> , Ом/км	0,420		
x <sub>35</sub> , Ом/км	0,382		
U <sub>35(100)</sub> , кВ	37		
U <sub>35(25)</sub> , кВ	35		
cosφ	0,97		
U <sub>n(35)</sub> , кВ	35		
Відхилення напруги на шинах 35 кВ джерела струму, %		+5,71	0
Відхилення напруги на шинах 10 кВ РТП 35/10 кВ		+7,52	+1,08
E <sub>35(100)</sub> , %	7,5		
E <sub>35(25)</sub> , %	2,5		
U <sub>T100</sub> , %	4		



$U_{T25}, \%$	1		
Відхилення напруги на шинах 0,4 кВ найближчої ТП 10/0,4 кВ, %		<b>+2,60</b>	<b>-0,15</b>
$\Delta U_{10(100)}, \%$	0,92		
$\Delta U_{10(25)}, \%$	0,23		
$E_{10(100)}, \%$	0		
$E_{10(25)}, \%$	0		
Відхилення напруги на шинах 0,4 кВ віддаленої ТП 10/0,4 кВ, %		+2,71	+0,67
$\Delta U_{10(100)}, \%$	3,51		
$\Delta U_{10(25)}, \%$	0,878		
$E_{10(100)}, \%$	2,7		
$E_{10(25)}, \%$	2,7		
Допустимі втрати напруги в ЛЕП напругою 0,38 кВ, %		6,00	1,50
Відхилення напруги у споживача, %		<b>-3,29</b>	<b>+2,17</b>

Так як за ДСТУ EN 50160:2014 визначення «особливо віддаленого користувача мережею» може розрізнятися від країни до країни, то представлена математична модель дозволяє враховувати конструктивні параметри ЛЕП, технічні можливості регулювання напруги та інші особливості розподільних електричних мереж електропостачання. Також було запропоновано спрощену умову для визначення особливо віддаленого споживача за відстанню від трансформаторної підстанції, коли

$$L \geq L_{max}, \quad (4.14)$$

де  $L$  – відстань від трансформаторної підстанції до точки приєднання особливо віддаленого споживача до електричної мережі електропередавальної організації;

$L_{max}$  – максимальна відстань від трансформаторної підстанції до точки мережі, коли за розрахунком для режиму максимального навантаження відхилення напруги  $\delta U$  не перевищили -10% від  $U_n$ .

Відповідно, розв'язання проблеми з ЯЕ для особливо віддаленого споживача з точки зору стандартів якості електропостачання має бути обмеженим у часі, який має бути обґрунтованим з врахуванням технічних та економічних можливостей електропередавальних організацій.

Запропонована математична модель дозволяє також обчислювати результати технічних заходів (зміну конфігурації мережі, заміну проводів на провід більшого перерізу тощо) щодо впливу на відхилення напруги у споживача вказаної категорії.

Для дослідження представленої математичної моделі за допомогою комп'ютерних технологій для прикладу була розроблена блок-схема алгоритму дослідження забезпечення на шинах 0,4 кВ споживчих ТП відхилень напруги в межах характеристик напруги за ДСТУ EN 50160:2014.

В першій частині блок-схеми (з п.1 до п.16) - розрахунок втрат напруги в розподільній мережі електропостачання, в другій - перевірка та коригування змінних даних (див. рисунок 4.2).

На рисунку 4.2 застосовується додаткові умовні позначення:

$\delta U_1, \delta U_2$  - відхилення напруги на затискачах споживача (відповідно +10% та -10%) за ДСТУ EN 50160:2014;

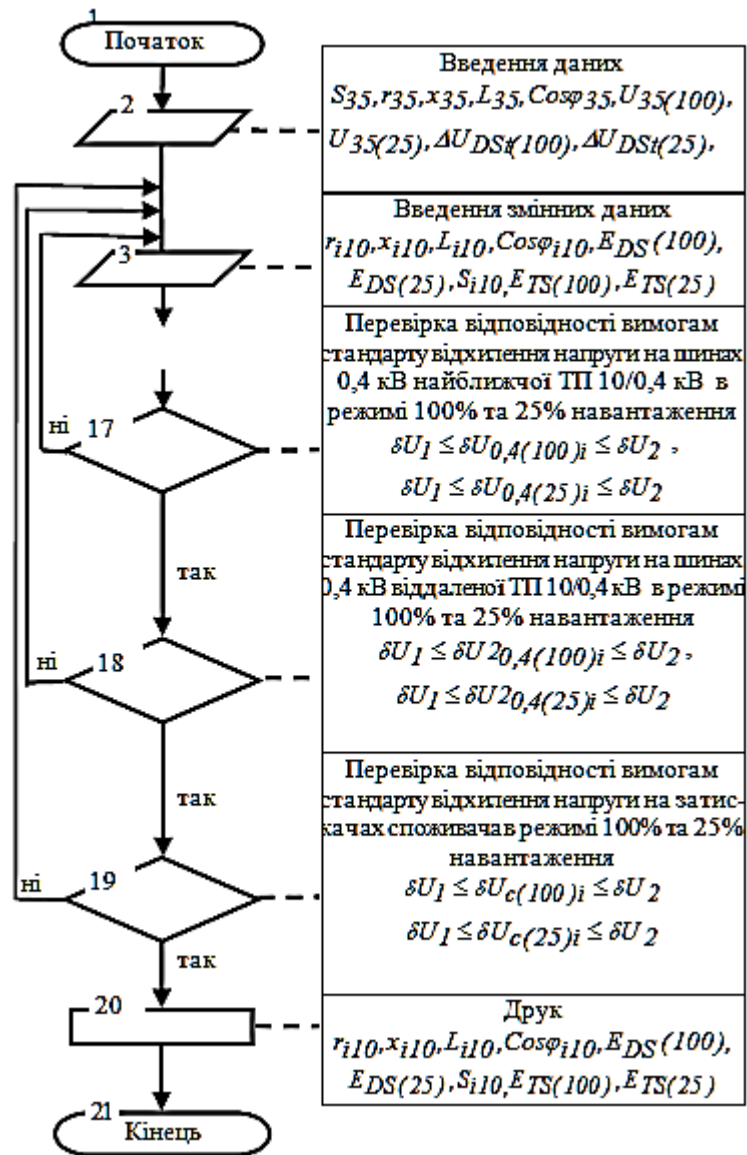


Рисунок 4.2 - Блок-схема алгоритму дослідження можливості забезпечення допустимих втрат та стандартних характеристик напруги

$\delta U_{c(100)_i}, \delta U_{c(25)_i}$  - відхилення напруги на затискачах споживача відповідно при 100% та 25% навантаженні;

$\delta U_{0,4(100)_i}, \delta U_{0,4(25)_i}$  - відхилення напруги на шинах 0,4 кВ найближчої ТП 10/0,4 кВ в режимі 100% та 25% навантаження відповідно;

$\delta U_{20,4(100)_i}, \delta U_{20,4(25)_i}$  - відхилення напруги на шинах 0,4 кВ віддаленої ТП 10/0,4 кВ в режимі 100% та 25% навантаження відповідно;

Розроблена блок-схема була реалізована в комп'ютерній програмі розрахунку за допомогою електронних таблиць Microsoft Excel, що використовується студентами в навчальному процесі навчально-наукового інституту енергетики та комп'ютерних технологій ХНТУСГ імені Петра Василенка.

### **4.3 Аналіз використання типових графіків навантаження для проектування та аналізу систем електропостачання**

Як зазначалося в п.4.2, для дослідження можливості забезпечення допустимих втрат та стандартних характеристик напруги необхідно враховувати навантаження. Дослідженням методик розрахунків ймовірнісної несиметрії струмів та напруг на основі графіків навантаження сільськогосподарських та комунально-побутових споживачів були присвячені роботи [6-8].

Також під час проектування системи електропостачання споживачів, зокрема, сільськогосподарських споживачів важливим етапом є визначення максимального навантаження для наступного вибору перерізів проводів, потужності трансформаторної підстанції (ТП) та відповідних досліджень можливості забезпечення допустимих втрат та стандартних характеристик напруги.

За ГІД 34.20.178:2005 «Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ. Рекомендації» (п.5.2.3) розрахунок електричних навантажень розподільних мереж має виконуватися згідно РД 34.20.178, де вказується, що за розрахункове навантаження для вибору перерізу проводів або потужності ТП приймається більша з величин денного або вечірнього розрахункового навантаження, що були отримані на даній ділянці лінії або підстанції. Розрахункові навантаження в ГІД 34.20.178:2005 рекомендують обирати або за

проектами, або за даними, що приведені в РД 34.20.178, де вказані денні та вечірні максимуми навантаження різних типових споживачів. Тобто, методика передбачає використання значень денних та вечірніх максимумів навантаження типових споживачів без урахування добових графіків навантаження.

За час дії РД 34.20.178 деякі з цих рекомендованих значень втратили актуальність. Однак, на сайті Міністерства енергетики України в 2017 році з'явилася рекомендація щодо використання Альбому типових графіків електричних навантажень. В цьому Альбомі приведені добові графіки електричних навантажень (ГЕН) типових споживачів. При цьому є можливість скоригувати вихідні типові графіки згідно з фактичними даними щодо навантаження споживача (за максимумом потужності або максимальним споживанням електричної енергії по місяцях року).

Таким чином, приведені типові графіки навантаження можливо використовувати для визначення максимального навантаження елементів системи електропостачання – ділянок ліній електропередачі (ЛЕП), ЛЕП в цілому, ТП (в тому числі і за умови відсутності фактичних графіків, наприклад, для нових підприємств, що будуються).

Використання типових ГЕН в проектуванні систем електропостачання або для аналізу режимів її роботи передбачає розробку відповідного алгоритму з врахуванням вимог чинних нормативних документів. У [9] були опубліковані результати дослідження його практичного застосування, зокрема, результати порівняльного аналізу використання типових ГЕН для визначення розрахункових навантажень на основі підсумовування навантажень за кожен годину добових ГЕН та шляхом визначення денного та вечірнього максимуму для кожного споживача.

Використання типових ГЕН передбачає чітку послідовність дій для правильного розрахунку максимального денного та вечірнього навантаження. Були розроблені алгоритми цих дій. Для прикладу на рисунку 4.3 приведена блок-схема алгоритму розрахунків для визначення максимального навантаження

для споживчої ТП на основі підсумовування значень навантажень кожної години добових ГЕН.

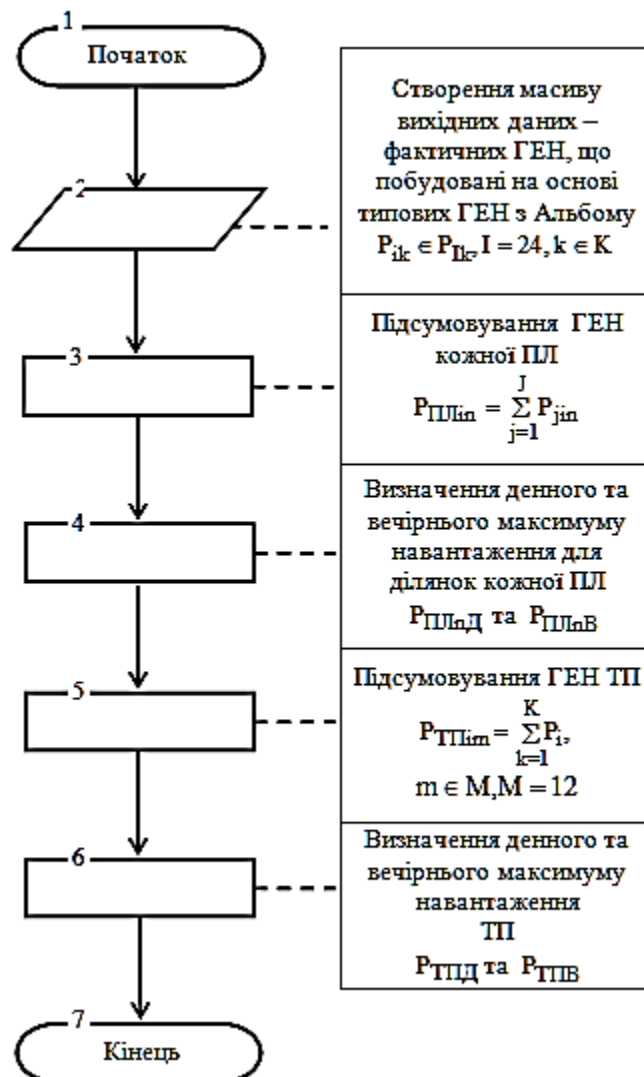


Рисунок 4.3 - Блок-схема алгоритму розрахунків для визначення максимального навантаження для споживчої ТП

На рисунку 4.3 застосовуються такі умовні позначення:

$P_{ik}$  - навантаження за  $i$ -ту годину доби  $k$ -того споживача, що належить множині з  $K$  споживачів, кВт;

$R_{ПЛin}$  - навантаження за  $i$ -ту годину доби  $n$ -ої ПЛІ, кВт;

$P_{ijn}$  - навантаження за  $i$ -ту годину доби  $j$ -ого споживача, що приєднаний до  $n$ -ої ПЛІ, кВт;

$P_{ПЛnD}, P_{ПЛnB}$  - відповідно денний та вечірній максимум навантаження n-ої ПЛ, кВт;

$P_{ТПim}$  - навантаження ТП за i-ту годину доби місяці m, кВт;

$P_{ТПD}, P_{ТПB}$  - відповідно денний та вечірній максимум навантаження ТП, кВт.

Блок-схема алгоритму розрахунків для визначення денного та вечірнього максимуму навантаження використовується у випадку підсумовування навантаження кожної години добових ГЕН споживачів. В іншому випадку алгоритм дій передбачає спочатку визначення максимуму навантаження кожного споживача, створення масиву таких даних (як в РД 34.20.178), а потім визначення максимуму денного та вечірнього навантаження ПЛ та ТП.

Для дослідження практичного застосування розробленого алгоритму з використанням Альбому типових графіків електричних навантажень оберемо декілька сільськогосподарських споживачів для умовного прикладу за класами Класифікації видів економічної діяльності:

- «01.41» («Розведення великої рогатої худоби молочних порід»);
- «01.42» («Розведення іншої великої рогатої худоби та буйволів»);
- «01.43» («Розведення коней та інших тварин родини конячих»);
- «01.46» («Розведення свиней»);
- «01.47» («Розведення свійської птиці»);
- «01.61» («Допоміжна діяльність у рослинництві»);
- «01.62» («Допоміжна діяльність у тваринництві»);
- «01.63» («Після урожайна діяльність»);
- «01.64» («Оброблення насіння для відтворення»).

Приймаємо, що ці 9 споживачів живляться від однієї ТП 10/0,4 кВ. Спрощена схема приєднання обраних сільськогосподарських споживачів приведена на рисунку 4.4.

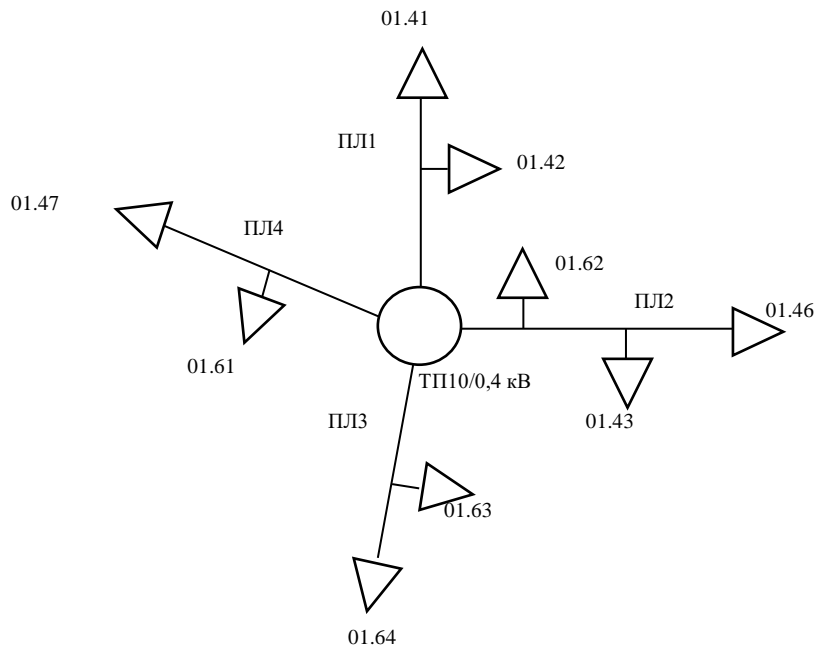


Рисунок 4.4 - Схема для прикладу, що розглядається

Задаємо у діалоговому вікні програмного забезпечення UserGraph Альбому типових ГЕН максимальні значення навантаження по місяцях для того, щоб побудувати фактичний ГЕН (приклад, приведений на рисунку 4.5).

Режим

Графік | Зберегти навантаження | Відкрити навантаження

01.41  
Розведення великої рогатої худоби молочних порід

Вихідний графік навантажень  
 Максимальне навантаження по місяцям, кВт  
 Споживання електроенергії по місяцям, тис. кВт-год

№ п/п	Місяць	Величина, кВт
1	Січень	54
2	Лютий	62
3	Березень	58
4	Квітень	52
5	Травень	48
6	Червень	42
7	Липень	36
8	Серпень	34
9	Вересень	34
10	Жовтень	42
11	Листопад	50
12	Грудень	52

Вийти



Рисунок 4.5 - Ввід максимального навантаження по місяцях для побудови фактичних ГЕН на основі типових ГЕН

Таким чином, створений масив вихідних даних (ГЕН за місяцях року), фрагмент скріншоту екрану монітору приведений на рисунку 4.6.

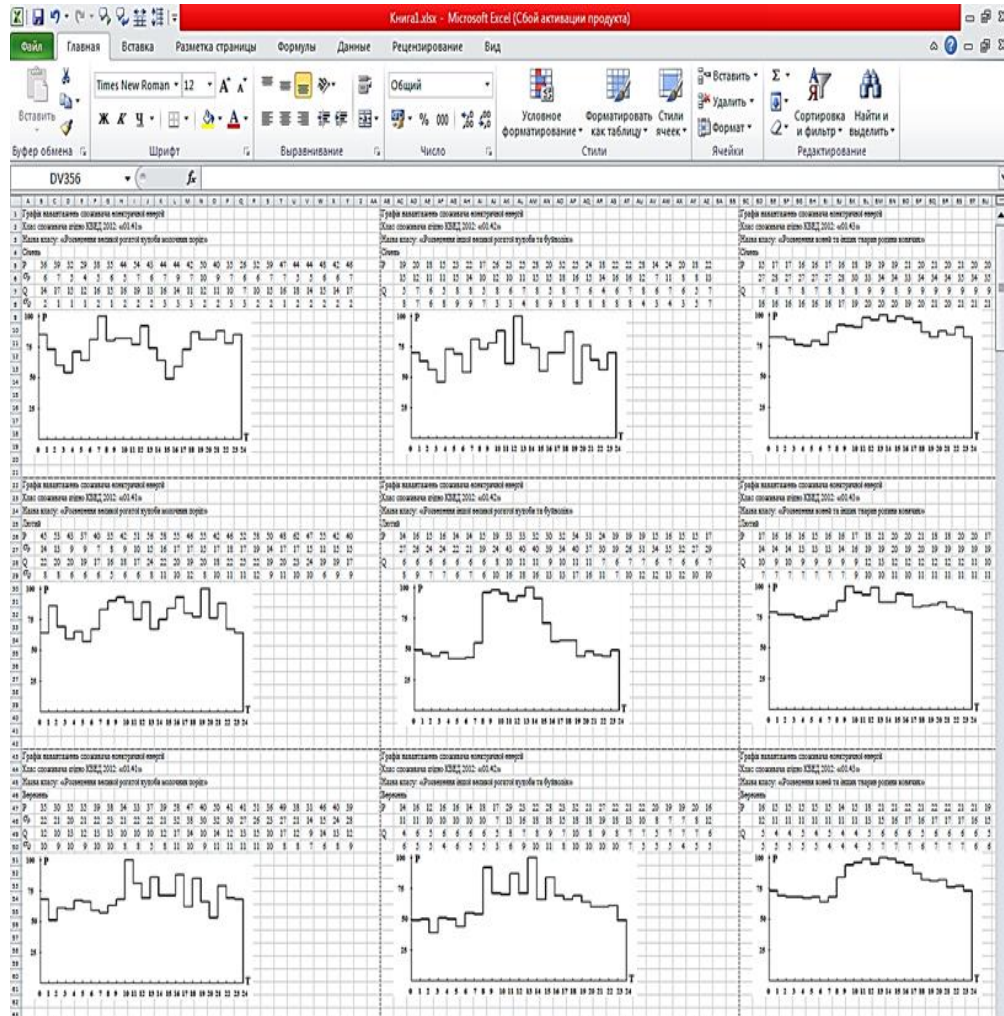


Рисунок 4.6 - Скріншот екрану монітору з фрагментом масиву вихідних даних (ГЕН для трьох місяців трьох з дев'яти сільськогосподарських споживачів, що розглядаються в умовному прикладі)

Створивши за допомогою програмного забезпечення UserGraph масив вихідних даних (фактичні ГЕН, що побудовані за типовими графіками Альбому типових ГЕН), можна визначити денний та вечірній максимуми активного навантаження.

Результати розрахунків визначення максимального навантаження по місяцях року (та за рік) по кожному споживачу зводимо до таблиці 4.11.

Розглянемо приклад ПЛ1, яка живить двох споживачів: 01.41 та 01.42 (див. рисунок 4.4).

Якщо визначати, наприклад, розрахункове навантаження на ділянці ТП-01.42 (ПЛ 1), то за варіантом без врахування навантаження кожної години доби ГЕН отримуємо

$$P_D = 58 + 36 = 94 \text{ кВт},$$

$$P_B = 62 + 34 = 96 \text{ кВт}.$$

Таблиця 4.11 - Результати визначення  $P_{\max}$  окремо для кожного споживача

Споживач	P, кВт	Місяці року												$P_{\max}$ , кВт
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
01.41	Р <sub>Д</sub>	54	58	58	52	48	42	34	34	34	36	50	43	58
	Р <sub>В</sub>	48	62	49	46	44	38	36	28	31	42	44	52	62
01.42	Р <sub>Д</sub>	32	34	32	21	22	20	24	23	31	34	36	34	36
	Р <sub>В</sub>	28	19	22	14	17	13	18	17	16	34	33	17	34
01.43	Р <sub>Д</sub>	21	21	22	23	24	25	31	32	22	23	23	31	32
	Р <sub>В</sub>	19	18	18	17	22	16	22	17	16	22	22	29	29
01.46	Р <sub>Д</sub>	48	45	42	37	34	33	33	35	36	38	45	48	48
	Р <sub>В</sub>	46	39	34	31	24	30	30	31	27	36	43	46	46
01.47	Р <sub>Д</sub>	56	54	52	50	48	52	54	58	52	49	55	58	58
	Р <sub>В</sub>	30	45	43	42	40	43	34	51	45	43	46	51	51
01.61	Р <sub>Д</sub>	32	33	34	35	32	34	34	34	56	66	56	51	66
	Р <sub>В</sub>	31	29	28	29	27	27	25	20	40	59	53	56	59
01.62	Р <sub>Д</sub>	87	88	98	84	89	65	77	74	88	75	85	89	98
	Р <sub>В</sub>	78	77	91	88	82	67	67	60	71	60	58	81	91
01.63	Р <sub>Д</sub>	65	75	67	68	54	43	54	87	89	90	87	86	90
	Р <sub>В</sub>	62	70	55	49	38	31	42	55	55	85	54	77	85

01.64	Р <sub>д</sub>	54	77	74	76	54	55	45	56	43	54	67	73	77
	Р <sub>в</sub>	52	60	61	55	37	33	43	39	27	48	56	61	61

В таблицю 4.12 зведемо розрахунки для окремих двох споживачів, що приєднані до ПЛ1 (01.41 та 01.42) та для ділянки ТП-01.42 (ПЛ1) при врахуванні ГЕН за алгоритмом, блок-схема якого приведена на рисунку 4.3.

Підсумовуючи електричні навантаження за кожну годину добового графіку двох споживачів ПЛ1 (01.41 та 01.42), створюємо масив даних кожної ПЛ та визначаємо максимуми навантаження (за добу, за місяць, за рік).

Таблиця 4.12 – Результати розрахунків порівняльного аналізу

Об'єкт	Р, кВт	Місяці року												Р <sub>max</sub> , кВт
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
без підсумовування навантаження добових ГЕН														
ТП- 01.42 (ПЛ1)	Р <sub>д</sub>	86	92	90	73	70	62	58	57	65	70	86	77	94
	Р <sub>в</sub>	76	81	71	60	61	51	54	45	47	76	77	69	96
з підсумовуванням навантаження добових ГЕН														
ТП- 01.42 (ПЛ1)	Р <sub>д</sub>	82	91	82	73	61	56	57	57	65	70	75	74	91
	Р <sub>в</sub>	75	77	71	56	58	50	52	45	46	72	77	68	77

Отримуємо такі розрахункові значення максимальних навантажень: Р<sub>д</sub>=91 кВт, Р<sub>в</sub>=77 кВт, що значно відрізняється від даних за виразами (4.14) та (4.15).

Аналогічно для ТП - підсумовуємо електричні навантаження за кожну годину добового ГЕН усіх споживачів, створюємо масив вихідних даних та визначаємо максимуми навантаження для кожної доби, для кожного місяця року, за рік. При цьому отримуємо більш точні дані, ніж без підсумовування

електричних навантажень за кожен годину добового ГЕН, а визначивши денний та вечірній максимуми навантаження кожного споживача.

Заключним етапом розрахунків є побудова річного графіка навантаження ТП. На рисунку 4.7 приведений для прикладу добовий ГЕН ТП для грудня місяця, а на рисунку 4.8 – річний графік навантаження ТП умовного прикладу, що розглядався.

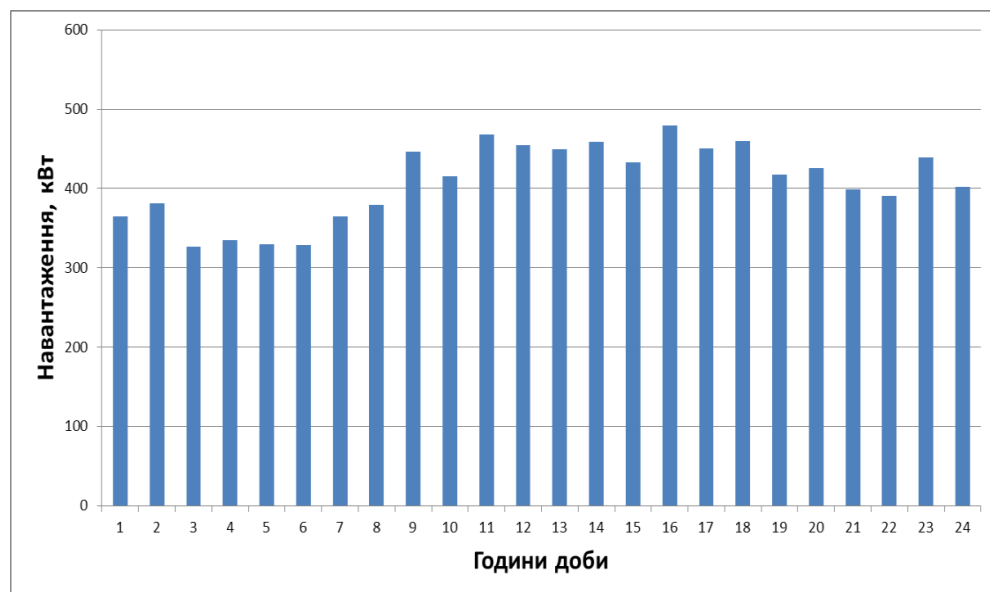


Рисунок 4.7 - Приклад добового ГЕН ТП для грудня місяця

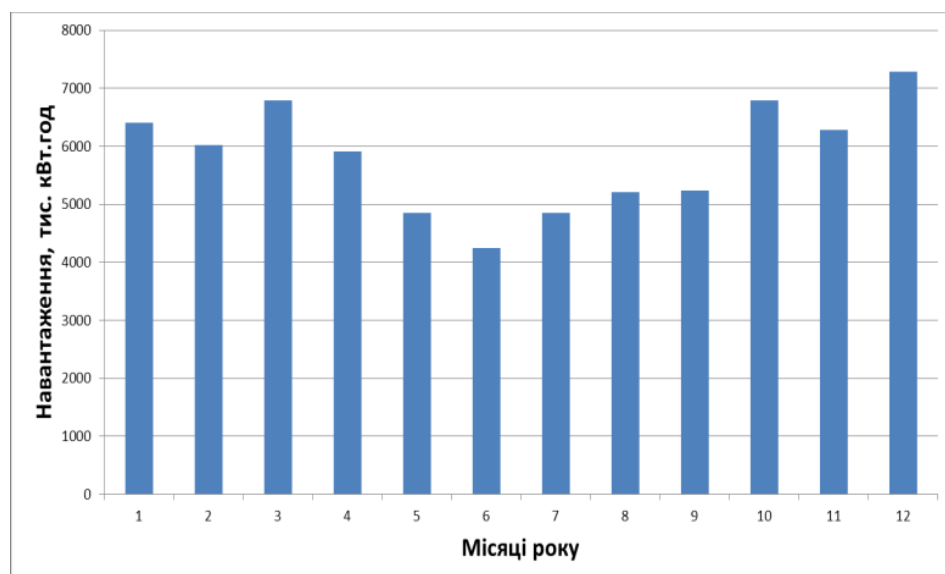


Рисунок 4.8 - Річний ГЕН ТП для вихідних даних прикладу, що розглядався

Таким чином, аналіз використання типових ГЕН з рекомендованого Міністерством енергетики України Альбому показав, що слід дотримуватися запропонованого алгоритму дій. В цьому випадку отримуємо більш точні розрахункові дані денного та вечірнього максимуму навантажень для наступного використання в проектних розрахунках або для аналізу режимів роботи системи електропостачання.

#### **4.4 Розробка методу розв'язання задачі рівномірного розподілення навантажень між фазами в сільській мережі 0,38/0,22 кВ**

Несиметрія струмів сільських мереж напругою до 0,38/0,22 кВ, як правило, обумовлена роботою комунально-побутового навантаження, основну частину якого складають нерівномірні розподілені по фазах однофазні електроприймачі [10]. Зміна навантаження однофазних побутових споживачів електричної енергії носить випадковий характер, і точно визначити заздалегідь його величину в будь-який момент часу складно. Можна лише з певною ймовірністю встановити ті межі, за які воно не вийде для даного моменту часу. При несиметричному режимі різко погіршуються техніко-економічні показники мережі: збільшуються втрати енергії, відхилення напруги від номінальної у споживачів, а струм, що внаслідок нерівномірності навантажень фаз мережі постійно протікає в нульовому проводі викликає появу значних потенціалів на корпусах електроустаткування, приєднаного до нульового проводу, що призводить до появи небезпеки ураження електричним струмом. Також різко скорочується термін служби приєднаних до мережі асинхронних електродвигунів. Крім того, спостерігається ряд негативних електромагнітних явищ як в мережі, так і в навантаженні.

Аналіз розвитку існуючих електричних мереж [1, 2] показує, що на сьогоднішній день є велика кількість симетрувальних пристроїв, активних і пасивних фільтрів, але через свою низьку надійність і високу ціну вони не

знайшли широкого застосування в мережах 0,38/0,22 кВ. Тому одним із ефективних заходів по покращенню показників якості та зниженню втрат електричної енергії є рівномірний розподіл однофазних споживачів між фазами. При цьому слід враховувати, що рівномірний розподіл фазних навантажень для даного моменту часу не гарантує оптимальність режиму в інші моменти часу як за відхиленням напруги у споживачів, так і за величиною добових втрат електричної енергії в мережі.

На сьогоднішній день інформаційне забезпечення сільської мережі залишається на дуже низькому рівні, так як практично відсутні засоби автоматизованого обліку, аналізу та передачі інформації на диспетчерський пункт. Єдиною інформацією, яка є в наявності у особи, що приймає рішення по переєднанню споживача з найбільш завантаженої фази на найменш завантаженому – це дані замірів в години максимуму навантажень. Необхідно відмітити, що вибір того чи іншого методу для вирішення даної задачі залежить від інформаційного забезпечення сільської мережі. Тобто від наявності тих чи інших даних щодо параметрів режиму будується відповідний метод і алгоритм по рівномірному розподіленню споживачів між фазами. На сьогоднішній день найпоширеніше оснащення сільської мережі – це лічильники електричної енергії, які стоять у споживачів, та трифазний лічильник, який стоїть на підстанції. Тому виходячи з наявності такої вихідної інформації розроблено метод по рівномірному розподіленню споживачів між фазами в мережі, який описано у монографії [1].

Вочевидь розв'язання окресленої проблеми потребує формулювання оптимізаційної задачі. По-перше, визначаємо цільові функції з урахуванням наявних джерел інформації. Введемо параметр нерівномірності споживання  $\Delta W(V)$ , який є цільовою функцією, що відображає несиметрію навантажень по фазах при наявності інформації від лічильників електроенергії у споживачів:

$$\Delta W(V) = |W_A(V) - W_B(V)| + |W_A(V) - W_C(V)| + |W_B(V) - W_C(V)| \rightarrow \min,$$

$$W_A(V) = \sum_{j=1}^n W_A^j(v_j); W_B(V) = \sum_{j=1}^n W_B^j(v_j); W_C(V) = \sum_{j=1}^n W_C^j(v_j); \quad (4.15)$$

де  $W_A, W_B, W_C$ , – сумарні дані лічильників електроенергії споживачів за місяць відповідно по фазам А, В і С;

$W_A^j, W_B^j, W_C^j$  – дані лічильників електроенергії  $j$ -го споживача за місяць відповідно однієї з фаз А, В чи С;

$V$  – вектор варіантів підключення споживачів до фаз

$n$  – число споживачів в мережі.

Якщо для підвищення інформативності прийняття рішень необхідно врахування інформації про електроспоживання за декілька місяців, то вираз (4.15) слід привести до відносного виду, а саме:

$$\frac{\Delta W(V)}{W(V)} = \sum_{k=1}^m \left( \frac{|W_A(V) - W_B(V)| + |W_A(V) - W_C(V)| + |W_B(V) - W_C(V)|}{W_A(V) + W_B(V) + W_C(V)} \right), \quad (4.16)$$

де  $m$  – кількість місяців, що обрано для розрахунків (як правило береться термін 6 місяців).

Необхідність відносного виду цільової функції витікає з того, що середнє електроспоживання протягом кожного місяця року змінюється по абсолютній величині і відповідно вносить різник внесок у цільову функцію (4.15).

Очевидно, що в рамках поставленої задачі цільова функція (4.15) потребує мінімізації шляхом перепідключення частини споживачів. Але такі операції потребують працевитрат, що в загальному плані залежать від числа перепідключень.

Тому має сенс ввести ще одну цільову функцію, а саме число перепідключень споживачів, що визначається таким чином:

$$K(V) = \sum_{i=1}^n k_j(v_j) \rightarrow \min, \quad (4.17)$$

де  $k_j = 1$ , якщо варіант підключення споживача  $j$  відрізняється від вихідного, і  $k_j = 0$ , якщо варіант підключення споживача  $j$  не відрізняється від вихідного

Змінними в даній задачі є варіанти підключень всіх споживачів:

$$\begin{aligned}v_1 &= \{\text{підключенню до фази А}\}, \\v_2 &= \{\text{підключенню до фази В}\}, \\v_3 &= \{\text{підключенню до фази С}\}.\end{aligned}\tag{4.18}$$

По-друге, визначимо метод отримання оптимального рішення.

Оскільки задача двокритеріальна, то виникає необхідність отримання не одного рішення, а множини (підмножини множини Парето), що дозволяє надати можливість особі, що приймає рішення, обрати прийнятний у конкретній ситуації варіант.

Також відмітимо, що змінні оптимізації дискретні, відповідно цільові функції також дискретні і в загальному випадку не є квазіопуклими. Ці обставини не дозволяють застосувати прості пошукові методи.

Вимога пошуку множини Парето робить неефективним застосування методів, що використовують згортання критеріїв. Надійним у даному випадку є метод попарних порівнянь альтернатив. Його застосування потребує багатократних розрахунків множини альтернатив, тому розмір цієї множини альтернатив може бути обмежуючим фактором.

У нашому випадку елементами множини альтернатив є всі можливі сполучення варіантів підключення споживачів. Число елементів цієї множини в нашому випадку є  $3^n$ . За попередніми оцінками при  $n > 30$  пошук множини Парето методом попарних порівнянь альтернатив займе близько місяця безперервних розрахунків, а при числі споживачів  $n > 50$ , що типово для мережі 0,38/0,22 кВ, розв'язання задачі вказаним методом технічно неможливе.



Підсумовуючи сказане вище, можна зробити висновок, що для розв'язання такої начебто простої задачі необхідно застосовувати інтелектуальні методи, наприклад, генетичні алгоритми.

Генетичний алгоритм повинен бути адаптований до розв'язання конкретної задачі. А саме, треба обрати систему кодування і адаптувати типові процедури генетичних алгоритмів: формування початкової популяції, схрещування, мутація, ранжування, формування множини елітних особин, умова зупинки пошуку.

В нашому випадку особоною вважається варіант комутації мережі. Відповідно генами особини є варіанти підключення кожного споживача. Особина включає в себе  $n$  генів. Існує 3 варіанти підключення кожного споживача, тобто кожен ген може бути одним з трьох видів. Систему кодування гена обрано десяткову, що в даному випадку є зручнішим (генотип співпадає з фенотипом особини). Тобто особина представляється у вигляді:

$$C = [V, \Psi] = (c_j), \quad j = \overline{1, n}, \quad (4.19)$$

де елементи вектора варіантів підключення споживачів  $V$  мають три значення.

Перетворення з фенотипу до генотипу (кодування) виглядає наступним чином:

$$\Psi : c_j = \begin{cases} 1, & \text{при } v_1^j, \\ 2, & \text{при } v_2^j, \\ 3, & \text{при } v_3^j. \end{cases} \quad j = \overline{1, n}.$$

(4.20)

Відповідно зворотнє перетворення має вигляд:

$$\Psi^{-1} : v^j = \begin{cases} v_1^j, & \text{при } c_j = 1, \\ v_2^j, & \text{при } c_j = 2, \\ v_3^j, & \text{при } c_j = 3, \end{cases} \quad j = \overline{1, n}. \quad (4.21)$$

Алгоритм пошуку має наступний вигляд.

1. Формування початкової популяції. Кількість особин у початковій популяції  $N_{oc}$  задається зовні. Для кожної особини генерується коди генів

$$c_j = \text{int}(r \cdot 3 + 1), \quad j = \overline{1, n}, \quad (4.22)$$

де  $r=(0,1)$  – псевдовипадкове число,  $\text{int}$  – функція виділення цілої частини числа.

Коли кількість особин дорівнює  $N_{oc}$  здійснюється перевірка на наявність однакових особин, дублюючі особини видаляються і формуються замість них інші.

2. Схрещування. Оператор схрещування має вид:

$$\begin{aligned} C^D &= \text{Cross}(C^{P_1}, C^{P_2}), \\ P_1 &= \overline{1, n}, \quad P_2 = \text{int}(r \cdot (n - P_1) + 1), \end{aligned} \quad (4.23)$$

де  $P_1, P_2$  – батьківські особини,  $D$  – особина дитини.

$$\begin{cases} c_j^D = c_j^{P_1}, & \text{при } j \neq k, \\ c_j^D = c_j^{P_2}, & \text{при } j = k, \end{cases} \quad k = \text{int}(r \cdot n + 1). \quad (4.24)$$

Тобто для кожної особини  $P_1$  (батьківської) випадково обирається друга особина  $P_2$  (материнська) (4.23), далі випадково обирається ген, яким обмінюються батьківська та материнська особини (4.24). У разі отримання

особини з не гіршими показниками життєпридатності (значення критеріїв (4.15), (4.17)), нова особина додається в популяцію. Після отримання всіх дітей корегується  $N_{oc}$ . Ця процедура поліпшує якості особин в сенсі критеріїв (4.15), (4.17).

3. Відбір у еліту. Для цього застосовується процедура пошуку множини Парето методом попарних порівнянь на множині альтернатив, що складають популяцію. В даному випадку множина Парето вважається множиною особин, що додається у еліту популяції.

4. Мутація. Оператор мутації має вигляд:

$$C^1 = mut(C): \begin{cases} c_j^1 = c_j, \text{ при } j \neq k, \\ c_j^1 = \text{int}(r \cdot 3 + 1), \text{ при } j = k, \end{cases}$$

$$k = \text{int}(r \cdot n + 1). \quad (4.25)$$

Для кожної особини з популяції випадково обираються задана кількість генів, випадково обираються нові варіанти для кожного з обраних генів. Кількість генів, що можуть мутувати, задається зовні. Мутант замінює собою особину в популяції. Ця процедура може як поліпшувати, так і погіршувати якості особин. Це необхідно для того, щоб процес не обмежився пошуком локального рішення.

5. Ранжування і відсів. Ця процедура має на меті відсів особин з популяції. Для цього введено такий параметр, як вік особини. З кожним поколінням вік особини збільшується на одиницю. При досягненні особиною віку, що дорівнює терміну життя, особина видаляється з популяції. Термін життя може по ходу розвитку популяції змінюватись. Якщо популяція розростається до таких розмірів, що ресурсів ареалу недостатньо, термін життя зменшується, і навпаки, якщо популяція мала і занепадає, термін життя збільшується. В якості ресурсу ареалу неявно виступає продуктивність комп'ютера. Такий підхід до ранжування є оригінальним.

6. Формування множини елітних особин. Ця процедура виконується через задану кількість поколінь. Її можна було б виконувати у пункті 3 алгоритму, але це б затягнуло процес. Ставиться на меті видалення з елітарної множини однакових і неефективних особин. Для цього використовується процедура пошуку множини Парето методом попарних порівнянь на множині елітарних особин.

7. Умова зупинки пошуку. Умовою зупинки пошуку є відсутність нових поповнень у множині елітарних особин протягом заданого числа поколінь. Цей пункт алгоритму виконується з такою ж періодичністю, як і пункт 6.

За допомогою зворотного перетворення (4.21) рішення з множини елітних особин перекодуються у варіанти підключення споживачів до відповідних фаз електромережі.

Таким чином, описаний алгоритм забезпечує еволюцію одразу множини рішень у напрямку отримання множини Парето, що суттєво прискорює процес, також містить в собі механізм запобігання стягування процесу до локального рішення. Оригінальна система кодування генів та ранжування особин містить ознаки новизни. Розглянемо конкретний приклад реалізації запропонованого методу. Для цього візьмемо фідер сільської мережі 0,38/0,22 кВ (рис. 4.9), пофазне підключення з місячним споживанням електричної енергії кожного споживача наведена у табл. 4.13.

Для наочності рівня несиметрії промодельюємо роботу даної мережі в Multisim. Для цього навантажимо кожного споживача середніми струмами, що відповідають їх місячному електроспоживанню. В результаті моделювання отримано такі струми фаз в голові лінії  $I_A = 30,6$  А,  $I_B = 14,3$  А,  $I_C = 24,2$  А, а струм у нульовому проводі становить  $I_N = 14,1$  А.

За допомогою розробленого генетичного алгоритму для вихідної мережі (табл. 4.13) отримано множину Парето (рис. 4.10). Надалі рішення пронумеровані у порядку зростання числа перепідключень. Розмір початкової популяції складає 50 особин, а кількість штучних генів за одну мутацію – 2. Термін життя складає 3 – 4 покоління. В результаті вирішення даної задачі

отримано підмножину множини Парето. Для прийняття рішення такої множини достатньо. Це можна пояснити тим, що в рамках даної задачі невидимо присутній фактор доцільності. Тобто недоцільно економічно виконувати роботи по перепідключенню невеликої кількості споживачів, також недоцільно перекомутувувати всю мережу, витративши кілька днів з мізерним ефектом.

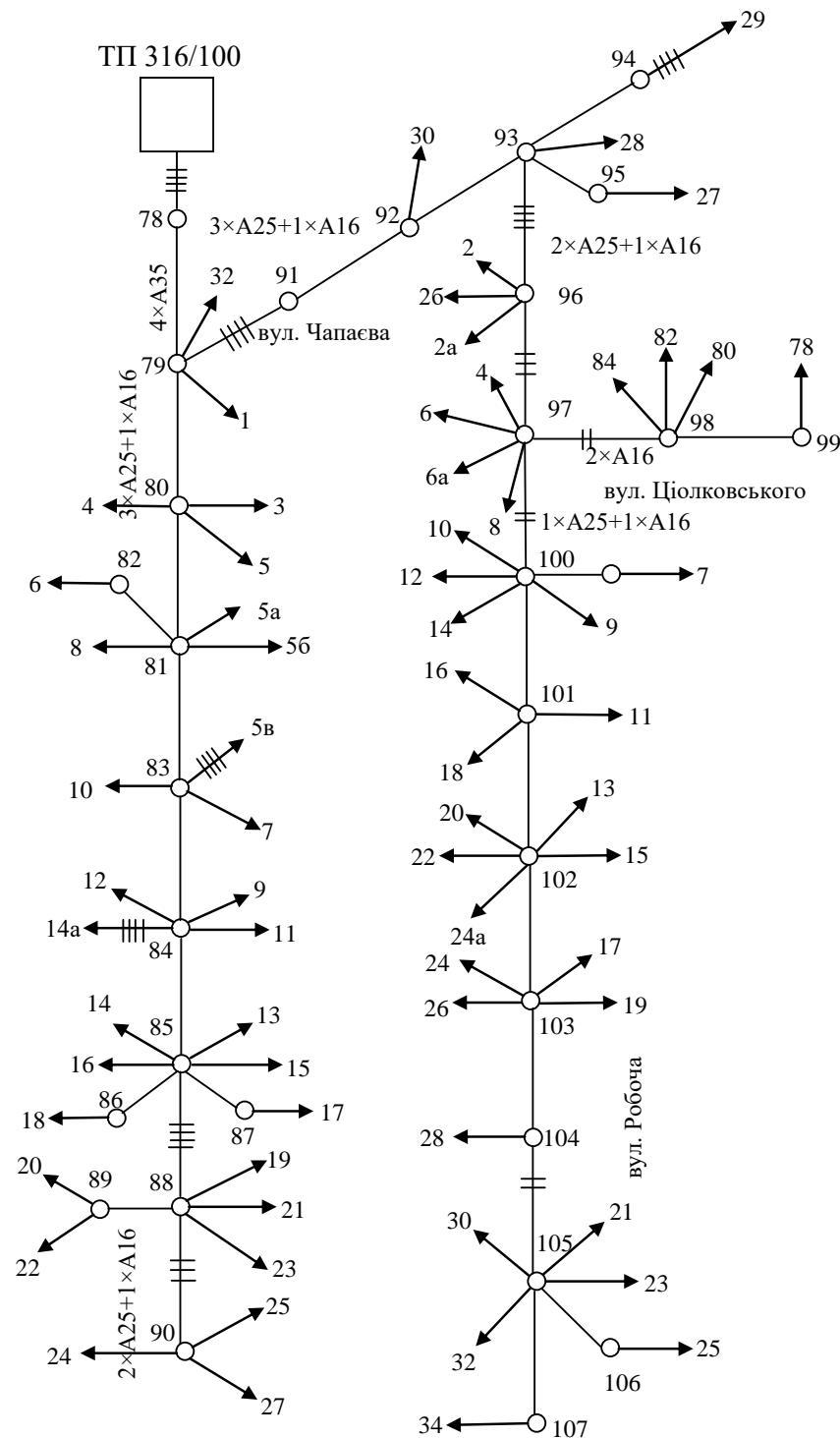


Рисунок 4.9 - Схема фідера електричної мережі підстанції № 316 потужністю 100 кВА

Таблиця 4.13 - Вихідне пофазне підключення споживачів

№ підкл.	W, кВт·год по фазах			№ підкл.	W, кВт·год по фазах			№ підкл.	W, кВт·год по фазах		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	-	281	-	24	252	-	-	47	129	-	-
2	-	201	-	25	-	-	180	48	287	-	-
3	-	-	234	26	242	-	-	49	-	172	-
4	291	-	-	27	-	-	280	50	191	-	-
5	-	189	-	28	105	-	-	51	-	273	-
6	-	-	148	29	-	-	158	52	167	-	-

Продовження табл. 4.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	-	-	113	30	-	-	363	53	-	-	302
8	-	-	238	31	199	-	-	54	322	-	-
9	-	-	291	32	264	-	-	55	186	-	-
10	211	-	-	33	300	-	-	56	328	-	-
11	-	-	191	34	-	-	211	57	134	-	-
12	-	-	287	35	-	-	246	58	213	-	-
13	-	125	-	36	208	-	-	59	-	312	-

14	-	-	205	37	180	-	-	60	-	-	279
15	110	-	-	38	158	-	-	61	-	-	225
16	-	-	308	39	-	303	-	62	246	-	-
17	163	-	-	40	-	289	-	63	124	-	-
18	-	-	240	41	106	-	-	64	253	-	-
19	407	-	-	42	-	-	162	65	264	-	-
20	168	-	-	43	-	-	190	66	-	275	-
21	-	-	289	44	155	-	-	67	-	324	-
22	172	-	-	45	149	-	-	68	-	234	-
23	-	-	213	46	121	-	-	69	-	178	-
Сумарне електроспоживання по фазам, кВт·год											
А				В				С			
6805				3156				5353			
Параметр нерівномірності споживання $\Delta W$ , кВт·год							К				
7298							0				

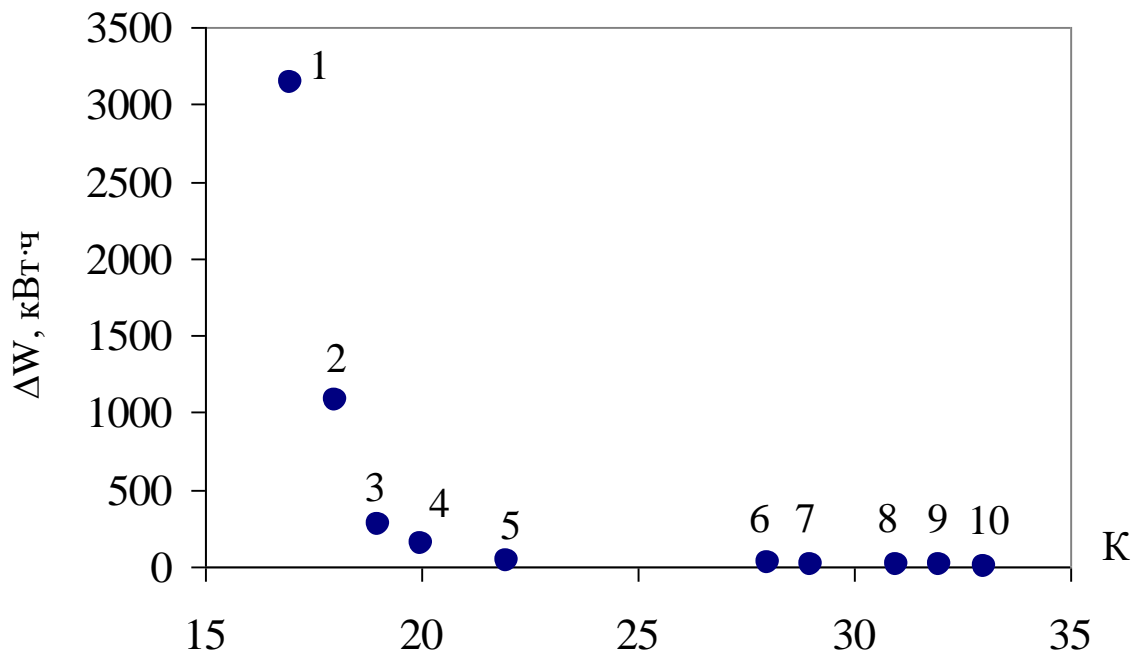


Рисунок 4.10 - Множина Парето

Маючи множину раціональних рішень, отриманих за прийнятний термін, особа що приймає рішення може обрати з них єдине, проаналізувавши ефект від перепідключення з витратами на його здійснення або використавши інший неформальний критерій. На наш погляд оптимальним рішенням даної задачі є рішення 5 (рис. 4.10). У табл. 4.14 наведено варіант підключення споживачів, що відповідає рішенню 5.

Для підтвердження достовірності отриманих даних вибраний варіант комутації електричної мережі було перевірено за допомогою Multisim. В результаті моделювання отримано такі значення струмів фаз в голові лінії  $I_A = 23,09$  А,  $I_B = 23,11$  А,  $I_C = 23,04$  А, а струм у нульовому проводі становить  $I_N = 0,07$  А.

Таблиця 4.14 - Рішення №5 по підключенню споживачів

№ підкл.	W, кВт·год по фазах	№ підкл.	W, кВт·год	№ підкл.	W, кВт·год



					по фазам				по фазам		
	A	B	C		A	B	C		A	B	C
1	-	281	-	24	252	-	-	47	-	129	-
2	-	201	-	25	-	-	1	48	287	-	-
3	-	-	234	26	-	242	-	49	-	172	-
4	291	-	-	27	-	-	2	50	191	-	-
5	-	189	-	28	105	-	-	51	-	-	273
6	-	148	-	29	158	-	-	52	167	-	-
7	-	-	113	30	-	363	-	53	-	-	302
8	-	-	238	31	199	-	-	54	322	-	-
9	-	-	291	32	-	-	2	55	186	-	-
10	-	211	-	33	300	-	-	56	328	-	-
11	191	-	-	34	-	-	2	57	134	-	-
12	-	-	287	35	-	-	2	58	-	213	-
13	-	125	-	36	-	208	-	59	-	312	-
14	-	205	-	37	180	-	-	60	-	-	279
15	-	110	-	38	-	158	-	61	-	-	225
16	-	308	-	39	-	-	3	62	246	-	-
17	163	-	-	40	-	289	-	63	124	-	-
18	-	240	-	41	-	106	-	64	-	-	253
19	407	-	-	42	-	162	-	65	264	-	-
20	168	-	-	43	-	-	1	66	-	-	275

21	-	-	289	44	155	-	-	67	-	324	-
22	172	-	-	45	-	-	1	68	-	234	-
23	-	-	213	46	121	-	-	69	-	178	-
Сумарне електроспоживання по фазам, кВт·год											
А				В				С			
5111				5108				5095			
Параметр нерівномірності споживання $\Delta W$ , кВт·год								К			
32								22			

Використовуючи запропонований генетичний алгоритм можна значно підвищити інформаційне обґрунтування процесу прийняття рішень по рівномірному перерозподіленню споживачів між фазами. Необхідно зазначити, що виконати рівномірний розподіл навантажень між фазами для будь якого моменту часу є неможливим. Але оскільки місячне електроспоживання кожного споживача корелюється з його добовим графіком, причому найбільший вклад у добовий графік вноситься саме в максимум навантаження, то очевидно, що споживачі, у яких найбільше споживання в максимум навантаження мають найбільше електроспоживання за місяць. Тому результати застосування запропонованої методики дають найбільший ефект саме у максимумах електроспоживання за рахунок рівномірного розподілу навантажень між фазами, знижуючи тим самим втрати електроенергії.

#### **4.5 Розробка способу зменшення несиметрії і втрат електроенергії в мережах 0,38/0,22 кВ за допомогою замикання двох ліній**

Результати дослідження запропонованого мережевого методу зменшення несиметрії струмів та напруги в мережах 0,38 / 0,22 кВ приведені у [11], де зазначається що зменшення втрат потужності при замиканні двох ліній у кільце може бути виражене в такий спосіб:

$$\Delta P_{\Sigma ym} = \sum_1^3 \left\{ 2I_{yp} \left[ R_1 \sum_{k=1}^n i_k - R_{n+2} i_{n+1} - R_{m+1} \sum_{k=(n+1)}^m i_k - I_{yp}^2 \sum_{k=1}^{m+1} R_k \right] \right\}, \quad (4.26)$$

$I_{yp}$  – зрівняльний струм при замиканні ліній,

$R_k$  – опір  $k$ -ї ділянки лінії,

$i_k$  – струм навантаження в  $k$ -му пункті приєднання.

У квадратних дужках виразу (4.26) стоять величини активних складових падінь напруги в лініях. Оскільки коефіцієнт потужності навантаження в мережах 0,38/0,22 кВ високий і для більшості проводів  $\frac{r}{x} \ll 1$  (наприклад, для АС-16  $r_0 \approx 5x_0$  для АС-25  $\ll 3x_0$ ), то без помітної похибки в подальшому аналізі активні складові падінь напруги можуть бути замінені їх повними значеннями.

Тоді

$$I_{yp} = \frac{\Delta U_I - \Delta U_{II}}{Z_{\Sigma}} = \frac{\delta U}{Z_{\Sigma}}, \quad (4.27)$$

де  $\delta U$  – різниця падінь напруги від центрів живлення I і II у місці замикання ліній,

$Z_{\Sigma}$  – сумарний опір магістралей.

У такий спосіб вираз (4.26) може бути представлено у вигляді:

$$\Delta P_{\Sigma ym} = \sum_1^3 2 \frac{(\delta U)^2}{Z_{\Sigma}} \frac{R_{\Sigma}}{Z_{\Sigma}}. \quad (4.28)$$

Так само, як величини  $\Delta U_I$  і  $\Delta U_{II}$ ,  $\delta U$  є випадковими величинами і можуть змінюватися від  $\Delta U_{\min}$  до  $\Delta U_{\max}$  в обидва боки (I або II).

Для випадку  $\Delta U_{I \max} = \Delta U_{II \max}$  імовірність  $\delta U$  може бути знайдена з виразу:

$$p(\delta U) = 1 - \left(1 - \frac{\delta U}{\Delta U_{\max}}\right)^2, \quad (4.29)$$

а густина розподілу ймовірностей відповідно:

$$f(\delta U) = \frac{2}{\Delta U_{\max}} \left(1 - \frac{\delta U}{\Delta U_{\max}}\right). \quad (4.30)$$

Функція розподілу напруг для  $\delta U$  наведена на рисунку 4.11.

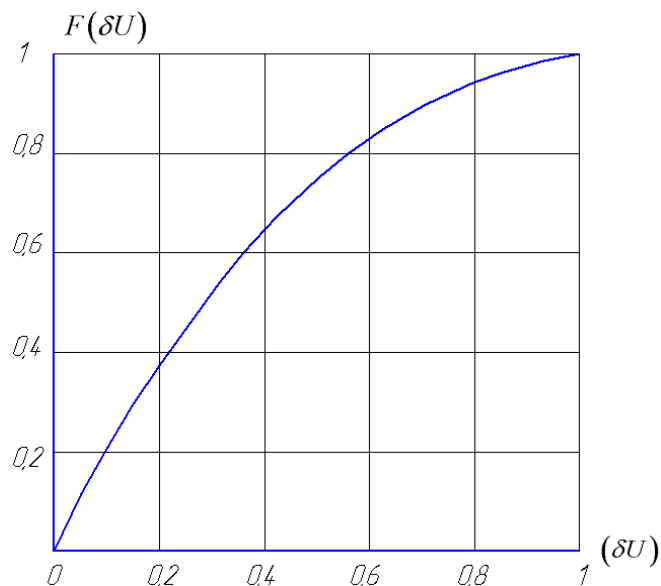


Рисунок 4.11 – Функція розподілу напруг для  $\delta U$

Математичне очікування  $\delta U$  :

$$M(\delta U) = \int_0^{\Delta U_{\max}} \frac{2}{\Delta U_{\max}} \left(1 - \frac{\delta U}{\Delta U_{\max}}\right) \delta U d(\delta U) = \frac{1}{3} \Delta U. \quad (4.31)$$

Отже, очікуване зменшення втрат електричної енергії за рік може бути отримане з:

$$\Delta A = \int_1^3 \frac{[M(\delta U)]^2}{Z_{\Sigma}} \left(2 - \frac{R_{\Sigma}}{Z_{\Sigma}}\right) \tau = \int_1^3 \frac{(\Delta U_{\max})^2}{9Z_{\Sigma}} \left(2 - \frac{R_{\Sigma}}{Z_{\Sigma}}\right) \tau. \quad (4.32)$$

Зниження несиметрії напруг уздовж ліній, як правило, супроводжується вирівнюванням напруг фаз на ділянках лінії при замиканні мережі. Результуюча несиметрія буде величиною випадковою, оскільки в кожній з ліній, що замикаються, величини та фази симетричних складових струмів і напруги також випадкові.

Імовірність результуючої напруги зворотної (нульової) послідовності може бути визначена з виразу:

$$F(U_2) = p(U_2) = \frac{U_2^2}{U_{2\max}^2}. \quad (4.33)$$

Математичне очікування напруги зворотної (нульової) послідовності дорівнює:

$$M(U_2) = \int_0^{U_{2\max}} 2 \frac{U_2^2}{U_{2\max}^2} dU_2 = \frac{2}{3} U_{2\max}. \quad (4.34)$$

З отриманого виразу видно, що величина математичного очікування напруги зворотної (нульової) послідовності в режимі замикання мережі на 33% менше максимальної, що спостерігається в радіальних лініях, що замикаються.

Експериментальна перевірка ефекту зниження несиметрії при замиканні ліній була проведена в електричних мережах Харківського РЕМ.

Магістральні лінії з відгалуженнями із силовим і освітлювальним навантаженням по черзі працювали по радіальній і замкненій схемам. Протягом доби вимірювалися величини фазних і лінійних напруг на початку та середині ліній, а також у місці їх замикання.

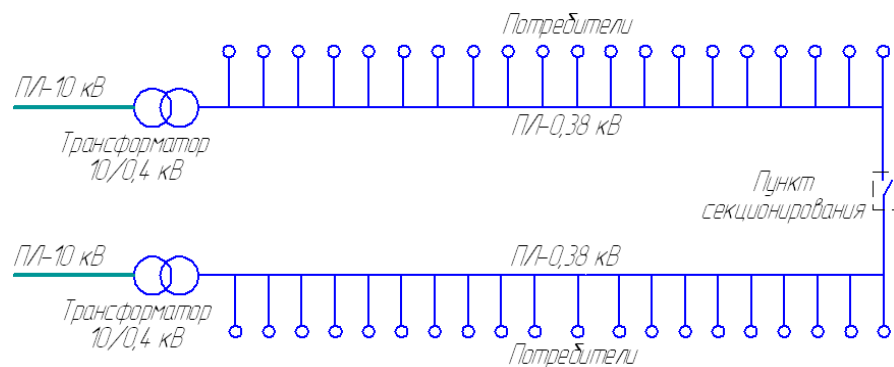


Рисунок 4.12 – Мережа напругою 0,38/0,22 кВ із пунктом секціонування

Після кожного циклу вимірювань у радіальному режимі лінії з'єднувалися в кільце на спеціально обладнаному пункті та вимірювання повторювалися. Це забезпечувало одержання даних в обох режимах практично в той самий час. Досвід проводився багаторазово, результати вимірювань оброблялися методами математичної статистики. На рисунках 4.13 та 4.14 показані зміни напруг прямої і зворотної послідовностей протягом літньої доби.

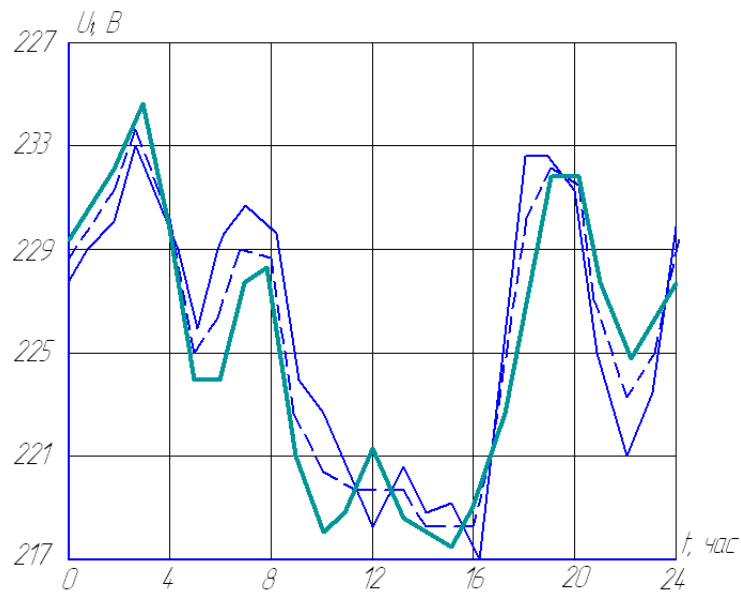


Рисунок 4.13 – Напряга прямої послідовностей протягом літньої доби

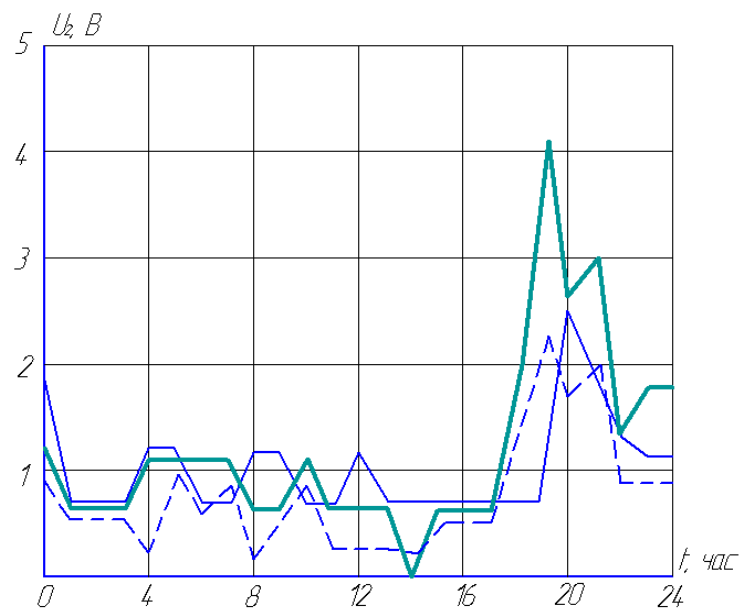


Рисунок 4.14 – Напряга зворотної послідовностей протягом літньої доби

З метою перевірки отриманих теоретичних співвідношень для оцінки ефекту симетрування при замиканні мережі на підставі даних експериментів побудована гістограма (рис. 4.15) відношення напруги зворотної послідовності в пункті з'єднання ліній у режимі замкненої мережі до найбільшої величини напруги зворотної послідовності, що мала місце в одній із двох ліній, що замикаються, до їхнього з'єднання.

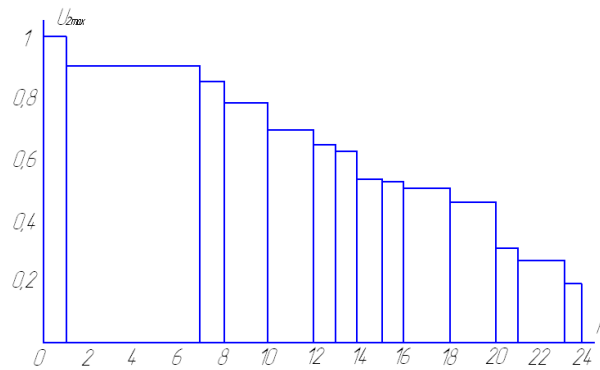


Рисунок 4.15 – Гістограма відношення напруги зворотної послідовності в пункті з'єднання ліній у режимі замкненої мережі до найбільшої величини напруги зворотної послідовності, що мала місце в одній із двох ліній, що замикаються, до їх з'єднання

Функція розподілу ймовірностей співвідношень  $\frac{U_2}{U_{2\max}}$  показана на рисунку 4.16.

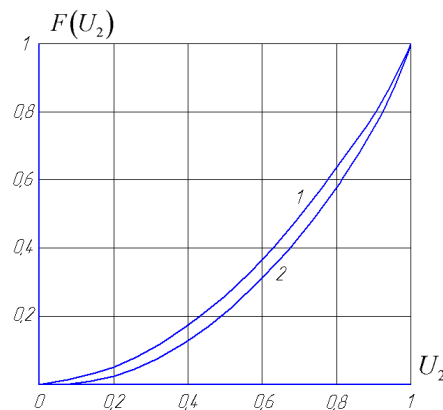


Рисунок 4.16 – Функція розподілу ймовірностей співвідношень  $\frac{U_2}{U_{2\max}}$ : 1 – експериментальна; 2 – теоретична

Залежності для напруги нульової послідовності мають аналогічний характер. Як можна бачити, експериментальна та теоретична залежності близькі.

Таким чином, можна зробити висновок, що при переході в режим замкненої мережі, можна чекати зниження несиметрії напруг на 33% по



відношенню до найбільшої, що спостерігалася в радіальних лініях, які з'єднуються в кільце.

#### **4.6 Дослідження шляхів зменшення факторів впливу на генерацію мережевої СЕС потужністю 31,14 кВт за допомогою платформи моніторингу Solaredge**

Важливим фактором підвищення якості електричної енергії є інтеграція сонячних електростанцій до енергосистем, які дозволяють покращити режими напруги та частоти в електричній мережі. При цьому важливим є прогнозування виробітку енергії сонячними електростанціями.

Дослідження проводилось на мережевій СЕС з піковою потужністю 31,14 кВт, яка розміщена в м. Харків. Для масиву сонячних панелей використані фотоелектричні модулі RSM60-6-310M [16], в якості мережевого інвертора вибрано інвертор SE27.6K-RW000BNN4 (on-grid) [17], виробництва компанії SolarEdge, в якості оптимізаторів роботи ФЕМ вибрані оптимізатори потужності P650.

Для покращення характеристик фотоелектричних пристроїв та систем моніторингу роботи мережевої СЕС використана платформа моніторингу SolarEdge [18], яка забезпечує покращений моніторинг продуктивності СЕС та гарантію продуктивності за рахунок негайного виявлення несправностей і попереджень на рівні модуля, стрінга та системного рівня.

Функції платформи SolarEdge дозволяють покращувати продуктивність станції, забезпечувати рентабельність системи, максимізувати збір сонячної енергії та знижувати витрати на технічне обслуговування. Приклад візуалізації виробництва електричної енергії СЕС, споживання електричної енергії від мережі та власного споживання наведено на рис. 4.17.

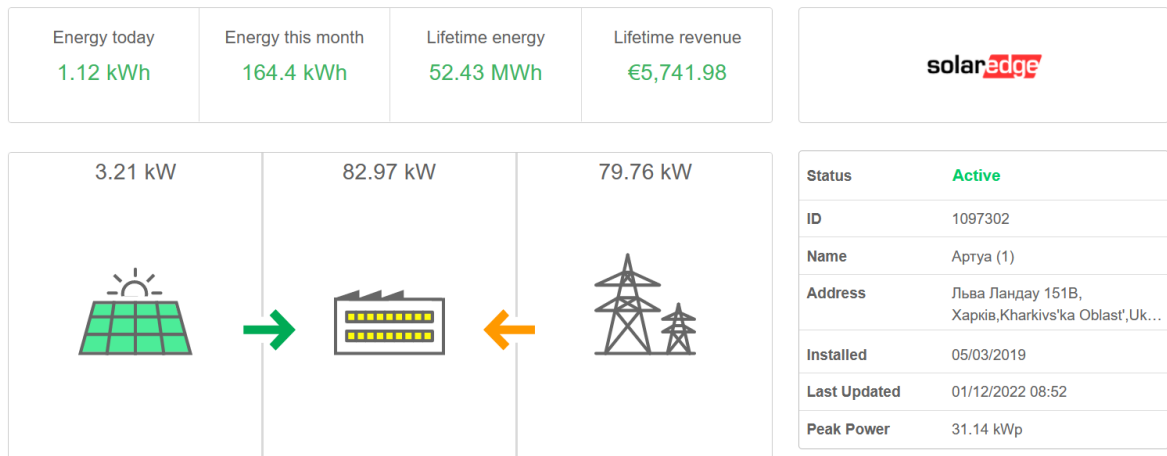


Рисунок 4.17 – Візуалізація виробництва електричної енергії СЕС, споживання електричної енергії від мережі та власного споживання

Система моніторингу SolarEdge дозволяє будувати графіки потужності за роками, помісячно, щотижня (рис. 4.18) та кожного дня.

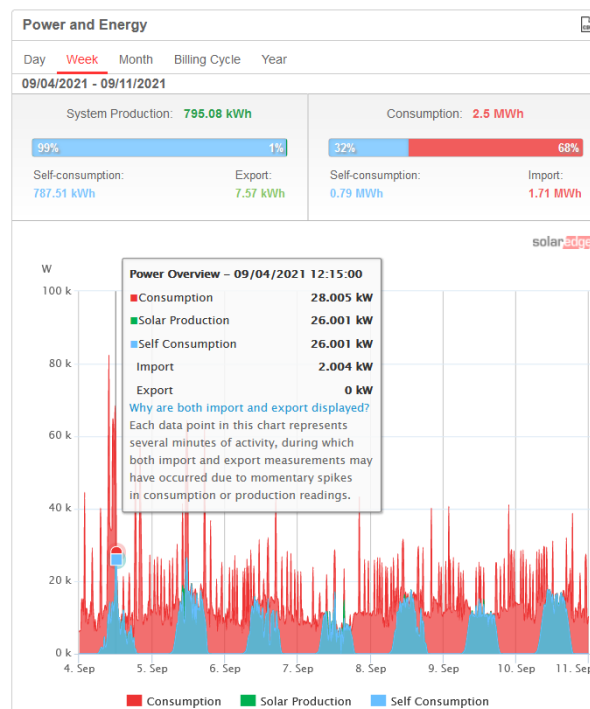


Рисунок 4.18 – Графіки потужності генерації та споживання електричної енергії впродовж тижня у вересні 2021 року

Аналіз графіків на рис. 4.18 дозволяє стверджувати, що СЕС забезпечує значну кількість електроенергії на власні потреби готелю у дні значної сонячної радіації. Отримані графіки дозволяють визначити генерацію та споживання

електричної енергії у кожний період часу. Так аналіз інформації на рис. 4.18 показує, що тільки 2 кВт потужності забезпечується із зовнішньої мережі о 12:15, а 26 кВт потужності забезпечується власною СЕС. За період з 4.09.2021 р. по 11.09.2021 року СЕС покрила 32% загальних потреб організації у електроенергії, експорт електричної енергії склав тільки 1%.

Платформа SolarEdge дозволяє отримати фізичну схему розміщення модулів СЕС, яка дозволяє точно визначити місце розташування кожного модуля на карті віртуального сайту, та логічну схему, яка показує електричні з'єднання між ФЕМ, стрингами та інверторами (рис. 4.19). Забарвлення модулів дозволяє візуально оцінити генерацію кожного із них в залежності від стану їх поверхні [19], світліше забарвлення інформує про більшу генерацію. При виборі конкретного модуля можна отримати детальну інформацію по його роботу в реальному часі вимірювання.

Для визначення режимів роботи СЕС був проведений аналіз роботи фотоелектричних модулів (ФЕМ) з оптимізаторами потужності. На рис. 4.20 приведені графіки генерації електроенергії модулями 1-го стрингу, які показують, що модулі здійснюють різну генерацію електричної енергії, максимальна генерація спостерігається об 11:00 і має значення 83 Вт·год, в той же час мінімальна генерація складала 5,25 Вт·год.

В той же момент часу був здійснений вимір активної потужності (рис. 4.21), яку генерують два ФЕМ, що під'єднані до одного оптимізатора потужності. Максимальна потужність пари модулів була 123,85 Вт, що складає тільки 20% від потужності ФЕМ, що пояснюється незначною сонячною активністю та частковим покриттям поверхні модулів снігом.

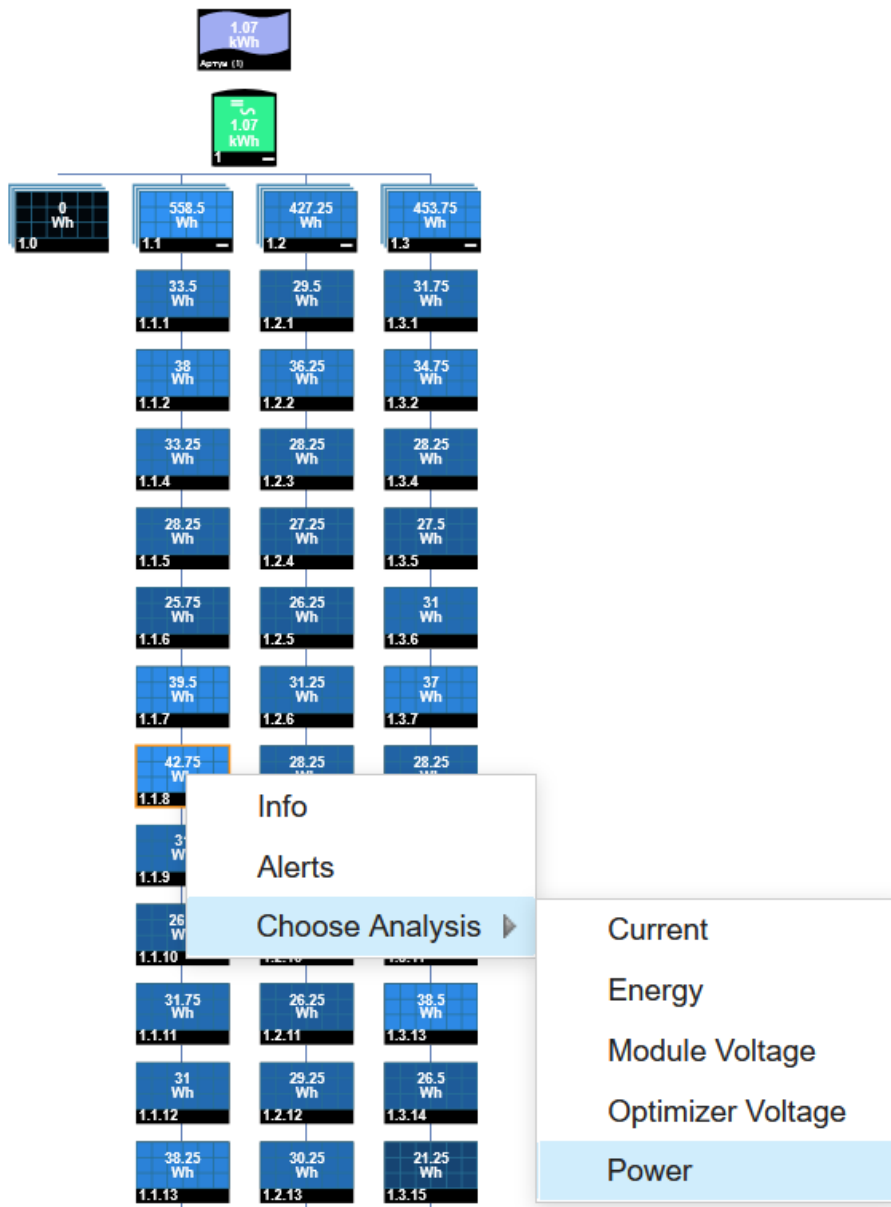


Рисунок 4.19 – Логічна схема розміщення модулів та вибір параметрів аналізу ФЕМ СЕС

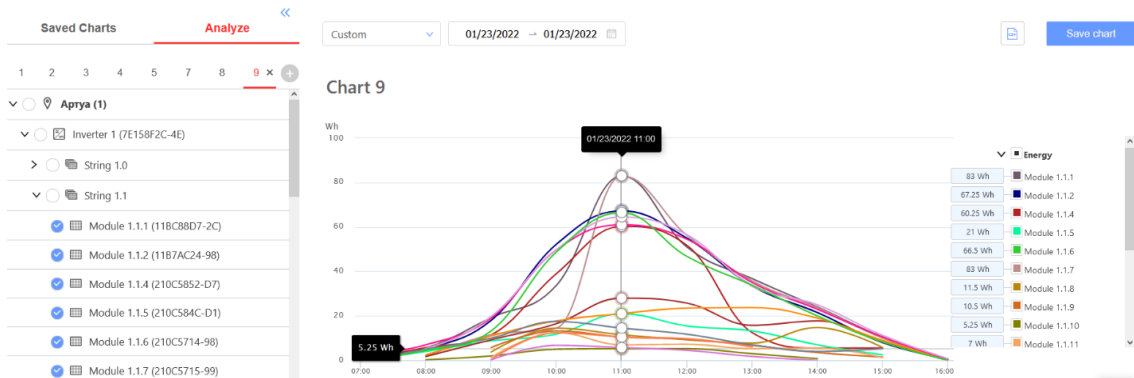


Рисунок 4.20– Графіки генерації електроенергії модулями 1-го стрингу

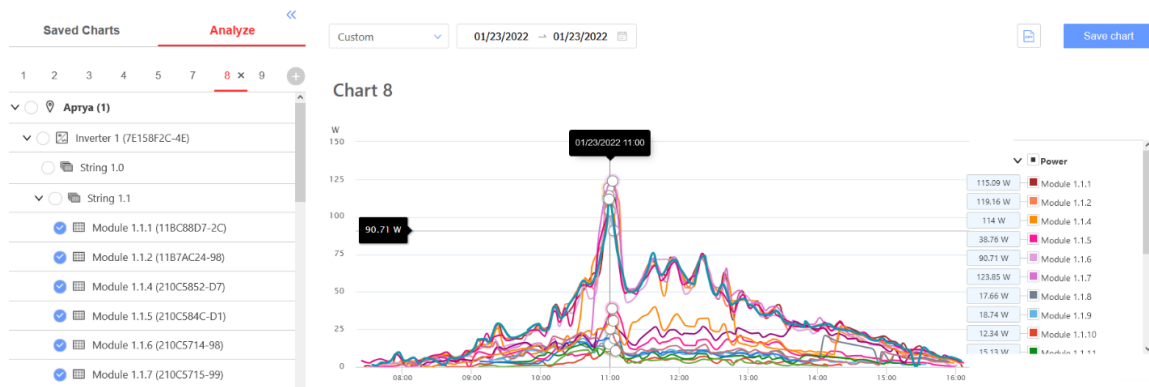


Рисунок 4.21– Графіки активної потужності модулів 1-го стрингу

Аналіз графіків активної потужності стрингів та інвертора дозволяє визначити які стринги знаходяться під снігом і не можуть генерувати електричну енергію. Аналіз графіків потужності оптимізаторів модулів стрингів показує які модулі затінені конструкціями даху будівлі.

Таким чином платформа SolarEdge дозволяє визначати режими роботи стрингів та інвертора і при їх суттєвому відхиленні від номінальних режимів роботи вносити певні конструктивні зміни щодо розміщення ФЕМ.

## 4.6 Висновки

Представлені результати наукових досліджень з вдосконалення організаційних та технічних методів покращення якості електричної енергії як складової якості електропостачання. Проведений аналіз та вдосконалення математичної моделі для дослідження можливості забезпечення стандартних характеристик напруги з врахуванням вимог нових нормативних документів щодо втрат напруги в розподільній мережі електропостачання та відхилень напруги у споживача. Приведені результати аналізу використання типових графіків навантаження з рекомендованого Міністерством енергетики України Альбому типових графіків електричних навантажень та відповідного програмного забезпечення UserGraph для проектування та аналізу систем

електропостачання, в тому числі, для аналізу можливості забезпечення нормованих відхилень напруги у споживача. Розроблений метод розв'язання задачі рівномірного розподілення навантажень між фазами в сільській мережі 0,38/0,22 кВ та спосіб зменшення несиметрії і втрат електроенергії в мережах 0,38/0,22 кВ за допомогою замикання двох ліній. Визначені перспективні напрямки досліджень, зокрема, нейромережеве прогнозування параметрів ЯЕ [12-14] та вдосконалення методів інтегральної нечіткої оцінки ЯЕ для системи підтримки прийняття рішень при управлінні енергомережею з розподіленою генерацією [15].

Важливим фактором підвищення якості електричної енергії є інтеграція сонячних електростанцій до енергосистем, які дозволяють покращити режими напруги та частоти в електричній мережі. При цьому важливим є моніторинг виробітку енергії сонячними електростанціями, який повинен забезпечуватись за допомогою спеціалізованих програмних засобів.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Розроблено структурну схему АСКТП ЛЕП. Структуру ієрархічних рівнів та середовища обміну даними запропоновано виконувати згідно підходів стандарту IEC-61850. В АСКТП ЛЕП передбачено використання точок моніторингу та контролю, що розміщуються на лінії електропередавання. Специфічною рисою структури АСКТП ЛЕП є відсутність класичного рівня станції, характерного для систем автоматизації підстанцій.

2. Запропоновано принципи побудови АСКТП ЛЕП, основними з яких є принципи модульності, відкритості та масштабованості, а також можливості інтеграції АСКТП ЛЕП в комплексні SCADA-системи керування процесом передавання (або розподілення) електричної енергії та інші системи автоматизації.

3. Розроблено перелік модулів АСКТП ЛЕП, для яких визначено необхідні функціональні можливості. Користувацькі модулі та підмодулі АСКТП ЛЕП запропоновано виконувати у вигляді окремих елементів спеціалізованого програмного забезпечення.

4. В результаті аналізу перспектив впровадження АСКТП ЛЕП встановлено, що ключовим фактором реалізації даних систем є впровадження інформаційної інфраструктури на основі застосування технологій високошвидкісного обміну даними та загальноприйнятих стандартів. Це дозволить зробити значний крок у вдосконаленні принципів релейного захисту, протиаварійної автоматики, алгоритмів роботи регульованих виконавчих пристроїв, що використовуються на лініях електропередавання.

5. Представлені результати наукових досліджень з вдосконалення організаційних та технічних методів покращення якості електричної енергії як складової якості електропостачання. Проведений аналіз та вдосконалення математичної моделі для дослідження можливості забезпечення стандартних характеристик напруги з врахуванням вимог нових нормативних документів щодо втрат напруги в розподільній мережі електропостачання та відхилень

напруги у споживача. Приведені результати аналізу використання типових графіків навантаження з рекомендованого Міністерством енергетики України Альбому типових графіків електричних навантажень та відповідного програмного забезпечення UserGraph для проектування та аналізу систем електропостачання, в тому числі, для аналізу можливості забезпечення нормованих відхилень напруги у споживача.

6. Розроблений метод розв'язання задачі рівномірного розподілення навантажень між фазами в сільській мережі 0,38/0,22 кВ та спосіб зменшення несиметрії і втрат електроенергії в мережах 0,38/0,22 кВ за допомогою замикання двох ліній. Визначені перспективні напрямки досліджень, зокрема, нейромережеве прогнозування параметрів ЯЕ та вдосконалення методів інтегральної нечіткої оцінки ЯЕ для системи підтримки прийняття рішень при управлінні енергомережею з розподіленою генерацією.

7. Продемонстрована важливість фактору підвищення якості електричної енергії за рахунок інтеграції сонячних електростанцій до енергосистем, які дозволяють покращити режими напруги та частоти в електричній мережі. При цьому важливим є моніторинг виробітку енергії сонячними електростанціями, який повинен забезпечуватись за допомогою спеціалізованих програмних засобів.

8. Результати досліджень впроваджено в освітній процес та у виробництво. Результати роботи пропонуються також до використання енергопостачальним компаніям, які експлуатують електричні мережі, а також проектним установам.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

### До розділів 1 та 2:

1. Черемісін М. М. Обґрунтування параметрів схем плавлення ожеледі на ПЛ 6–10 кВ розподільних електричних мереж на основі нечіткого моделювання / М. М. Черемісін, І. П. Білаш, О. А. Савченко // Енергетика та електрифікація. – 2010. – № 9. – С. 33–37
2. Білаш І. П. Зняття ожеледі на коротких ділянках повітряних ліній електропередавання 6-10 кВ / І. П. Білаш, М. І. Гончар, О. А. Савченко // Вісник ХНТУСГ ім. Петра Василенка "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України". – 2007. – Вип. 57. – Т.1. – С. 42–48.
3. Описание и разработка АИСКГН[Електронний ресурс] – Режим доступу:<http://blice.ru/system>
4. Современные технологии мониторинга воздушных электросетей ЛЭП [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://controleng.ru/otraslevye-resheniya/sovremenny-e-tehnologii-monitoringa-vozdushny-h-e-lektrosetej-le-p/>
5. Башкевич В. Я. Мониторинг гололедно-ветровых и температурных нагрузок воздушных линий электропередачи/В. Я. Башкевич, Г. Г. Угаров // Материалы международной НТК "Электроэнергия и будущее цивилизации" – Томск, ТГУ, 2004.
6. Левченко И.И. Программный комплекс для расчета и управления режимом плавки гололеда на ВЛ электропередачи./И.И. Левченко, Е.И. Сацук// VII Симпозиум "Электротехника 2010", 2003.– Том 1, 2.21.
7. Левченко И.И. Программное обеспечение системы обнаружения и плавки гололеда на ВЛ 10-500 кВ./И.И. Левченко, Е.И. Сацук// Известия вузов. Электромеханика. – 2002.– № 6.
8. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах / [Левченко И. И., Засыпкин А. С., Аллилуев А. А., Сацук Е. И.] – Москва: Издательский дом МЭИ, 2007. – 430 с.

9. Білаш І. П. Задачі моніторингу повітряних ліній електропередавання в ожеледних районах / І. П. Білаш, О. А. Савченко, О. В. Пархоменко // Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. – Харків: ХНТУСГ ім. П. Василенка, 2011. – вип. 117. – С.13-15
10. Савченко О. А. Перспективні шляхи вдосконалення автоматизованих систем контролю утворення ожеледі на ПЛ // О. А. Савченко, С. В. Дюбко Вісник ХНТУСГ ім. Петра Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». – 2016. – Вип. 175. – С. 20–22.
11. EuropeanSmartGridsTechnologyPlatform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. – Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006.
12. Дорофеев В. В., Макаров А. А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. – 2009. - № 4 – С.15.
13. Попадченко С. А. Ефективність електропостачання споживачів в умовах Smart Grid // Вісник ХНТУСГ ім. Петра Василенка Випуск 153 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» - Харків: ХНТУСГ, 2014. - С.17-19.
14. Толшаков А. В. SMART GRID: развитие, практика, проблемы // Энергоназор, 2014, № 1 - С. 53., № 2 – С.54.
15. Савченко О. А., Дюбко С. В. Перспективні шляхи вдосконалення автоматизованих систем контролю утворення ожеледі на ПЛ // Вісник ХНТУСГ ім. Петра Василенка Випуск 175 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» - Харків: ХНТУСГ, 2016. - С.20 - 22.
16. Черемисин Н. М., Зубко В. М., Холод А. В., Черкашина В. В., Рудь Т. С. Повышение эффективности АСУ ТП подстанций за счет мониторинга параметров воздушных линий и окружающей среды на базе платформы Smart Grid// Вісник ХНТУСГ ім. Петра Василенка Випуск 129 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» - Харків: ХНТУСГ, 2012. - С.14-16.

17. Черемісін М. М., Попов С. В., Савченко О. А., Шкуро К. О., Пархоменко О. В. Ефективність моніторингу повітряних ліній електропередавання в ожеледних районах // Наукові праці Донецького національного технічного університету, № 2 (15) 2013. – Донецьк: ДНТУ, 2013. – С. 261-264

18. Мороз О. М. Використання технологій SmartGrid для підвищення ефективності електропостачання споживачів / О. М. Мороз, М. М. Черемісін, О. А. Савченко, Попадченко С. А., С.В. Дюбко // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2017. – №3. – С. 82-86.

19. Савченко О. А. Тактика поведінки персоналу електричних мереж в умовах утворення ожеледі на ПЛ / О. А. Савченко, С. М. Дудніков // Праці Таврійського державного агротехнологічного університету. – 2013. – Вип. 13. – Т.5. – С. 58–61.

20. Груба Г. И. Мониторинг параметров гололедной ситуации в электрических сетях ПАО "Крымэнерго" / Г. И. Груба, О. В. Пархоменко, В. В. Булага, В. И. Хоменко, А. В. Гриценко, Н. М. Черемисин, А. А. Савченко // Энергетика и электрификация. – 2012. – № 2. – С. 31–35

21. Титов Н. Н. Формирование ведомственной системы сбора метеоданных в условиях эффективного оптового рынка электроэнергии / Н. Н. Титов, М. С. Доценко, С. И. Доценко и др. // Праці інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку. – К.: 2009. с. 41-48.

22. Савченко О. А. Тактика поведінки персоналу електричних мереж в умовах утворення ожеледі на ПЛ / О. А. Савченко, С. М. Дудніков // Праці Таврійського державного агротехнологічного університету. – 2013. – Вип. 13. – Т.5. – С. 58-61.

23. Черемісін М. М. Ефективність моніторингу повітряних ліній електропередавання в ожеледних районах / М. М. Черемісін, С. В. Попов, О. А. Савченко, К. О. Шкуро, О. В. Пархоменко // Наукові праці Донецького

національного технічного університету, № 2 (15) 2013. – Донецьк: ДНТУ, 2013. – С. 261-264.

24. Савченко О. А. Перспективні шляхи вдосконалення автоматизованих систем контролю утворення ожеледі на ПЛ / О. А. Савченко, С. В. Дюбко // Вісник ХНТУСГ ім. Петра Василенка Випуск 175 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». – Харків: ХНТУСГ, 2016. – С.20 - 22.

25. Методические указания по плавке гололеда переменным током. Ч.1.: МУ 34-70-027-82 . – М.: СПО Союзтехэнерго, 1983. – 114 с.

26. Haykin S. Neural Networks. A Comprehensive Foundation / S. Haykin. – Upper Saddle River: Prentice Hall,1999. – 842 p.

27. Кононюк А. Ю. Нейроні мережі і генетичні алгоритми / А. Ю. Кононюк. - К.:«Корнійчук», 2008. – 446 с. - ISBN 978-966-7599-50.

28. Уоссермен Ф. Нейрокомпьютерная техника: Теория и практика / Ф. Уоссермен – М.: Мир, 1992.

29. National Centers for Environmental Information [Electronic resource] // National oceanic and atmospheric administration. – Mode of access: <https://www.ncdc.noaa.gov>. – Title from the screen.

30. Черемісін М. М. Ефективність моніторингу повітряних ліній електропередавання в ожеледних районах / М. М. Черемісін, С. В. Попов, О. А. Савченко, К. О. Шкуро, О. В. Пархоменко // Наукові праці Донецького національного технічного університету. – 2013. – № 2(15). – С. 261–264.

31. Smart Power Grids – Talking about a Revolution. [Online]. Available:[https://www.ieee.org/about/technologies/emerging/emer ging\\_tech\\_smart\\_grids.pdf](https://www.ieee.org/about/technologies/emerging/emer ging_tech_smart_grids.pdf)

32. Савченко О. А. Перспективні шляхи вдосконалення автоматизованих систем контролю утворення ожеледі на ПЛ / О. А. Савченко, С. В. Дюбко // Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. – Харків: ХНТУСГ ім. П. Василенка, 2016. – вип. 175. – С.20-22.

33. A. Peabody, “Evolution of Real-time Monitoring and its Future Benefits,” in Proc. 13th Int. Workshop on Atmospheric Icing on Structures, 2009, pp. 156–161.
34. “Guide for application of direct real-time monitoring systems.” 2012. CIGRE Tech. Brochure No. 498. Stud. Committee B2.
35. Білаш І. П. Задачі моніторингу повітряних ліній електропередавання в ожеледних районах / І. П. Білаш, О. А. Савченко, О. В. Пархоменко // Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. – Харків: ХНТУСГ ім. П. Василенка, 2011. – вип. 117. – С.13-15
36. A. Abiri-Jahromi, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Parvania, and M. Mosleh, “Optimized Sectionalizing Switch Placement Strategy in Distribution Systems,” IEEE Trans. on Power Del., vol. 27, no. 1, pp. 362-370, Jan. 2012.
37. Single-Phase Step Voltage Regulators. [Online]. Available: <http://www.howard-nd.com/HowardTransformers/VoltageRegulatorsDetail.asp>
38. Pole Mounted High Voltage Reactive Power Compensation Device. [Online]. Available: [http://www.hycapacitor.cn/en/show\\_cp.asp?id=48](http://www.hycapacitor.cn/en/show_cp.asp?id=48)
39. F. Kreikebaum, D. Das, Y. Yang, F. Lambert, and D. Divan, “Smart Wires – a distributed, low-cost solution for controlling power flows and monitoring transmission lines,” in 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technol. Conf. Europe (ISGT Europe), Gothenburg, 2010, pp. 1-8.
40. Guardian™ Product Family. [Online]. Available: <http://www.smartwires.com/guardian/>
41. E. Padilla, Substation automation systems: design and implementation. 1st ed., Chichester: Wiley, 2016
42. P. Couture, “Smart Power Line and photonic de-icer concepts for transmission-line capacity and reliability improvement,” Cold Regions Science and Technology, vol. 65, no. 1, pp. 13-22, 2011.
43. IEC/TR 61850-1 Ed. 2.0 b:2013 Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview, IEC Std. 2013.

44. Natural Gas Pipeline SCADA. [Online]. Available: <https://www.novatechweb.com/process-control/natural-gas-pipeline-monitoring/>
45. SCADA<sup>TM</sup> Advantage for the oil and gas industry. [Online]. Available: [https://library.e.abb.com/public/5ae89e3dfb19fb3cc1257b2f00529da9/SCADA\\_brochure\\_low.pdf](https://library.e.abb.com/public/5ae89e3dfb19fb3cc1257b2f00529da9/SCADA_brochure_low.pdf)
46. Smart Grid Roadmap for the State of New York. [Online]. Available: [https://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/NYSSGC\\_Attachment.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/NYSSGC_Attachment.pdf)
47. M. D. Mesarovic, D. Mako, and Y. Takahara, Theory of Hierarchical Multi-level Systems. New York, NY, USA: Academic Press, 1970.
48. OZ Optics Ltd., Ottawa, Canada, “Fiber Optic Distributed Strain and Temperature Sensors (DSTS),” [Online]. Available: [http://www.ozoptics.com/ALLNEW\\_PDF/DTS0115.pdf](http://www.ozoptics.com/ALLNEW_PDF/DTS0115.pdf)
49. M. Farzaneh, C. Volat, and A. Leblond, “Anti-icing and De-icing Techniques for Overhead Lines,” in Atmospheric Icing of Power Networks, M. Farzaneh, Ed., Berlin: Springer, 2008, pp. 229–268.
50. Y. Svergun and O. Savchenko, “The device for preventing of the ice deposition on 0.38 kV overhead lines,” in Problems of power supply and energy efficiency in agricultural sector of Ukraine. Kharkiv: KhNTUA, 2009, vol. 86, pp. 47–48.
51. “Future Inspection of Overhead Transmission Lines,” EPRI, Palo Alto, CA, USA, Tech. Rep. 1016921, 2008.
52. DiLin – Monitoring and Diagnostic System for Overhead Power Lines. [Online]. Available: [https://dimrus.com/dilin\\_e.html](https://dimrus.com/dilin_e.html)
53. “Evaluation of Instrumentation and Dynamic Thermal Ratings for Overhead Lines,” EPRI, Palo Alto, CA, USA, Interim Report, Aug. 2011
54. CAT-1<sup>TM</sup> Dynamic Line Rating System. [Online]. Available: <http://www.usi-power.com/cat-1-dynamic-line-rating-system/>
55. X. Zhou et al., “An overview on distribution automation system,” in 2016 Chinese Control and Decision Conf. (CCDC), Yinchuan, 2016, pp. 3667–3671.

56. Industrial<sup>IT</sup> for Power Generation. Power Plant Automation. [Online]. Available: <http://www.ssapower.com/wp-content/uploads/2015/04/ABB-Power-Plant-Automation.pdf>
57. ASTROSE. Autonomous sensor network for condition monitoring of power lines. [Online]. Available: [http://www.enas.fraus.de/documents/Downloads/datenblaetter/ASTROSE\\_EN\\_highres\\_web.pdf](http://www.enas.fraus.de/documents/Downloads/datenblaetter/ASTROSE_EN_highres_web.pdf)
58. Y. Yang, D. Divan, R. G. Harley, and T. G. Habetler, "Design and implementation of power line sensor network for overhead transmission lines," in 2009 IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, 2009, pp. 1-8.
59. ISCM – Overhead Line Monitoring. [Online]. Available: [http://www.energy.siemens.com/nl/pool/hq/automation/eneas/Overhead\\_Line\\_Monitoring\\_Brochure\\_EN.pdf](http://www.energy.siemens.com/nl/pool/hq/automation/eneas/Overhead_Line_Monitoring_Brochure_EN.pdf)
60. Siemens Distribution Feeder Automation. [Online]. Available: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/distribution-grid/products/distribution-automation-systems/pages/distribution-feeder-automation-systems.aspx>
61. Multilin Intelligent Line Monitoring System. [Online]. Available: [http://www.gegridsolutions.com/products/brochures/Multilin\\_ILMS\\_GEA12689D.pdf](http://www.gegridsolutions.com/products/brochures/Multilin_ILMS_GEA12689D.pdf)
62. Real Time Transmission Line Conductor Monitor. [Online]. Available: <http://lindsey-usa.com/wp-content/uploads/2015/10/11F-001-TLM-3-2016.pdf>
63. P. Lehky and J. Sabata, "Automated icing monitoring system," in Proc. 10<sup>th</sup> Int. Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS 2002), Brno, Czech Republic, Jun. 2002.
64. S. M. Fikke, J. E. Kristjarnsson, and B. E. Kringlebotn Nygaard, "Modern meteorology and atmospheric icing," in Atmospheric Icing of Power Networks, M. Farzaneh, Ed., Berlin: Springer, 2008, pp. 1–30.
65. P. Bonelli, M. Lacavalla, P. Marcacci, G. Mariani, and G. Stella, "Wet snow hazard for power lines: a forecast and alert system applied in Italy," *Natural Hazards and Earth System Science*, vol. 11, no. 9, pp. 2419–2431, Sep. 2011.

66. Ice Vision System. [Online]. Available: <https://hvdc.ca/uploads/ck/files/IceVisionSystem20120516.pdf>
67. Z. Lin and Z. Xu, "A meteorological risk assessment method for power lines based on GIS and multi-sensor integration," *ISPRS Ann. of Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Inform. Sci.*, vol. III-8, pp. 19–26, Jun. 2016.
68. K.J.Zhu, B.Liu, H.J.Niu, and J.H. Li, "Statistical Analysis and Research on Galloping Characteristics and Damage for Iced Conductors of Transmission Lines in China," in *Proc. 2010 Int. Conf. Power System Technol.*, Hangzhou, China, 24–28 October 2010, pp. 1–5.
69. Z. Yang, N. Zivlak, M. Xu, and M. Ljubicic, "Study on overhead transmission line on-line monitoring technology," *Thermal Science*, vol. 20, no. suppl. 2, pp. 383–391, 2016.
70. M. D. Reed, C. E. Landry, and K. C. Werther, "The application of air and ground based laser mapping systems to transmission line corridor surveys," in *1996 IEEE Position Location and Navigation Symp.*, Atlanta, GA, 1996, pp. 444–451.
71. J. Jiang, L. Zhao, J. Wang, Y. Liu, M. Tang, and Z. Ji, "The electrified insulator parameter measurement for flashover based on photogrammetric method," in *Proc. SPIE Multispectral Image Acquisition, Process., and Anal. (MIPPR 2011)*, vol. 8002, Nov. 2011.
72. J. Ahmad, A. Malik, M. Abdullah, N. Kamel, and L. Xia, "A novel method for vegetation encroachment monitoring of transmission lines using a single 2D camera," *Pattern Anal. Appl.*, vol. 18, no. 2, pp. 419–440, 2014.
73. Planning for comprehensive capital repairs of overhead power lines (in Russian). [Online]. Available: <http://alphatech.ru/content.jsp?topic=209>
74. C. J. Kikkert, "MV to LV transformer PLC bypass coupling networks for a low cost Smart Grid rollout," in *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technol.*, Perth, WA, 2011, pp. 1–6.



75. N. Uribe-Pérez, L. Hernández, D. de la Vega, and I. Angulo, “State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids,” *Appl. Sci.*, vol. 6, no. 3, p. 68, Feb. 2016.

76. R. Sevlia and R. Rajagopal, “Actively Calibrated Line Mountable Capacitive Voltage Transducer For Power Systems Applications,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol.PP, no.99, pp.1-1, (IEEE Early Access Articles) DOI:10.1109/TSG.2016.2643636

77. Spectrum Power™ HIS Historical Information System. [Online]. Available: [http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/ems-applications-components/ems-applications-components-tab/Documents/HIS\\_01-20-2010.pdf](http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/ems-applications-components/ems-applications-components-tab/Documents/HIS_01-20-2010.pdf)

78. Quickly reduce electricity losses and theft. [Online]. Available: <https://static1.squarespace.com/static/555f7771e4b097314db865be/t/564e336ae4b06113e810693a/1447965546989/Awesense-Brochure-web.pdf>

79. Distribution Management System (DMS) Components. [Online]. Available: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/distribution-grid/products/distribution-management-system-components/Pages/dms-components.aspx>

80. IEC 61850-7-420:2009 Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-420: Basic communication structure - Distributed energy resources logical nodes, IEC Std. 2009.

81. IEC TR 61850-7-510:2012 Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-510: Basic communication structure - Hydroelectric power plants - Modelling concepts and guidelines, IEC Std. 2012.

82. Draft IEC TR 61850-90-6 (57/1615/DC): Communication networks and systems for power utility automation Part 90-6: Use of IEC 61850 for Distribution Automation Systems

83. Feeder Operations in the Blink of an Eye. [Online]. Available: <http://www.tdworld.com/ami/feeder-operations-blink-eye>

84. IEC TR 61850-90-3:2016 Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-3: Using IEC 61850 for condition monitoring diagnosis and analysis, IEC Std. 2016.

### До розділу 3:

1. Правила улаштування електроустановок – Х.: «Форт», 2017. – 760 с.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів – Х.: «Індустрія». 2012. – 320 с.
3. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. НПАОП 40.1-1.21-98. Х.: «Форт», 2008. – 200 с.
4. Цивільний кодекс: закон України від 16 січня 2003 р. – К., Атіка, 2003, 416 с.
5. Пазій В. Г. Обґрунтування вибору оптимальної кількості та місць встановлення показників місць коротких замикань в ПЛ 10 кВ на базі PLC технологій / Пазій В. Г., Сиротенко М. О., Мірошник О. О. // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» – Харків: ХНТУСГ, 2016. – Вип. 175. – С. 27–29.
6. Мірошник О. О. Моніторинг навколишнього середовища на основі системи відомчих автоматизованих метеопостів в енергетиці України / О. О. Мірошник, М. М. Черемісін // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» – Харків: ХНТУСГ, 2005. – Вип. 37, Т. I. – С. 3–7.
7. Пазій В. Г. Підвищення ефективності пристроїв контролю адресності місць коротких замикань в електричних розподільних мережах 6-10 кВ на базі PLC технологій. Вісник ХНТУСГ. Вип. 153. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». – Харків: ХНТУСГ, 2014. – С. 29–31.
8. Пазій В.Г. Підвищення ефективності експлуатації електричних ліній 6-35 кВ за рахунок моніторингу аварійних ситуацій / Пазій В.Г., Черемісін М.М., Мірошник О.О. // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми

енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» – Харків : ХНТУСГ, 2018.

9. Пазій В.Г. Аналіз проблем діагностики технічного стану та моніторингу режимів розподільних електричних мереж / Пазій В.Г., Мірошник О.О., Нестеров М.Н. // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» – Харків : ХНТУСГ, 2017.

10. Крючков І. П., Неклепаев Б. Н., Старшинов В. А. та ін Розрахунок коротких замикань і вибір електрообладнання: навч. посібник для студ. Вища. учеб. закладів. - М.: Видавничий центр «Академія», 2006. - 416 с.

11. Перехідні процеси в системах електропостачання : підручник для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен ; ДВНЗ "Нац. гірн. ун-т". - 5-те вид., доопрац. та допов. - електрон. текст. дан. - Дніпро : НГУ, 2016. - 600 с.

12. Силовые кабели и кабельные системы 6 - 220 кВ [електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://estralin.com/files/catalogues/Kabel.pdf>.

13. DlgSILENT. Power System Solutions. [електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.digsilent.de/en/>

14. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Затв. Наказ Міністерства палива та енергетики 25.07.2006 №258.

15. RTSOFT. Повний перелік функцій програмного комплексу PowerFactory. [електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.rtssoft.ru/project-cards/sgt/PowerFactory/functions/>

16. Правила улаштування електроустановок. – К.: Міненерговугілля України, 2017.

17. ГКД 34.20.172-95. Типова інструкція з компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6 - 35 кВ. – К.: НДІ Енергетики, 1998.

**До розділу 4:**

1. Трунова І. М. Якість з електропостачання споживачів: монографія / І. М. Трунова, О. О. Мірошник – Харків: ФОП Панов А. М., 2018. - 179 с.
2. Трунова І. М. Якість електропостачання: навчальний посібник / І. М. Трунова, О. О. Мірошник, В. Г. Пазій – Харків: ФОП Панов А. М., 2019. - 204 с.
3. P. Komada. The incentive scheme for maintaining or improving power supply quality | [System zachęt do utrzymania lub poprawy jakości Zasilania] / Komada, P., Trunova, I., Miroshnyk, O., Savchenko, O., Shchur, T.// PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY - №5, 2019, 79-82 pp.
4. I. Trunova, O. Miroshnyk, O. Savchenko, O. Moroz. The perfection of motivational model for improvement of power supply quality with using the one-way analysis of variance . ISSN 2071-2227, Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, 2019, № 6, 163-168 pp.
5. I. Trunova. Securing allowable voltage losses and standard voltage characteristics / I. Trunova // Power Engineering and computer integrated technologies in AIC. - 2017. – # 1 (6). - P. 40-42.
6. Мірошник А. А. Совершенствование метода расчета вероятностной несимметрии токов и напряжений на основе графиков загрузки сельскохозяйственных и коммунально-бытовых потребителей / А. А. Мірошник, Я. Мысловски // Engineering technology, Monograph – Poznan, 2018. – С. 169-183.
7. Мірошник О. О. Оцінка імовірнісної несиметрії струмів і напруг на основі графіків навантаження комунально-побутових споживачів / О. О. Мірошник // Науковий вісник НУБіП України. Серія: Техніка та енергетика АПК. – Київ: НУБіП. – № 261 (2017), – С. 8–18.
8. Miroshnyk, O., Kovalyshyn, S., Tomporowski, A., Kruszelnicka, W., Bałdowska-Witos, P. Research of probability characteristics of current and voltage unbalance based on using graphs of load for the duration at the substation Journal of Physics: Conference Series, Volume 1426, Issue 1, 012036, 2020.
9. Iryna Trunova, Oleksandr Miroshnyk, Oleksandr Moroz, Volodymyr Pazyi,

Anatolii Sereda, Serhii Dudnikov. The analysis of use of typical load schedules when the design or analysis of power supply systems//2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 5-10 Oct. 2020, Kharkiv, Ukraine, Ukraine, Publisher: IEEE - Page(s): 61 – 64.

10. Miroshnyk, O., Kovalyshyn, S., Bałdowska-Witos, P., Kruszelnicka, W., Tomporowski, A. Researching and modelling of unbalanced regimes in systems of household electric power consumers. Journal of Physics: Conference Series, Volume 1426, Issue 1, 012035, 2020.

11. Oleksandr Miroshnyk, Oleksandr Moroz, Oleksandr Savchenko, Iryna Trunova, Svitlana Popadchenko, Volodymyr Pazyu. Decrease of non-symmetry of currents and voltage in 0.38 / 0.22 kV networks by networking method//2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 5-10 Oct. 2020, Kharkiv, Ukraine, Ukraine, Publisher: IEEE - Page(s): 53 - 56.

12. Мирошник А. А. Нейросетевое прогнозирование параметров качества электрической энергии / А. А. Мирошник // Вісник аграрної науки Причорномор'я – Миколаїв: МНАУ, 2017. – Вип. 2(94). – С. 180–198.

13. Miroshnyk O. Neural network prediction parameters quality of electrical energy / O. Miroshnyk, T. Shchur // ТЕКА commission of motorization and energetics in agriculture. – Vol.17, №2, 2017. – С. 61–68.

14. Miroshnyk O. Reducing the dissymmetry of load currents in electrical networks 0,4/0,23 kV using artificial neural network / Oleksandr Miroshnyk, Zbigniew Łukasik, Andrzej Szafraniec, Petro Lezhniuk, Stepan Kovalyshyn, Taras Shchur // PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY. - №11, 2019, 245-249 pp.

15. Miroshnyk O. Integral Fuzzy Power Quality Assessment for Decision Support System at Management of Power Network with Distributed Generation / S. Tymchuk, O. Miroshnyk, S. Shendryk, V. Shendryk // Communications in Computer and Information Science, Volume 920, 2018, 88-97 pp.

16. Солнечная батарея Risen RSM60-6-310M. Режим доступа до ресурсу: [file:///C:/Temp/Datasheet\\_RSM72-6-295M-315M.pdf](file:///C:/Temp/Datasheet_RSM72-6-295M-315M.pdf).

17. Three Phase Inverter. Режимдоступудоресурсу: <https://cutt.ly/tOU0xpi>.

18. Monitoring Platform. Режим доступу до ресурсу: <https://cutt.ly/HOU0RLN>.

19. Експериментальні дослідження факторів впливу на генерацію сонячної електростанції. Мороз О. М., Мірошник О. О., Павлов А. О., Савченко О. А., Тоберт М. Ю. Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетика надійність та енергоефективність, № 2(3) 2021. С. 114-123. – Режим доступу до ресурсу: <http://erec.khpi.edu.ua/article/view/247805>.

**ДОДАТОК А****Акти впровадження у навчальний процес**

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

ПОГОДЖЕНО  
Проректор з наукової роботи  
Державного біотехнологічного  
університету



Valeriy MIKHAYLOV

(підпис)

« 1 » грудня 2022 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Проректор з науково-педагогічної роботи  
Державного біотехнологічного  
університету



Максим СЕРІК

(підпис)

« 1 » грудня 2022 р.

**АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ  
результатів науково-дослідних, дослідно-конструкторських і  
технологічних робіт в освітній процес закладів вищої освіти**

Замовник Державний біотехнологічний університет  
(найменування організації)  
в.о. ректора Кудряшов Андрій Ігорович  
(П.І.Б. керівника організації)

Дійсним актом підтверджується, що результати науково-дослідної роботи «Розробка методів та засобів підвищення ефективності управління режимами і транспортом електричної енергії в електричних мережах із застосуванням технології SMART GRID» (номер державної реєстрації № 0118U003310), виконаної кафедрою електропостачання та енергетичного менеджменту в період часу з 02.2018р. по 12.2022р., впроваджено на кафедрі електропостачання та енергетичного менеджменту ДБТУ.

1. Вид впроваджених результатів: «Методика використання Альбому типових графіків електричних навантажень (ГЕН) Міністерства енергетики України з програмним забезпеченням User Graph».
2. Форма впровадження: впровадження в навчальний процес.
3. Новизна результатів науково-дослідних робіт: розширення, доповнення відомих даних.
4. Перелік курсів і дисциплін, у рамках яких викладені результати НДР: «Основи електропостачання», виконання кваліфікаційних робіт здобувачами СВО «Бакалавр».
5. Соціальний і науково-економічний ефект: підвищення якості електроенергії в розподільних електричних мережах.

Зав. кафедрою



(підпис)

О. О. Мірошник

(ініціали, прізвище)

Керівник НДР



(підпис)

О. О. Мірошник

(ініціали, прізвище)

« 1 » грудня 2022 р.

Відповідальний за впровадження



(підпис)

І. М. Трунова

(ініціали, прізвище)

« 1 » грудня 2022 р.



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
**ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

ПОГОДЖЕНО  
 Проректор з наукової роботи  
 Державного біотехнологічного  
 університету



Валерій МИХАЙЛОВ

(підпис)

« 1 » грудня 2022 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ  
 Проректор з науково-педагогічної роботи  
 Державного біотехнологічного  
 університету



Максим СЕРІК

(підпис)

« 1 » грудня 2022 р.

**АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ**  
**результатів науково-дослідних, дослідно-конструкторських і**  
**технологічних робіт в освітній процес закладів вищої освіти**

Замовник Державний біотехнологічний університет  
 (найменування організації)  
 в.о. ректора Кудряшов Андрій Ігорович  
 (П.І.Б. керівника організації)

Дійсним актом підтверджується, що результати науково-дослідної роботи «Розробка методів та засобів підвищення ефективності управління режимами і транспортом електричної енергії в електричних мережах із застосуванням технології SMART GRID» (номер державної реєстрації № 0118U003310), виконаної кафедрою електропостачання та енергетичного менеджменту в період часу з 02.2018р. по 12.2022р., впроваджено на кафедрі електропостачання та енергетичного менеджменту ДБТУ.

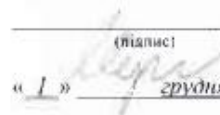
1. Вид впроваджених результатів: «Математична модель та блок-схема розрахунків для дослідження можливості забезпечення стандартних характеристик напруги».
2. Форма впровадження: впровадження в навчальний процес.
3. Новизна результатів науково-дослідних робіт: розширення, доповнення відомих даних.
4. Перелік курсів і дисциплін, у рамках яких викладені результати НДР: «Якість електропостачання».
5. Соціальний і науково-економічний ефект: підвищення якості електроенергії в розподільних електричних мережах.

Зав. кафедрою



О. О. Мірошник  
 (ініціали, прізвище)

Керівник НДР



О. О. Мірошник  
 (ініціали, прізвище)

« 1 » грудня 2022 р.

Відповідальний за впровадження



І. М. Трунова  
 (ініціали, прізвище)

« 1 » грудня 2022 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
**ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

ПОГОДЖЕНО  
 Проректор з наукової роботи  
 Державного біотехнологічного  
 університету



Валерій МИХАЙЛОВ

(підпис)

« 1 » грудня 2022 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з науково-педагогічної роботи  
 Державного біотехнологічного  
 університету



Максим СЕРІК

« 1 » грудня 2022 р.

**АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ**  
**результатів науково-дослідних, дослідно-конструкторських і**  
**технологічних робіт в освітній процес закладів вищої освіти**

Замовник Державний біотехнологічний університет  
 (найменування організації)  
в.о. ректора Кудряшов Андрій Ігорович  
 (П.І.Б. керівника організації)

Дійсним актом підтверджується, що результати науково-дослідної роботи «Розробка методів та засобів підвищення ефективності управління режимами і транспортом електричної енергії в електричних мережах із застосуванням технології SMART GRID» (номер державної реєстрації № 0118U003310), виконаної кафедрою електропостачання та енергетичного менеджменту в період часу з 02.2018р. по 12.2022р., впроваджено на кафедрі електропостачання та енергетичного менеджменту ДБТУ.

1. Вид впроваджених результатів: «Методика прогнозування метеопараметрів ожеледеутворення на проводах ПЛ».
2. Форма впровадження: впровадження в навчальний процес.
3. Новизна результатів науково-дослідних робіт: розширення, доповнення відомих даних, якісно нові методи та технології.
4. Перелік курсів і дисциплін, у рамках яких викладені результати НДР: «Електричні мережі та системи», «Основи електропостачання».
5. Соціальний і науково-економічний ефект: зниження кількості пошкоджень повітряних ліній електропередавання внаслідок дії ожеледі, підвищення надійності електропостачання споживачів.

Зав. кафедрою ЕЕМ



О. О. Мірошник  
 (повн. прізвище)

Керівник ЦДР



О. О. Мірошник  
 (повн. прізвище)

« 1 » грудня 2022 р.

Відповідальний за впровадження



О. А. Савченко  
 (повн. прізвище)

« 1 » грудня 2022 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
**ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

ПОГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи  
 Державного біотехнологічного  
 університету



(підпис)

« 1 » грудня 2022 р.

Валерій МИХАЙЛОВ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з науково-педагогічної роботи  
 Державного біотехнологічного  
 університету



(підпис)

« 1 » грудня 2022 р.

Максим СЕРІК

**АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ**

**результатів науково-дослідних, дослідно-конструкторських і  
 технологічних робіт в освітній процес закладів вищої освіти**

Замовник

**Державний біотехнологічний університет**  
**в.о. ректора Кудряшов Андрій Ігорович**  
 (П.І.Б. керівника організації)

Дійсним актом підтверджується, що результати науково-дослідної роботи «Розробка методів та засобів підвищення ефективності управління режимами і транспортом електричної енергії в електричних мережах із застосуванням технології SMART GRID» (номер державної реєстрації № 0118U003310), виконаної кафедрою електропостачання та енергетичного менеджменту в період часу з 02.2018 р. по 12.2022 р., впроваджено на кафедрі електропостачання та енергетичного менеджменту ДБТУ.

1. Вид впроваджених результатів **«Методики аналізу роботи обладнання СЕС за допомогою платформи моніторингу Solaredge»**
2. Форма впровадження: **Впровадження в навчальний процес**
3. Новизна результатів науково-дослідних робіт: **Розширення, доповнення відомих даних, якісно нові методи**
4. Перелік курсів і дисциплін, у рамках яких викладені результати НДР:  
**1 курс другого «магістерського» РВО,**  
**дисципліна «Проектування об'єктів альтернативної енергетики»**
5. Соціальний і науково-економічний ефект **Збільшення генерації електричної енергії СЕС до 15 % та підвищення надійності електропостачання споживачів.**

Зав. кафедрою ЕЕМ



О. О. Мірошник

Керівник НДР



О. О. Мірошник

1 грудня 2022 р.

Відповідальний за впровадження



О. М. Мороз

1 грудня 2022 р.



## ДОДАТОК Б

## Акт впровадження у виробництво ТОВ «СК-Моноліт»

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ПОГОДЖЕНО  
Проректор з науково-педагогічної роботи  
Державного біотехнологічного  
університету



Максим СЕРІК

2022 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Керівник підприємства

Віталій ЧУМАЧОК

(підпис)

« 04 » грудня 20\_\_ р.



### А К Т ВПРОВАДЖЕННЯ НАУКОВО-ДОСЛІДНОЇ РОБОТИ У ВИРОБНИЦТВО

Замовник Товариство з обмеженою відповідальністю «СК-Моноліт»  
(наймусуванка організації)

Чумачок Віталій Петрович  
(П.І.Б. керівника організації)

Цим актом підтверджується, що результати роботи «Розробка методів та засобів підвищення ефективності управління режимами і транспортом електричної енергії в електричних мережах із застосуванням технології SMART GRID» (номер державної реєстрації № 0118U003310) яку виконано на кафедрі Електропостачання та енергетичного менеджменту вартістю 25000 грн. (двадцять п'ять тисяч гривень), яка виконувалася з 02.2018 р. по 12.2022 р., впроваджені Товариством з обмеженою відповідальністю «СК-Моноліт».

1. Вид впроваджених результатів Методики аналізу роботи обладнання СЕС за допомогою платформи моніторингу Solaredge
2. Характеристика масштабу впровадження: одночне
3. Форма впровадження:  
Методика аналізу роботи обладнання СЕС за допомогою платформи моніторингу Solaredge
4. Новизна результатів науково-дослідних робіт: Розширення, доповнення відомих даних, якісно нові методи
5. Дослідно-промислова перевірка Акт від 12.06.2021 за договором № 04-2021ЕКТ від 1.04.2021 р. ТОВ «СК-Моноліт» з 02.04.2021 р. по 12.06.2021 р.
6. Впроваджені в проектні роботи Сонячна електрична станція м. Мерефа
7. Соціальний і науково-технічний ефект Збільшення генерації електричної енергії СЕС до 15 % та підвищення надійності електропостачання споживачів

## ВІД ВИКОНАВЦЯ

Зав. кафедрою

О.О. Мірошник

(підпис)

Керівник роботи

О.М. Мороз

(підпис)

## ВІД ПІДПРИЄМСТВА

(підпис)

(підпис)

(підпис, прізвище)