

MR-5791

621.316
0-62

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Оптимізація схем приєднання та режимів функціонування
відновлюваних джерел енергії в локальних електричних системах»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

О. Юхтенко Юхтенко О. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

Томашевський Ю. В.
(прізвище та ініціали)

«07» 06 2024 р.

Опонець:

Сіуліє Ю. А.
(прізвище та ініціали)

«10» 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

Д.Т.Н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

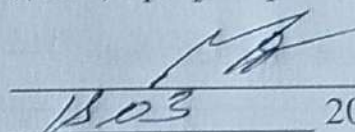
«07» 06 2024 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.



2024 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Юхтенко Олега Володимировича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Оптимізація схем приєднання та режимів функціонування відновлюваних джерел енергії в локальних електричних системах»

керівник роботи к.т.н., доц. каф. ЕСС Томашевський Ю. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

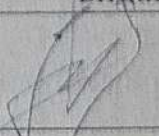
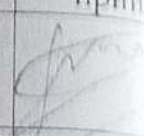
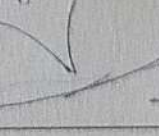
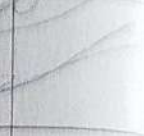
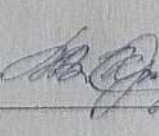
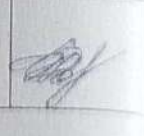
2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. параметри розподільної мережі 10 кВ Ямпільського району.

4. Зміст текстової частини: Актуальність та обґрунтування доцільності розробки; Проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії; аналіз методів виділення втрат потужності від взаємовпливу режимів розподільних електричних мереж та відновлювальних джерел енергії; оптимізація режимів розподільних електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії; Техніко-економічна частина; Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Графіки навантажень підстанції Сл. Підлісівської підстанції 35/10 кВ; Схема електричних з'єднань 31, 33, 35 фідерів Сл. Підлісівської підстанції; Схема Цекинівської СЕС; Техніко-економічні показники

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконаний прий
Спеціальна частина	Керівник роботи Томашевський Ю. В., к.т.н., доц., кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. Д. д.пед.н., проф., професор каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24
2	Проблеми функціонування розподільних електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії	21.01.24	01.03.24
3	Оптимізація місць приєднання розосереджених джерел енергії у розподільних мережах	02.03.24	11.03.24
4	Оптимізація режимів розподільних електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії	12.03.24	22.03.24
5	Розрахунок втрат при впровадженні комплексу заходів та їх аналіз	23.03.24	15.04.24
6	Охорона праці	16.04.24	01.05.24
7	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24
11	Захист МКР	За графіком	

Студент

О. В. Юхтенко

Керівник роботи

Ю. В. Томашевський

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316

Юхтенко О.В.: «Оптимізація схем приєднання та режимів функціонування відновлюваних джерел енергії в локальних електричних системах». Магістерська кваліфікаційна робота - Вінниця: ВНТУ, 2024. – 80 с., Таблиць: 11, Рисуноків : 21, Бібліографія: 37.

В представленій магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії, стан та загальну характеристику проблеми використання РДЕ, проведено стандартизацію функціонування розподілених джерел енергії при їх інтеграції у розподільні мережі на базі концепції Smart Grid, виконано оптимізацію місць приєднання розосереджених джерел енергії у розподільних мережах. Проведено розрахунки з визначення оптимального місця приєднання розосереджених джерел енергії у розподільних електричних мережах.

Ключові слова: розосереджені джерела енергії, розподільча електрична мережа, оптимізація, Smart Grid.

АННОТАЦІЯ

Yukhtenko O.V.: "Optimization of Connection Schemes and Operating Modes of Renewable Energy Sources in Local Electrical Systems". Master's qualification thesis - Vinnytsia: VNTU, 2024. – 80 p., Tables: 11, Figures: 21, Bibliography: 37.

The presented master's qualification work examines the problems of the functioning of distribution electric networks with distributed energy sources, the state and general characteristics of the problem of the use of renewable energy sources, the standardization of the functioning of distributed energy sources during their integration into distribution networks based on the Smart Grid concept, the optimization of the connection points of distributed energy sources in distribution networks. Calculations were carried out to determine the optimal connection point of distributed energy sources in distribution electrical networks.

Keywords: distributed energy sources, distribution electric network, optimization, Smart Grid.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	9
АННОТАЦІЯ.....	10
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ	14
ВСТУП	15
РОЗДІЛ 1 ПРОБЛЕМИ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ.	18
1.1 Проблеми побудови розподільних електричних мереж за технологією Smart Grid	20
1.2 Аналіз та оптимізація інформаційної інфраструктури Smart Grid.....	24
1.3 Вплив нестабільності генерування ВДЕ на режими роботи розподільних електричних мереж	30
1.3.1 Вплив відновлювальних джерел енергії на втрати електроенергії в електричних мережах.....	31
1.3.2 Вплив відновлювальних джерел енергії на якість електроенергії в електричних мережах.....	34
РОЗДІЛ 2 ОПТИМІЗАЦІЯ МІСЦЬ ПРИЄДНАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ.....	39
2.1 Задачі оптимізації режимів роботи розподільних електричних мереж з РДЕ..	39
2.2 Комплексна задача оптимізації місць приєднання розосереджених джерел енергії у розподільних електричних мереж.....	40
2.2.1 Імовірність забезпечення нормативного відхилення напруги для заданого звітного періоду.....	42

2.2.2	Визначення числових характеристик навантаження для обчислення імовірності забезпечення нормативних втрат електроенергії.....	44
2.3	Висновки	46
РОЗДІЛ 3 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ.....		
		48
3.1	Аналіз режимів роботи ЛЕС на прикладі електричних мереж 10 кВ Ямпільського району та Цекинівської сонячної електричної станції	49
3.2	Результати оптимізації добових режимів генерування відновлюваних джерел енергії та споживачів енергії в локальних електричних системах на прикладі Цекинівської сонячної електричної станції.....	54
РОЗДІЛ 4 ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....		
		57
4.1	Вибір остаточного варіанту впровадження електроощадних заходів.....	60
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ		
		66
5.1	Задачі розділу	66
5.2	Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України	67
5.3	Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж.....	68
5.3.1	Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України...	68
5.3.2	Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ.....	70
5.4	Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ	74
5.5	Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи локальних електричних систем в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій..	76
ВИСНОВКИ.....		
		83

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	84
ДОДАТОК А.....	90
ДОДАТОК Б	91

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

АЕС – атомна електрична станція;

ВЕС – вітрова електрична станція;

ГДК – гранично допустима концентрація;

ГЕУ - геліоенергетичні установки;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕС – електрична станція;

ЕМ – електричні мережі;

ЕОМ – електронна обчислювальна машина;

ЛЕП – лінія електропередачі;

МГЕС – мала гідроелектростанція;

НС – навколишнє середовище;

ПС – підстанція;

РДДБ – ринок двосторонніх договорів та балансуючого ринку електроенергії;

ВДЕ – розосереджені джерела електроенергії;

РЕМ – розподільча електрична мережа;

СЕС – сонячна електрична станція;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТП – трансформаторна підстанція.

ВСТУП

Актуальність теми. Завдяки раціональному використанню енергії, відновлювані джерела енергії можуть задовольнити половину світового попиту на енергоресурси до 2050 року. Проте, час для реалізації цього сценарію швидко спливає. Більшість науковців одностайно вважають, що клімат змінюється, і ці зміни викликані переважно антропогенною діяльністю, включаючи використання викопних палив. Якщо не вжити невідкладних заходів, цей процес може призвести до катастрофічних наслідків. Крім того, наукова спільнота накопичила значний обсяг доказів, що свідчать про необхідність дій вже зараз. Цей висновок підтверджено у висновках Міжурядової групи експертів зі зміни клімату (МГЕЗК), організації, до складу якої входить понад 1000 учених.

Окрім глобальної зміни клімату, існують інші виклики. Імпорт енергоресурсів здійснюється з кількох країн, часто з нестабільними політичними режимами. Ціни на нафту і газ нестійкі. Забезпечення надійного енергопостачання стало пріоритетом міжнародної політики. Але, незважаючи на загальне усвідомлення необхідності змін у виробництві і споживанні енергії, у світі досі не сформована єдина думка щодо шляхів досягнення цієї мети.

В останні роки використання енергії відновлюваних джерел набуває все більшої актуальності як альтернатива традиційним енергоресурсам. Це має ряд незаперечних переваг, таких як невичерпність і екологічна чистота. Крім того, використання відновлюваних джерел необхідне для забезпечення енергетичної безпеки країн, зменшення обсягів шкідливих викидів та збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь. У результаті сектор відновлюваної енергетики стрімко розвивається і стає повноцінною конкурентною галуззю енергетики. В енергобалансі розвинених країн світу спостерігається зростання

частки використання таких джерел енергії.

З огляду на особливості режимного характеру відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) як об'єктів керування, стає зрозуміло, що для досягнення оптимальних режимів їх роботи відповідно до змін зовнішніх впливів необхідно визначати та своєчасно реалізовувати керувальні впливи за допомогою автоматизованих систем керування (АСК), з поступовим зростанням рівня автоматизації. Оптимальні параметри окремих ВДЕ можуть бути визначені за допомогою різних методів оптимізації, але найбільш адекватними є методи та підходи, що базуються на фізичних процесах перетворення енергії у ВДЕ, а також на передачі та розподілі електроенергії в електричних енергосистемах. Тому проблема оптимізації режимів електричних мереж з використанням ВДЕ залишається актуальною сьогодні.

Мета і задачі дослідження. Метою цього магістерського дослідження є оптимізація схем приєднання та режимів функціонування відновлюваних джерел енергії в локальних електричних системах шляхом використання автоматичних засобів керування.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання**:

1. Дослідження задач, пов'язаних з підвищенням ефективності роботи відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) і визначення умов оптимальності для їх режимів роботи. Це включає аналіз різних факторів, що впливають на роботу ВДЕ, таких як зовнішні впливи, коливання навантаження, зберігання енергії та інші, з метою забезпечення максимальної ефективності та стійкості їх роботи.

2. Аналіз особливостей використання ВДЕ в електричних системах. Це включає вивчення ролі та впливу ВДЕ на роботу електричних систем, враховуючи їхню неперервність, незалежність від традиційних джерел енергії та можливість включення у сітку.

3. Перевірка доцільності використання методів розрахунку втрат потужності в розподільчих електричних мережах з використанням ВДЕ. Це

включає оцінку ефективності розрахункових методів для визначення втрат потужності в електричних мережах з урахуванням впливу ВДЕ, з метою визначення оптимальних підходів до зменшення цих втрат.

Ці дослідження та аналізи допоможуть встановити оптимальні умови для роботи ВДЕ та покращення ефективності використання відновлювальних джерел енергії в електричних системах.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є режими роботи розподільних електричних мереж з ВДЕ, а **предметом дослідження** – методи та засоби підвищення ефективності функціонування розподільних електричних мереж.

РОЗДІЛ 1

ПРОБЛЕМИ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Використання відновлюваних джерел енергії у електричних мережах стає дедалі популярнішим завдяки їх екологічній безпеці та зниженню залежності від традиційних викопних палив. ВДЕ, такі як сонячна, вітрова, гідроенергія та біомаса, забезпечують зменшення викидів парникових газів, що сприяє боротьбі зі змінами клімату та зниженню екологічного навантаження на планету. Крім того, вони допомагають знизити залежність від обмежених ресурсів викопних палив, що сприяє енергетичній безпеці та стабільності. Однак інтеграція ВДЕ в електричні мережі супроводжується низкою проблем, пов'язаних з оптимізацією режимів роботи мережі. Через непередбачуваність і змінність генерації енергії від ВДЕ виникають труднощі в балансуванні попиту та пропозиції, що може призводити до нестабільності мережі. Крім того, існуючі мережі часто не пристосовані для інтеграції великих обсягів децентралізованих джерел енергії, що вимагає значних інвестицій у модернізацію інфраструктури та розробку нових технологічних рішень. Важливим аспектом є також необхідність впровадження ефективних систем зберігання енергії та інтелектуальних систем керування для забезпечення надійної та стабільної роботи мережі в умовах змінного навантаження та генерації.

Основними проблемами оптимізації режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії є:

- Нестабільність генерування енергії
- Балансування попиту та пропозиції
- Інтеграція накопичувачів енергії
- Технічні обмеження мережі

Оптимізація режимів роботи електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії є складним і багатогранним завданням, яке вимагає комплексного підходу. Використання сучасних технологій, розробка нових алгоритмів та впровадження розумних систем управління дозволить забезпечити стабільність та ефективність роботи електричних мереж в умовах зростаючої частки ВДЕ. Таким чином для оптимізації режимів роботи електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії використовують такі методи та підходи:

1. Розумні мережі (Smart Grid) – впровадження інтелектуальних систем управління, які можуть автоматично адаптувати режими роботи мережі в режимі реального часу, враховуючи зміну умов генерування та споживання.

2. Прогнозування генерації та споживання – використання сучасних алгоритмів машинного навчання та штучного інтелекту для точного прогнозування виробництва енергії від ВДЕ та споживання електроенергії.

3. Оптимізація розміщення систем накопичення електроенергії (СНЕ) – розробка моделей та алгоритмів для визначення оптимальних місць розташування накопичувачів енергії, що дозволить мінімізувати втрати та забезпечити стабільність мережі.

4. Гібридні системи енергопостачання – використання комбінованих систем, які об'єднують ВДЕ з традиційними джерелами енергії та СНЕ, що дозволяє підвищити гнучкість та надійність енергопостачання.

Деякі з цих підходів та проблеми їх реалізації розглянемо нижче.

1.1 Проблеми побудови розподільних електричних мереж за технологією Smart Grid

Сьогодні у розвинених країнах поширений енергетичний перехід, який передбачає створення електроенергетичних систем орієнтованих на споживача [1–3, 6]. Ця трансформація охоплює перехід від старих енергетичних моделей до нових, які використовують значні обсяги розподіленої електрогенерації (РГ), включаючи відновлювані джерела енергії (ВДЕ) та системи накопичення електроенергії. Ринки стають більш децентралізованими, інфраструктура стає інтелектуальною, а споживачі активно взаємодіють та використовують просюмерські моделі споживання.

Діюча енергетична парадигма, яка склалася в кінці ХХ століття, характеризується наступними особливостями: переважання виробництва електроенергії на основі вуглеводневого палива; домінування великих вертикально інтегрованих енергетичних компаній; централізовані електричні мережі; односпрямованість потоків електроенергії від генератора до споживача; синхронність виробництва та споживання електроенергії; широке використання органічного палива в промисловості та транспорті.

Нова енергетична парадигма, яка зараз формується, включає такі основні характеристики: використання "чистої енергії" з відновлюваних джерел енергії; значний ріст децентралізації виробництва енергії; збільшену роль електроенергії в структурі використання енергоресурсів; розвиток децентралізованих ринків та приватних інвестицій; використання інтелектуальних технологій у "розумних" мережах; залучення споживачів у регулювання споживання; розвиток технологій зберігання енергії; підвищення ефективності використання енергії; розширення електрифікації в промисловості та транспорті. Ці зміни зумовлені досягненнями в інших галузях, таких як інформаційні технології, силова електроніка та сучасні методи управління великими системами [2, 5, 8, 9, 13, 15].

Необхідно відзначити інтенсивність просування у процесі переходу до цифрової, а фактично – до інтелектуальної електроенергетики, яке відбувається за активної підтримки держав в Європі, США, Японії та Кореї. Наприклад, в європейських ринках електроенергії впроваджуються нові правила, спрямовані на сприяння більшому використанню відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), збільшенню конкуренції, підвищенню гнучкості систем енергозабезпечення, підключенню споживачів і привабленню нових інвестицій [1, 5–8, 21, 24]. Регулятивний акт Європейського Союзу з електроенергетики, який встановлює модель ринку електроенергії (Electricity Market Design, EMD), був ухвалений у травні 2019 року. Ця ініціатива спрямована на досягнення до 2050 року рівня вуглецевої нейтральності в Європі через перехід до ВДЕ та підвищення рівня електрифікації. У зв'язку зі значними змінами у виробництві електроенергії, що працює в новому режимі, який можна охарактеризувати як режим компенсації похибки прогнозування [21, 24], стає зрозумілим, що для забезпечення стабільності енергосистем потрібні гнучкі потужності. З досвіду найбільш розвинених систем енергозабезпечення виділяють чотири типи джерел гнучкості [1, 6, 8, 21, 24]: генерація (гідроелектростанції та маневрені теплові електростанції), мережеві рішення (перетоки електроенергії між країнами та сучасні системи розумних мереж), гнучкість попиту (коли споживачі регулюють своє споживання) та технології зберігання енергії (гідроакumuлюючі електростанції, акумулятори). Комбінування різних джерел гнучкості може призвести до найкращого результату.

Нові джерела енергії та необхідність покращення контролю за станом енергетичних мереж вимагають створення споживачоорієнтованих енергетичних мереж, які базуються на цифровізації [7–10]. Енергетичні компанії стикаються із серйозними змінами у своїй роботі через швидкий ріст розподілених джерел енергії (Distributed Energy Resources, DER), таких як сонячні панелі, накопичувачі енергії, електромобілі і підключені до мережі

домашні пристрої [1, 10–16]. Однією з причин є також застаріле електричне обладнання інфраструктури енергетичних мереж.

Цифровізація є важливою складовою "Індустрії 4.0" і частиною цифрової економіки, включаючи цифрову енергетику [7–10]. У контексті цифрової енергетики цифровізація не обмежується лише автоматизацією та обробкою великої кількості даних. Вона передбачає комплексне управління роботою електроенергетичних систем з векторною оптимізацією технологічних та бізнес-процесів для досягнення мети створення оптимальної електроенергетики та реалізації нових технологій економічної взаємодії в галузі. Це також передбачає інтеграцію бізнес-додатків і технологічних інформаційно-комунікаційних систем для:

- 1) Забезпечення надійності мереж та підвищення якості обслуговування споживачів.

- 2) Оптимізації інвестицій в розвиток електричних мереж та збільшення віддачі від інвестиційних проектів завдяки плануванню перспективного розвитку мережі.

- 3) Формуванні оперативних звітів у будь-якому контексті на основі даних як бізнес-додатків, так і технологічних інформаційних систем, зокрема оцінки ефективності інвестицій у нове обладнання та капітальне будівництво, включаючи порівняння витрат (дані з бізнес-додатків) та кількісних показників, таких як CAIDI, SAIDI, CAIFI, SAIFI тощо.

Загалом, побудова смарт-мереж (Smart Grid) стає складним завданням, яке починається з детального визначення вимог до системи, встановлення цілей та рівнів функціонування, а також опису концепцій та використовуваного обладнання. При цьому розвиток енергетики повинен враховувати наступні фактори [1, 3–7, 10, 13, 14]:

- "Інтернет енергії" (Internet of Energy, IoE) відображає нові конфігурації енергосистем, де підключення до мережі може бути так само простим і

швидким, як підключення до Інтернету - за принципом plug & play. Це означає, що можна миттєво змінювати вимоги до надійності, продавати надлишкову електроенергію та забезпечувати доступність енергії в будь-якій точці, аналогічно мобільному Інтернету.

- Розосереджена енергетика пов'язана з цифровізацією в енергетичній галузі і розвивається активно завдяки здешевленню технологій. Це включає в себе розподілену генерацію, керування попитом, енергоефективність, мікромережі, розподілені системи зберігання електроенергії та електромобілі.
- Промисловий Інтернет речей (Industrial Internet of Things - IIoT) - це складна система, яка включає датчики, контролери, засоби передачі даних, аналітичні інструменти інтерпретації інформації та інші компоненти для збору та аналізу даних на промислових об'єктах.
- Цифрова платформа. Для підвищення ефективності цифровізації в енергетичній галузі, важливо використовувати всі інформаційні дані, які генеруються на кожному енергетичному об'єкті. Цифровізація має зробити всі ці дані, які ще не використовуються (до 98% з них), доступними для аналізу. Це дозволить приймати більш якісні та оперативні управлінські рішення. Перший крок в цьому напрямку - створення єдиного протоколу представлення даних у енергетичній системі всіма її учасниками, включаючи горизонтальну та вертикальну інтеграцію потоків інформації, іншими словами, створення єдиної цифрової платформи.
- Ризик-орієнтоване керування є важливим в електроенергетиці. Прогнозування технічного стану обладнання (предикативна аналітика) - це приклад такого підходу, який дозволяє передбачити відхилення в роботі обладнання та запобігти аварійним ситуаціям. Системи прогностики стану енергетичного обладнання перетворюють потік

технологічної інформації на важливу для менеджменту інформацію. Вони можуть виявляти небезпечні тенденції задовго до виникнення аварій або поломок і забезпечувати аналіз ефективності роботи установок.

- Цифрові клієнтські сервіси можуть включати "інтелектуальні" контракти, системи інтерактивного обслуговування та різні тарифні плани на оплату електроенергії. Один із прикладів такого клієнтського сервісу - підключення активних споживачів до балансування енергосистеми, включаючи Demand Response.

1.2 Аналіз та оптимізація інформаційної інфраструктури Smart Grid

Інформаційна інфраструктура Smart Grid - це взаємопов'язана система апаратного, програмного забезпечення та комунікаційних технологій, які дозволяють збирати, аналізувати та обмінюватися даними в середовищі Smart Grid. Ця інфраструктура відіграє вирішальну роль у підтримці передових функцій, таких як реагування на споживання, інтеграцію відновлюваних джерел енергії, розподілене генерування та автоматизацію енергосистеми.

Аналіз та оптимізація інформаційної інфраструктури інтелектуальних мереж є складним і важливим напрямком досліджень, який спрямований на підвищення ефективності, надійності та безпеки сучасних електричних мереж. Огляд літератури в цій галузі передбачає вивчення та узагальнення існуючих наукових праць, статей та інших релевантних джерел, щоб отримати повне розуміння поточного стану знань, виявити прогалини в дослідженнях та запропонувати потенційні рішення для подальшого вивчення.

Робота Smart Grid передбачає використання програмного забезпечення, обладнання та технологій, які допомагають електроенергетичним компаніям виявляти та миттєво виправляти дисбаланс між генеруванням та споживанням з метою покращення якості послуг, підвищення надійності енергопостачання та зниження витрат [12]. Існує кілька способів представлення схеми

функціонування Smart Grid. Група з інтероперабельності Smart Grid (SGIP) та Національний інститут стандартів і технологій (NIST) розробили алгоритм або методологію для організації та/або планування різних взаємозв'язків мережі Smart Grid, описуючи їх сім основних доменів.

Ця схема представлена на рис. 1.1 і відображає проблемні напрями що потребують узгодження характеристик, поведінки, використання, інтерфейсів, вимог і концепцій інтелектуальної мережі Smart Grid [13,14].

Різні області сучасних технологій у такому представленні Smart Grid, охоплюють всю електричну систему, від генерування до різних типів споживачів. Деякі з цих технологій є добре відомими з доведеною ефективністю, але деякі підходи потребують вдосконалення для кінцевого споживача.

Як показано на рис.1.2 ці технології дозволяють здійснювати моніторинг і контроль, забезпечують інтеграцію інформаційно-комунікаційних технологій, розподілене генерування за рахунок об'єднання, а також спрощення управління розподільними мережами. Це дозволяє зобразити такого роду інфраструктуру як систему управління для всіх промислових та побутових споживачів [15].

Ключову роль у розвитку Smart Grid відіграють комунікаційні технології, для управління великою кількістю інформації, яка може надходити з різних джерел, які також необхідно відстежувати та аналізувати, щоб отримати відповідь в режимі реального часу [16].



Рисунок 1.1 – Концептуальна схема функціонування Smart Grid відповідно до NIST

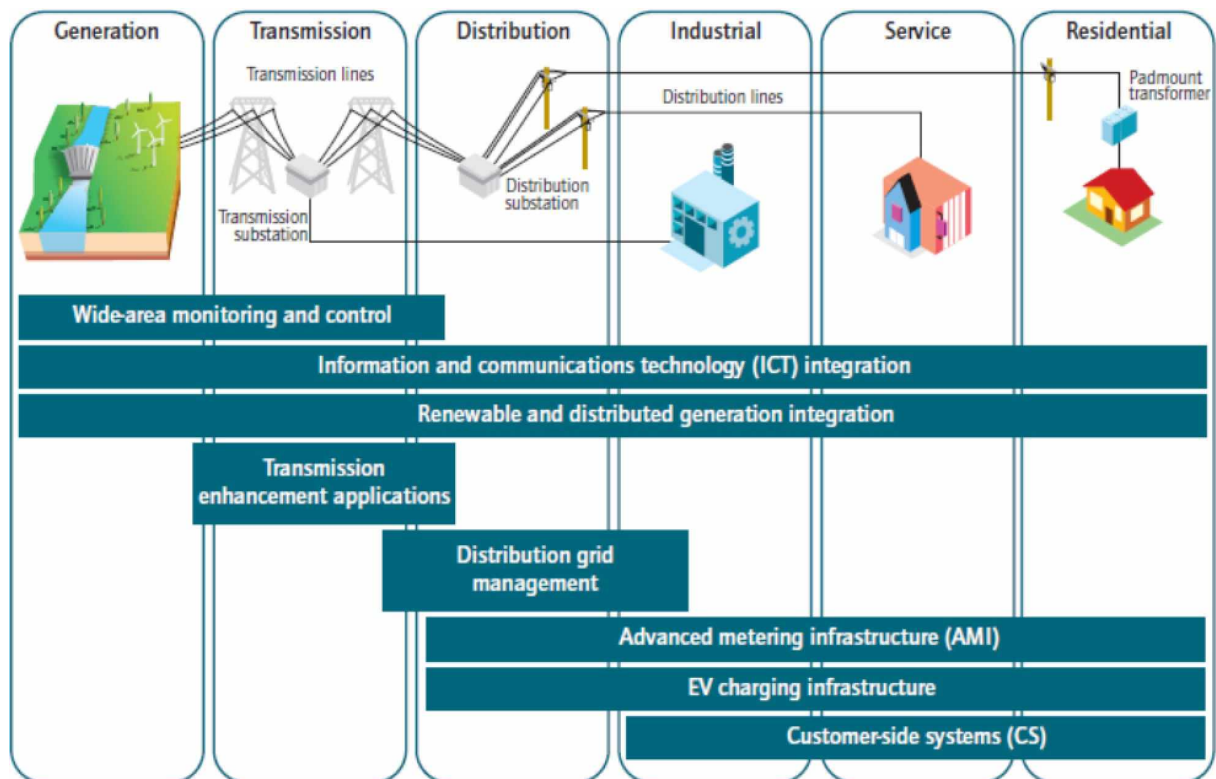


Рисунок 1.2 – Підсистеми технології Smart Grid

Великою проблемою для енергетичних компаній є визначення вимог до зв'язку та вибір найкращої комунікаційної технології для управління даними та реагування на них, забезпечуючи безпечне, недороге та надійне обслуговування всієї системи. Існує декілька комунікаційних технологій, які забезпечують зв'язок між інтелектуальними лічильниками, датчиками та центром управління [17,18].

У контексті аналізу та оптимізації дослідники та експерти прагнуть розробити методи та методології, які підвищують продуктивність та ефективність інформаційної інфраструктури "розумних" електромереж. Це включає вдосконалення управління даними, комунікаційних протоколів, мережових архітектур та процесів прийняття рішень для забезпечення ефективного моніторингу, контролю та оптимізації роботи електромережі.

Огляд літератури в цьому напрямку, як правило, охоплює широкий спектр тем, включаючи

- Архітектуру та компоненти інтелектуальних мереж: Це передбачає розуміння різних компонентів і рівнів інформаційної інфраструктури інтелектуальних мереж, таких як датчики, розширена інфраструктура вимірювання (AMI), комунікаційні мережі, системи управління даними і центри управління.
- Управління даними та аналітика: Аналіз та оптимізація величезних обсягів даних, що генеруються пристроями інтелектуальних мереж, є значним викликом. Література охоплює питання агрегації, зберігання, інтеграції, забезпечення якості даних і передових методів аналізу, таких як машинне навчання, інтелектуальний аналіз даних і алгоритми оптимізації.
- Комунікаційні мережі та протоколи: Розумні мережі покладаються на надійні та безпечні комунікаційні мережі, які забезпечують обмін даними та управління в режимі реального часу. Огляд літератури

про протоколи зв'язку, такі як протоколи вдосконаленої інфраструктури вимірювання (АМІ), бездротові сенсорні мережі та технології зв'язку з широкою зоною досяжності, має важливе значення.

- **Безпека та конфіденційність:** Захист інформаційної інфраструктури інтелектуальних мереж від кіберзагроз і забезпечення конфіденційності конфіденційних даних клієнтів є критично важливими питаннями. Огляд літератури охоплює архітектури безпеки, методи шифрування, виявлення вторгнень і технології, що підвищують конфіденційність.
- **Оптимізація та управління мережею:** Оптимізація роботи інфраструктури інтелектуальних мереж включає в себе різні аспекти, в тому числі прогнозування навантаження, управління реагуванням на споживання, стабільність мережі, виявлення несправностей і загальносистемні алгоритми управління. В огляді літератури будуть розглянуті ці методи та алгоритми оптимізації, запропоновані дослідниками.
- **Інтеграція відновлюваних джерел енергії:** Очікується, що "розумні" електромережі будуть сприяти більшій інтеграції відновлюваних джерел енергії. Огляд літератури охоплює проблеми інтеграції, мережеві коди, силову електроніку і стратегії управління, пов'язані з відновлюваними джерелами енергії, такими як сонячна і вітрова енергія.

Подальше дослідження потребує систематизації різних комунікаційних технологій інформаційної інфраструктури [19-21]. На рис.1.3 наведено систематизацію, що відповідає алгоритмам або схемам, знайденим у сучасній літературі та складається з дев'яти класифікацій та 59 підкласифікацій.

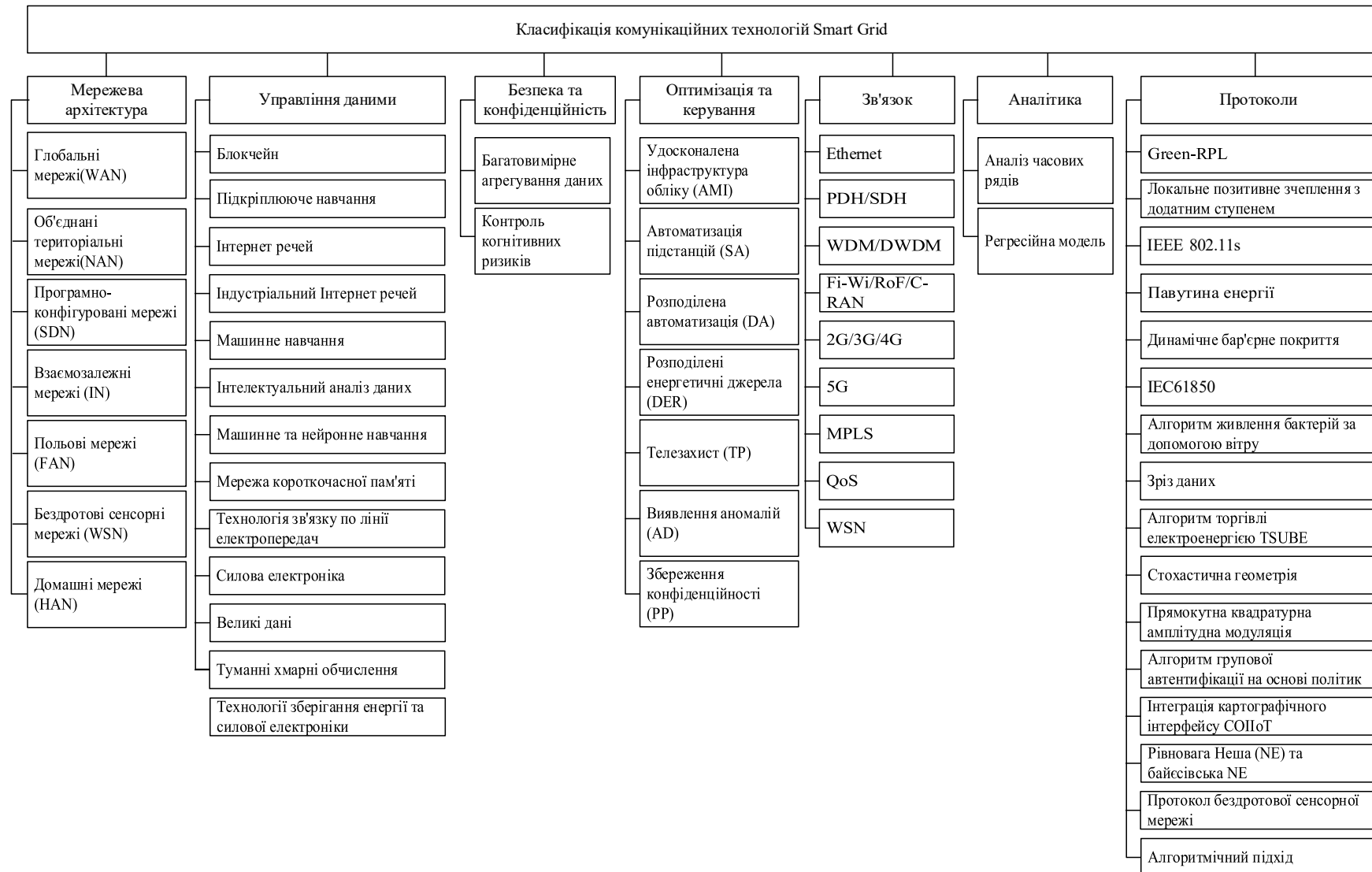


Рисунок 1.3 – Класифікація комунікаційних технологій Smart Grid

1.3 Вплив нестабільності генерування ВДЕ на режими роботи розподільних електричних мереж

Для енергетичного сектору України важливо розробити загальні методологічні основи та засоби для кардинальної модернізації розподільчих електричних мереж, щоб впровадження нових технологій, зокрема перспективного напрямку розосередженого генерування (РГ), максимально покращувало техніко-економічні показники їх функціонування.

З початку 2015 року значна частина нових потужностей відновлюваних джерел енергії в Україні припадає на сонячні електростанції (СЕС). Зокрема, 6% від цього приросту становлять СЕС, встановлені безпосередньо у споживачів. Зростання кількості ВДЕ супроводжується додатковими ризиками через імовірнісний характер їх генерування (рис. 1.4) та менш стабільні характеристики, що може призвести до зниження надійності електропостачання та якості електроенергії.

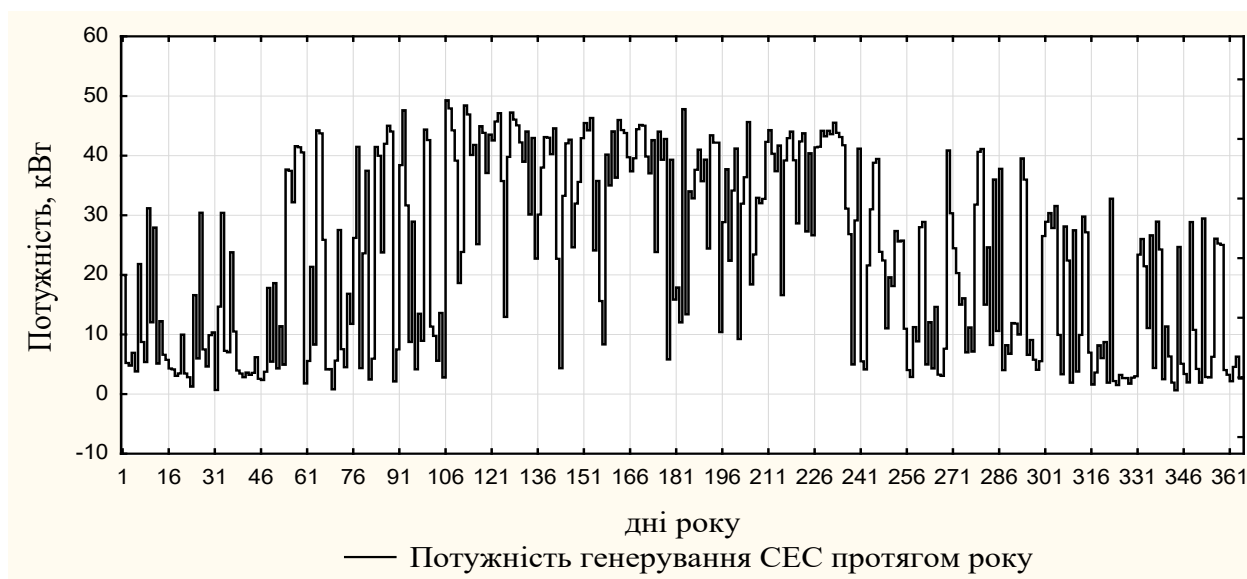


Рисунок 1.4 – Приклад зміни потужності генерування СЕС протягом року

Очевидним є необхідність оцінки нестабільності. У роботі [78] авторами запропоновано коефіцієнт стабільності, який характеризує ймовірність того, що джерело електричної енергії зможе покрити відповідне навантаження, яке змінюється згідно з певним графіком.

Якщо потужності генерування і навантаження задані ступеневими графіками, то визначити коефіцієнт стабільності можна за виразом [78]:

$$k_{\text{стаб}} = \sum_{i=1}^{24} \left[p_{\text{доб}i} \sum_{j \in M} \left(p_{\text{ВДЕ_рік}_j} \sum_{l \in N} p_{\text{спож_рік}_l} \right) \right], \quad (1.1)$$

де $p_{\text{доб}}$ – імовірність появи ступені добового графіка;

$p_{\text{ВДЕ_рік}_j}$ – імовірність появи ступені генерації протягом року;

M – множина не нульових ступенів;

$p_{\text{спож_рік}}$ – імовірність появи ступені споживання протягом року;

N – множина ступенів споживання, які знаходяться нижче рівня генерування відповідного періоду доби.

До переваг визначення коефіцієнта стабільності за запропонованим методом можна віднести відносну простоту. Але, по-перше, через велику кількість різних рівнів генерування ВДЕ, зокрема СЕС, збільшується кількість обчислень і, відповідно, похибка. По-друге, визначення коефіцієнта стабільності, опираючись на рівні генерування та навантаження, не дає можливості визначення основних імовірнісних характеристик цих процесів.

Виходячи з цього, потрібно розробити метод визначення коефіцієнта стабільності, який дозволить отримати інформацію про основні імовірнісні характеристики процесів генерування ВДЕ. Така інформація, дозволить прогнозувати забезпечення балансової надійності локальної електричної системи.

1.3.1 Вплив відновлювальних джерел енергії на втрати електроенергії в електричних мережах

Встановлення джерела живлення на основі відновлювальної енергії в РЕМ неподалік від навантаження може змінювати напрямки перетоків потужності. Відповідно виникають проблеми, що пов'язані з появою реверсивних потоків.

Однією з таких проблем є збільшення втрат активної потужності в електричних мережах.

Аналіз втрат потужності в електричних мережах з ВДЕ, здійснювався з урахуванням місця приєднання та відношення значення потужності генерування до потужності навантаження вузлів [1]:

1. У випадку коли встановлена у вузлі схеми потужність ВДЕ менша за навантаження, то таке під'єднання забезпечить зменшення втрат у мережі.

2. В електричній мережі існує хоча б один вузол, де вихідна потужність ВДЕ більша ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність відновлювальних джерел енергії, що встановлені в мережі, менша ніж її сумарне навантаження.

3. В електричній мережі існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність ВДЕ більша, ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність ВДЕ даної мережі в цілому більше ніж її сумарне навантаження.

Раніше вказані випадки розглядалися, коли ставилась задача оптимізації конкретного режиму . Тоді можна було б визначити потужність генерування ВДЕ, оптимальну за критерієм мінімуму втрат активної потужності, як це запропоновано в [30]:

$$P_{ВДЕ} = \frac{|U_i| \cdot |U_i|}{R_{i,i}} \cdot \sum_{j=1, j \neq i}^n \left((P_j \cos(\delta_i - \delta_j) + jQ_j \sin(\delta_i - \delta_j)) \cdot \frac{R_{i,j}}{|U_i| \cdot |U_j|} \right), \quad (1.2)$$

де $|U_i|$ – модуль напруги у вузлі;

n – кількість вузлів в схемі;

$R_{i,j}$ – i та j елемент матриці вузлових опорів схеми;

δ_i – кут зсуву фази в i -тому вузлі;

P_j, Q_j – активна та реактивна потужність навантаження в j -тому вузлі відповідно.

Проте добовий графік електричних навантажень нерівномірний, і

потужність генерування ВДЕ залежить від погодних умов, тривалості світлового дня, тому також змінюється протягом доби. Щоб врахувати вказані зміни, доцільно перейти до оцінювання втрат електроенергії. На рис. 1.6 та 1.7, як приклад, наведено залежності втрат активної потужності для тестової 14-ти вузлової схеми IEEE, від потужності генерування ВДЕ, встановлених в різних вузлах.

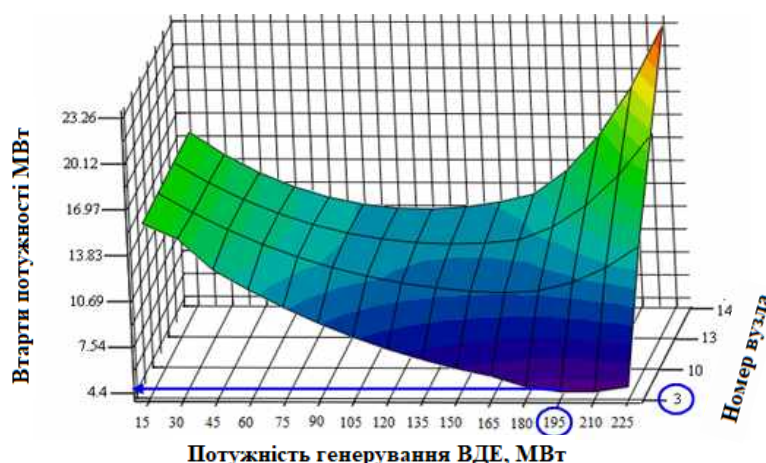


Рисунок 1.5 – Залежність зміни втрат активної потужності в ЕМ з врахуванням нестабільності генерування ВДЕ

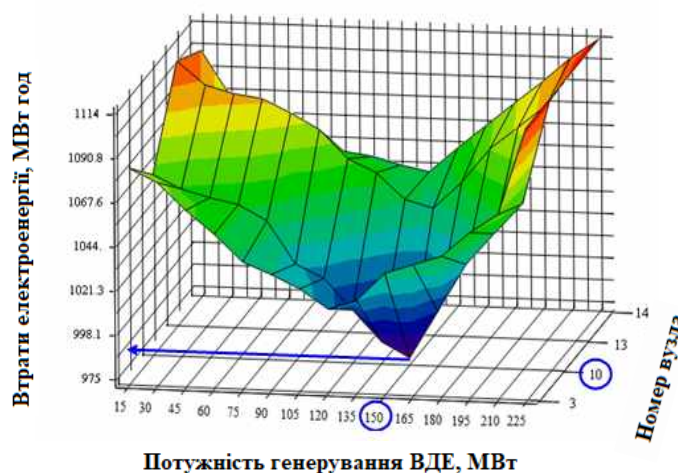


Рисунок 1.6 – Графічна залежність зміни втрат електроенергії в ЕМ з врахуванням змін добового графіка електричних навантажень

Проаналізувавши залежності (рис. 1.5) та (рис. 1.6), можна зробити висновок, що вузол під'єднання та встановлена потужність ВДЕ, яка забезпечує

мінімум втрат активної потужності для поточного режиму, може змінюватись внаслідок врахування природної нестабільності генерування джерела (рис. 1.6) та змін добового графіка електричних навантажень (рис. 1.6). Виходячи з цього, для визначення потужності ВДЕ, оптимальної за критерієм мінімуму втрат електроенергії, потрібно проаналізувати зміну потужності ВДЕ протягом доби та оцінювати нерівномірність добового графіка навантаження.

1.3.2 Вплив відновлювальних джерел енергії на якість електроенергії в електричних мережах

Впровадження ВДЕ у розподільні електричні мережі має значний вплив на якість електроенергії. Такі джерела можуть підвищувати рівень флікера, що виникає при різких змінах потужності генерації або при підключенні чи відключенні потужностей у розподільній мережі, а також через неузгоджену взаємодію між відновлюваними джерелами та регулюючими пристроями [1].

Однією з проблемних сторін функціонування ВДЕ в розподільчих електричних мережах є те, що вони, особливо сонячні електростанції, підключені до мережі через інвертори, можуть бути джерелами гармонік вищих порядків [2].

Встановлення потужних відновлюваних джерел енергії значно впливає на рівні та відхилення напруги в електричних мережах. У розподільних мережах протягом доби змінюється активне та реактивне навантаження вузлів, що призводить до певних відхилень рівня напруги. У напрямку від головної ділянки до кінця лінії електропередач (ЛЕП) відхилення напруги, зазвичай, збільшуються. Якщо навантаження зосереджено переважно в кінці ЛЕП, рівень напруги буде коливатися інтенсивніше. Після підключення до електричної мережі джерел відновлюваної енергії, вони впливатимуть на відхилення напруги у вузлах (рис. 1.7).

В електричних мережах радіального типу зниження напруги відбувається рівномірно вздовж напрямку електропостачання споживачів, що підключені до фідера. З появою відновлюваних джерел енергії, встановлених безпосередньо у

споживачів або в кінці живильного фідера, напруга вздовж ЛЕП може збільшуватись. Виходячи з цього, величина зміни напруги залежить від місця встановлення відновлюваних джерел енергії та їх потужності.

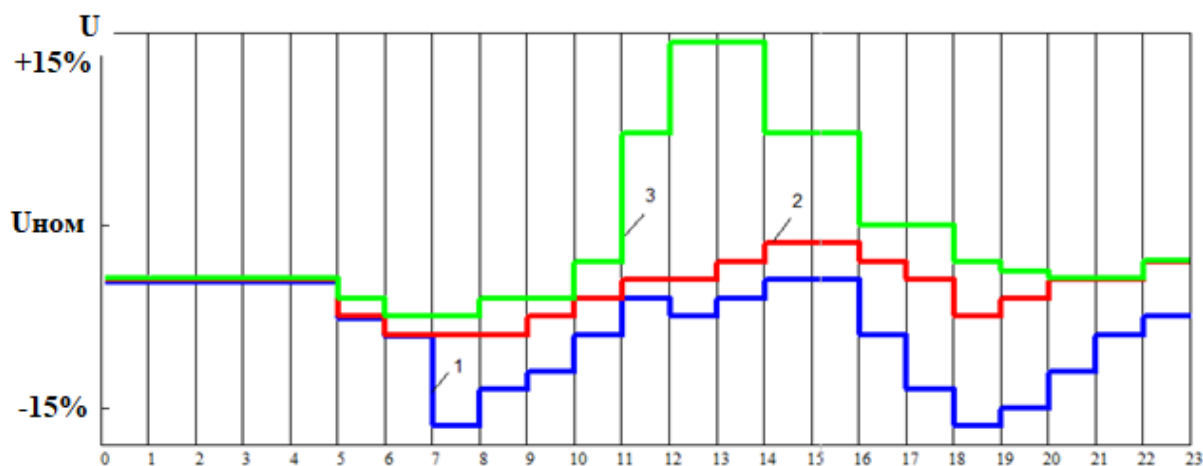


Рисунок 1.7 – Зміна рівнів напруги у вузлі навантаження

1 – відхилення напруги у вузлі навантаження без ВДЕ; 2 – відхилення напруги у вузлі з потужністю ВДЕ співрозмірною з потужністю навантаження; 3 – відхилення напруги у вузлі з потужністю ВДЕ більшою за потужність навантаження

Коли джерела розосередженого генерування (РГ) працюють синхронно з графіком електричних навантажень, тобто їх потужність збільшується або зменшується відповідно до змін навантаження у вузлах, вони можуть зменшувати відхилення напруги. Проте графік видачі потужності сонячними та вітровими електростанціями має ймовірнісний характер, оскільки залежить від багатьох факторів: інтенсивності сонячного випромінювання та зміни тривалості світлового дня для сонячних електростанцій (СЕС), а також зміни швидкості та напрямку вітру для вітрових електростанцій (ВЕС). Внаслідок цього, встановлення таких джерел, у разі неузгодженої роботи з графіком навантаження, може призвести до збільшення відхилень напруги.

Для аналізу та узгодження графіків генерації СЕС та графіків навантаження необхідно вибрати відповідні характеристики, що будуть

зручними для цієї мети.

1.4 Постановка задачі на дослідження.

1.4.1 Техніко-економічне обґрунтування. Україна стикається з енергетичним дефіцитом, оскільки близько 70% природного газу, необхідного для внутрішнього споживання, імпортується. Крім того, енергоємність української економіки в 3-4 рази вища за показники економічно розвинених країн, що робить Україну надзвичайно залежною від імпорту природного газу і недостатньо забезпечує нормальні умови життя громадян та функціонування установ бюджетної сфери.

Одним із ключових напрямів енергетичної політики України є використання відновлюваних джерел енергії, спрямоване на економію традиційних паливно-енергетичних ресурсів та поліпшення стану навколишнього середовища. Збільшення частки відновлюваних джерел енергії в енергетичному балансі країни сприятиме розширенню джерел постачання енергії та зміцненню енергетичної незалежності України.

За даними Інституту відновлюваної енергетики Національної академії наук, річний технічно досяжний енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні становить 68,6 млн тонн нафтового еквіваленту, що складає близько 50% загального енергоспоживання в країні. Основні напрями використання відновлюваних джерел енергії включають вітрову енергію, сонячну енергію, енергію річок, біомасу, геотермальну енергію та енергію навколишнього середовища з використанням теплових насосів.

Таким чином, з урахуванням зростання частки розосередженого генерування у розподільчих мережах, оптимізація місць підключення ВДЕ стає актуальним завданням.

1.4.2 Науково-технічне обґрунтування. Наукові дослідження мають особливий характер завдяки використанню наукових методів, ключовою рисою яких є об'єктивність, що виключає суб'єктивне тлумачення результатів. Всі

твердження, навіть від авторитетних учених, потребують перевірки. Наукові методи поділяються на теоретичні та емпіричні.

В інженерній практиці різних країн постає потреба в оптимізації розподільних електричних мереж із застосуванням відновлюваних джерел енергії. Ці завдання поділяються на дві групи: ті, що вирішуються на етапі проектування, та ті, що вирішуються під час експлуатації (див. рис. 1.8). Завдання, такі як автономна робота ВДЕ, розташування комутаційного обладнання та створення комунікаційної мережі, тісно взаємопов'язані і в сучасних умовах практично не можуть бути вирішені окремо. Автономна робота ВДЕ з урахуванням їх умовно-керованої природи та нестабільності фактично неможлива без розвиненої комунікаційної мережі. Наявність такої мережі дозволяє встановлювати двосторонній зв'язок між ВДЕ та споживачами електроенергії відповідно до концепції розумних мереж (Smart Grid) і регулювати режими споживання електроенергії для забезпечення автономної роботи системи.

При виборі критерію оптимальності та формуванні відповідної математичної моделі важливо враховувати зміну економічних умов функціонування електроенергетики разом із розвитком розподіленого генерування. Зокрема, відбувається перехід до нової конкурентної моделі оптового ринку електроенергії, яка включає ринок двосторонніх договорів та балансуючий ринок електроенергії (РДДБ).

При використанні двосторонніх договорів для електропостачання за участі ВДЕ, інтегрованих у електричну мережу, виникає потреба в узгодженні їх роботи з централізованою енергосистемою, що забезпечує загальне живлення. Це особливо важливо, коли встановлена потужність ВДЕ у мережі складає значну частку від загального навантаження (наприклад, 20% або більше). У такому випадку регіональну електричну мережу можна розглядати як локальну електричну систему (РЕМ), де, крім згаданих завдань, з'являються додаткові завдання, такі як дослідження статичної та динамічної стійкості ВДЕ, а також інші характерні для електричних систем питання [32].

У процесі впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) виникає комплекс завдань, на які варто звернути особливу увагу, оскільки вони мають прямий вплив на масштаби та інтенсивність розвитку альтернативних джерел енергії, зокрема ВДЕ. Вирішення цих завдань є ключовим для створення стійкої мотивації у інвесторів та енергопостачальних компаній щодо розвитку ВДЕ в Україні, разом із впровадженням "зелених тарифів".

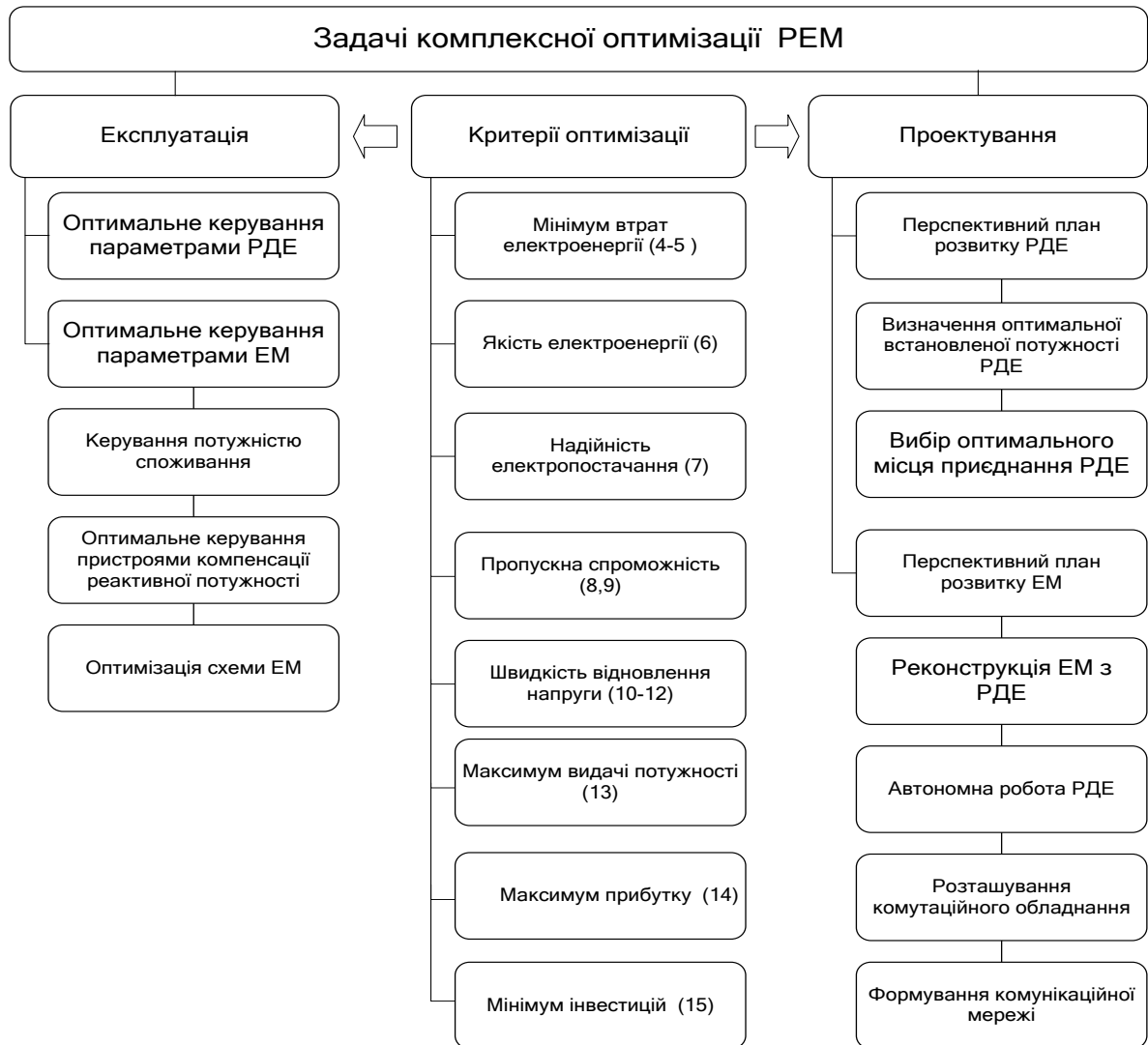


Рисунок 1.8 – Задачі комплексної оптимізації РЕМ

РОЗДІЛ 2

ОПТИМІЗАЦІЯ МІСЦЬ ПРИЄДНАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

2.1 Задачі оптимізації режимів роботи розподільних електричних мереж з РДЕ

Надійне та якісне постачання електроенергією промислових об'єктів та населення є важливою умовою для економічного розвитку країни. Однак, на сьогоднішній день відбувається прогресивне старіння основного обладнання електричних станцій і розподільних мереж. За останні 15 років, процеси їх відновлення та модернізації не встигли відповідати фізичному старінню, що призвело до зростання коефіцієнта дефектності електромереж України до 13%. Це створює передумови для значного зниження надійності електропостачання та погіршення якості електроенергії. Ще одним негативним фактором, що впливає на роботу розподільних електричних мереж, є поширення індивідуального електроопалення та локальних засобів підвищення якості електроенергії, таких як стабілізатори напруги, в комунально-побутовому та промисловому секторах. Це збільшує навантаження на розподільні мережі, і для забезпечення необхідної якості електроенергії та надійного електропостачання необхідно реконструювати розподільні мережі, будувати нові лінії електропередачі та розвивати альтернативні джерела електроенергії, які доповнюють централізоване електропостачання від крупних електричних станцій (див. рис. 1.3).

Актуальним є розвиток розподіленого електрогенерування, який відбувається паралельно з реконструкцією розподільних електричних мереж, як показано на рисунку 1.4. Ця тенденція не обмежується лише Україною, а є актуальною і для країн Євросоюзу. Наприклад, в Євросоюзі розглядається план досягнення 20% частки розподіленого електрогенерування до 2025 року, включаючи великий акцент на розвиток малих гідроелектростанцій (МГЕС) та інших форм відновлювальної енергії.

У даній роботі досліджуються конкретні аспекти функціонування розподільних електричних мереж у контексті збільшення навантаження споживачів та зростання частки децентралізованого генерування з використанням відновлюваних джерел енергії, таких як малі гідроелектростанції та геліоенергетичні установки (ГЕУ). З метою поліпшення ефективності експлуатації розподільних електричних мереж, пропонуються методи і засоби для створення оптимальних умов режимів, що базуються на раціональних схемах підключення розподіленого електрогенерування, а також на оперативному керуванні цими джерелами енергії.

2.2 Комплексна задача оптимізації місць приєднання розосереджених джерел енергії у розподільних електричних мереж

Вираз для визначення сумарного прибутку від експлуатації РДЕ приєднаних на паралельну роботу у РЕМ можна записати таким чином:

$$П_{ВДЕ} = \sum_{i=1}^n u_i \cdot P_{ВДЕ_i} \cdot k_{\epsilon_i} \cdot T, \quad (2.1)$$

де $P_{ВДЕ_i}$ – встановлена потужність i -го РДЕ, кВт;

u_i – тариф на виробництво електроенергії i -м РДЕ («зелений тариф»), коп./кВт*год;

k_{ϵ_i} – коефіцієнт використання встановленої потужності i -го РДЕ;

T – тривалість графіка навантажень, год.

Цільову функцію задачі оптимізації місць приєднання розосереджених джерел енергії в РЕМ пропонується представити так:

$$\Pi = П_{ВДЕ} \cdot e^{-(1-k_1 \cdot \bar{P}(Uy, T))} \cdot e^{-(1-k_2 \cdot \bar{P}(\Delta W_n, T))} - III_{P_{ep}} - III_{P_n} \rightarrow \max \quad (2.2)$$

де $\bar{P}(U_y, T)$ – імовірність забезпечення нормативного відхилення напруги для заданого звітного періоду;

$\bar{P}(\Delta W_n, T)$ – імовірність забезпечення нормативних втрат електроенергії;

k_1, k_2 – вагові коефіцієнти, використання яких дозволяє змінювати вплив показників якості напруги на результати оптимізації;

$Ш_{P_{zp}}$, $Ш_{P_n}$ – штрафні функції, введені в цільову функцію C для врахування обмежень типу нерівностей за втратами активної потужності та пропускну здатністю РЕМ:

$$Ш_{P_{zp}} = \begin{cases} \sum_{i=1}^n P_{BDE_i} - \sum_{j=1}^m P_{n_j} \leq P_{zp} \rightarrow 0 \\ \sum_{i=1}^n P_{BDE_i} - \sum_{j=1}^m P_{n_j} > P_{zp} \rightarrow B_{рек} \end{cases}; \quad Ш_{P_n} = \begin{cases} \sum_{i=1}^n P_{BDE_i} \leq \sum_{j=1}^m P_{n_j} \rightarrow 0 \\ \sum_{i=1}^n P_{BDE_i} > \sum_{j=1}^m P_{n_j} \rightarrow B_{\Delta W} \end{cases},$$

де P_{n_j} – потужність навантаження j -го вузла споживання;

P_{zp} – пропускна здатність РЕМ, що обмежується найбільш слабкою ділянкою мережі;

$B_{рек}$ – витрати на реконструкцію РЕМ для забезпечення працездатності у разі перевищення граничної потужності;

$B_{\Delta W}$ – витрати на додаткові втрати електроенергії, у разі якщо сумарна потужність РДЕ перевищить сумарну потужність навантаження.

Розв'язком задачі оптимізації (2.1) буде оптимальне місце розташування РДЕ з оптимальною встановленою потужністю за умов багатоступеневого тарифу енергоринку u_i та умов зменшення втрат електроенергії та покращення її якості в РЕМ.

Для вирішення даної задачі існує широкий спектр методів і підходів, які вже успішно використовуються в традиційній електроенергетиці [32]. Ці методи призначені для знаходження чисельних розв'язків оптимізаційних задач, що

відповідають заданому набору початкових даних (поточного стану системи). Це відповідає практичним потребам і допомагає досягти поставлених цілей.

2.2.1 Імовірність забезпечення нормативного відхилення напруги для заданого звітного періоду. Відхилення напруги характеризується показником усталеного відхилення напруги δU_y . Воно виникає в результаті змін електричних навантажень споживачів, які залежать від добових, сезонних та технологічних факторів, а також від потужності компенсуючих пристроїв, регулювання напруги генераторами електростанцій і на підстанціях енергосистем, а також від змін в схемі електричних мереж.

Відхилення напруги δU – це різниця між фактичним U_t та номінальним U_n значеннями напруги:

$$\delta U_y = U - U_{\text{ном}},$$

або у відсотках:

$$\delta U_y = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100 \quad (2.3)$$

Для нього встановлені норми:

– нормально допустимі та гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги δU_y на вводах електроприймачів дорівнює відповідно $\pm 5\%$ та $\pm 10\%$ від номінальної напруги електричної мережі;

– нормально допустимі та гранично допустимі значення напруги в точках загального приєднання споживачів електричної енергії до електричних мереж напругою 0,38 кВ і більше повинні бути встановлені в угодах на використання електричної енергії з урахуванням необхідності виконання чинного стандарту на виводах електроприймачів.

Розраховують значення усередненої напруги U_y (В, кВ) як результат усереднення N спостережень напруг $U_{(l)i}$ за інтервал часу 1 хв (за хвилину не менше 18 спостережень):

$$U_y = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N U_i^2}}{N} \quad (2.4)$$

де U_i – значення напруги $U_{(l)i}$ в i -му спостереженні

Електрична енергія вважається якісною згідно з вимогами стандарту, якщо протягом 24 годин всі значення усталеного відхилення напруги знаходяться в допустимому інтервалі, який має верхню та нижню межі, а також не менше 95% вимірювань за цей період потрапляють у нормально допустимий інтервал значень.

Пропонується використовувати статистичну оцінку ймовірності забезпечення нормативного відхилення напруги, яка визначається за формулою, що застосовується для оцінки ймовірності безвідмовної роботи технічних засобів:

$$\bar{P}(t) = [N_0 - n(t)] / N_0 \quad (2.5)$$

де $n(t)$ – кількість технічних засобів, що відмовили за час t ;

N_0 – загальна кількість технічних засобів, що підлягають випробуванням.

Проекуючи вираз (2.5) до значення усередненої напруги U_y , яка знаходиться в межах нормативного відхилення отримаємо ймовірність забезпечення нормативного відхилення напруги:

$$\bar{P}(U_y, T) = t(U_{y \pm 5\%}) / T \quad (2.6)$$

де $t(U_{y\pm 5\%})$ – час коли значення усередненої напруги знаходилось у допустимих межах.

Таким чином, включення ймовірності забезпечення нормативного відхилення напруги як змінної в цільові функції (2.1) та (2.2) дозволить враховувати якість напруги під час обчислення оптимального значення загального прибутку від експлуатації приєднаних до розподільної мережі РДЕ, що працюють паралельно.

2.2.2 Визначення числових характеристик навантаження для обчислення ймовірності забезпечення нормативних втрат електроенергії. Для оптимізації місць приєднання розподілених джерел енергії у розподільних електричних мережах використовується цільова функція (2.2), яка включає розрахунок ймовірності забезпечення нормативних втрат електроенергії. Залежно від наявної інформації про навантаження на елементи електричної мережі протягом розрахункового періоду, для розрахунку навантажувальних втрат у розподільних мережах напругою 10 кВ можуть використовуватись наступні методи [6]:

1. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат τ :

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \tau, \quad (2.7)$$

де $\Delta P_{\max}$ - втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі.

2. Методи середніх навантажень, які використовують формулу

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} k_{\phi}^2 T, \quad (2.8)$$

де ΔP_{cp} – втрати потужності в мережі при середніх навантаження вузлів (або мережі в цілому) за час T ;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

Інтегрування неперервного графіка навантаження здійснюється з використанням способів дискретної обробки. Відповідно визначаються всі залежні величини. Наприклад, середньоквадратичне значення струму знаходиться за формулою

$$I_{с.кв.} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n I_i^2 \Delta t_i} . \quad (2.9)$$

Величини τ і k_ϕ , що характеризують форму графіка навантаження визначаються наступним чином [6].

Відомо, що кількість годин найбільших втрат визначається за формулою:

$$\tau = k_3^2 k_\phi^2 T , \quad (2.10)$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну кількість годин використання максимального навантаження. Він визначається:

$$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}} , \quad (2.11)$$

де $P_{cp} = W / T$ – середнє значення потужності за період T ;

W – електроенергія, відпущена споживачам за період T ;

P_{max} – максимальне навантаження мережі.

Для визначення втрат електроенергії за формулами (2.7) або (2.8) достатньо визначити одну з величин τ чи k_ϕ . Іншу можна визначити з рівняння зв'язку (2.10). Як правило, в першу чергу визначають k_ϕ .

На сьогодні відомо ряд методів визначення коефіцієнта форми графіка навантаження [6]. Найкращі результати для мереж 10-0,4 кВ забезпечує наступний метод:

$$\text{якщо} \quad \lambda < 1, \quad \text{то} \quad k_{\phi}^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2;$$

$$\text{якщо} \quad \lambda \geq 1, \quad \text{то} \quad k_{\phi}^2 = 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{\min})^2}{(1 + k_3 - 2k_{\min})k_3^2},$$

$$\text{де} \quad \lambda = \frac{k_3 - k_{\min}}{1 - k_3}, \quad k_{\min} = P_{\min} / P_{\max}.$$

Таким чином, для визначення втрат електроенергії за звітний період T необхідна інформація про мінімальне та максимальне навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за цей же період.

Для визначення ймовірності забезпечення нормативного відхилення втрат електроенергії використаємо вираз аналогічний (2.6):

$$\bar{P}(\Delta W_n, T) = t(\Delta W_{\pm 5\%}) / T \quad (2.12)$$

де $t(\Delta W_{\pm 5\%})$ – час коли значення втрат електроенергії знаходилось у допустимих межах.

Отже, використання ймовірності забезпечення нормативних втрат електроенергії у якості змінної в цільових функціях (2.1) та (2.2) дозволяє враховувати рівень втрат електроенергії під час розрахунку оптимального значення сумарного прибутку від експлуатації розподілених джерел енергії, які працюють паралельно у розподільній мережі.

2.3 Висновки

Для досягнення високої техніко-економічної ефективності спільної експлуатації розподільних електричних мереж і розподілених джерел електроенергії необхідно вирішити наступні основні завдання: збільшення виробництва електроенергії розподіленими джерелами, зменшення втрат електроенергії в розподільних мережах і покращення якості електропостачання споживачів.

Для ефективної експлуатації розподілених джерел енергії і їх інтеграції в електричні мережі досліджено їх особливості і нові властивості, які виникають при їх спільній роботі в розподільних електричних мережах.

Одним з ключових аспектів для ефективного використання розподілених джерел енергії є правильний вибір місця їх підключення до електричної мережі. Оптимізація схеми підключення розподілених джерел енергії до електричної мережі залежить від аналізу загального прибутку від їх експлуатації, коли вони працюють паралельно у розподільній мережі.

Розв'язання задачі оптимізації місця підключення розподілених джерел енергії допоможе визначити оптимальне розташування та встановлену потужність джерел енергії в розподільній мережі при їх спільній експлуатації. Функціональні обмеження враховуються штрафними функціями для втрат електроенергії та пропускної здатності розподільних електричних мереж. Обмеження на параметри враховуються під час ітераційного процесу пошуку розв'язку. Цільова функція враховує показники якості електроенергії, порушення яких значно відхиляють отриманий розв'язок від оптимальності функції.

РОЗДІЛ 3

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Рівень втрат електроенергії в електричних мережах є одним з найважливіших показників, які відображають економічну ефективність їх роботи, стан системи обліку електроенергії та результативність діяльності енергопостачальних організацій. Цей показник яскраво свідчить про наявні проблеми, що потребують негайних заходів у розвитку, реконструкції та технічному оновленні електричних мереж, удосконаленні методів та засобів їх експлуатації та управління, покращенні точності обліку електроенергії, ефективності стягнення платежів за спожиту електроенергію та інше.

За висновками міжнародних експертів, відносні втрати електроенергії під час передачі та розподілу в електричних мережах більшості країн можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4-5%. Втрати електроенергії на рівні 10% є максимально припустимими з фізичної точки зору передачі електроенергії по мережах. Однак, різке загострення проблеми зниження втрат електроенергії в електричних мережах потребує активного пошуку нових шляхів для її вирішення, нових підходів до вибору відповідних заходів та, головне, організації роботи зі зниження втрат.

У зв'язку з економічними змінами, які відбуваються в енергетичному секторі, проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не тільки залишається актуальною, але стає одним з завдань, необхідних для забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних організацій.

Ідеальною ситуацією є відсутність комерційних втрат електроенергії в електричній мережі. Проте очевидно, що в реальних умовах відпуск електроенергії в мережу, корисний відпуск та технічні втрати супроводжуються похибками. Різниця між цими похибками фактично утворює структурну

складову комерційних втрат. З метою мінімізації цих похибок необхідно вживати відповідних заходів.

3.1 Аналіз режимів роботи ЛЕС на прикладі електричних мереж 10 кВ Ямпільського району та Цекинівської сонячної електричної станції

Розрахунки ефективності використання встановленої потужності ВДЕ на у розподільній ЕМ виконані на прикладі Цекинівської сонячної електростанції, яка розташована у електричних мережах Ямпільського району. Основні характеристики станції такі:

- введена в експлуатацію – 28.12.2011 р.;
- встановлена потужність:

Цекинівська СЕС №1: 1,43 МВт;

Цекинівська СЕС №2: 1,43 МВт;

Цекинівська СЕС №3: 0,25 МВт;

Електрична схема станції подана на рис. 4.1-4.2. Цекинівська СЕС видає електроенергію безпосередньо в електричну мережу 10 кВ через фідери Ф-31 та Ф-35 підстанції 35/10 кВ «Слобода Підлісівська». Схема приєднання подана на рис. 4.3. Для зв'язку СЕС фідером Ф-35 на напрузі 10 кВ використовується повітряна ЛЕП довжиною 12 км, виконана проводом АС-70.

Протяжність ПС 35/10 «Слобода Підлісівська» ф.№31 становить 21,3 км. Даний фідер містить: 40 вузлів, 18 трансформаторних підстанцій; 8 роз'єднувачів, один з яких нормально вимкнений, 2 вимикача, одну сонячну електростанцію Цекинівська СЕС №1 потужністю 1,430 МВт.

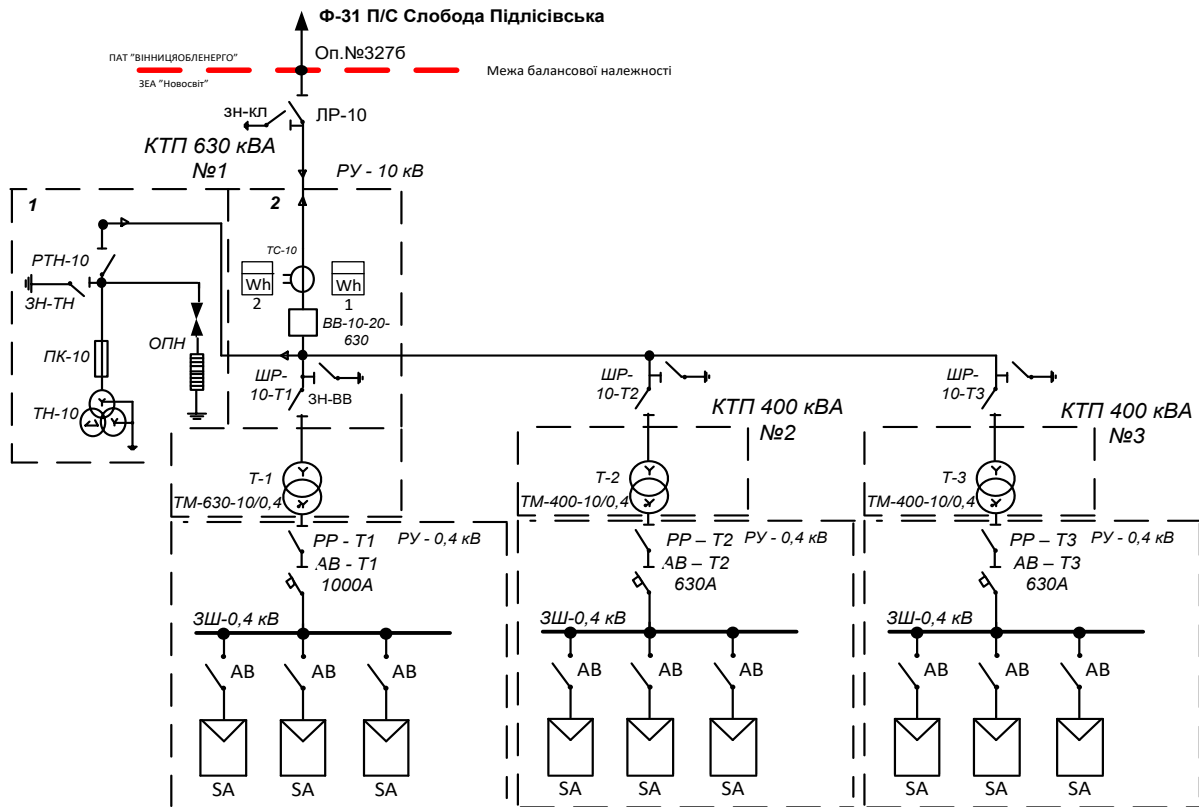


Рисунок 3.1 – Схема електричних з'єднань Цекинівської СЕС №1
ЗЕА «Новосвіт»

Вихідні дані про розподільну мережу 10 кВ, до якої Цекинівська СЕС №1 віддає потужність через фідер Ф-31 на підстанцію 35/10 кВ «Слобода-Підлісівська», приведені в додатку А. Для дослідження впливу СЕС на режими роботи мережі аналізуються режими відповідно до графіків навантажень для характерного режиму роботи СЕС. Співвідношення графіків видачі потужності Цекинівською СЕС №1, №2 та №3 та навантаження фідера Ф-31 для режиму максимальних навантажень представлено на рис. 4.4–4.5. Аналізуючи графіки навантажень показані на рис. 4.4, видно, що навантаження фідера Ф-31 у режимі максимальних навантажень перевищує можливу потужність генерування приєднану до цього фідера, водночас частина потужності генерування передається на шини ПС 35/10 «Слобода-Підлісівська» фідером Ф-35 напрямку. Перевірка оптимальності такого розподілу вимагає розв'язання задачі оптимізації схеми приєднання ВДЕ до електричної мережі.

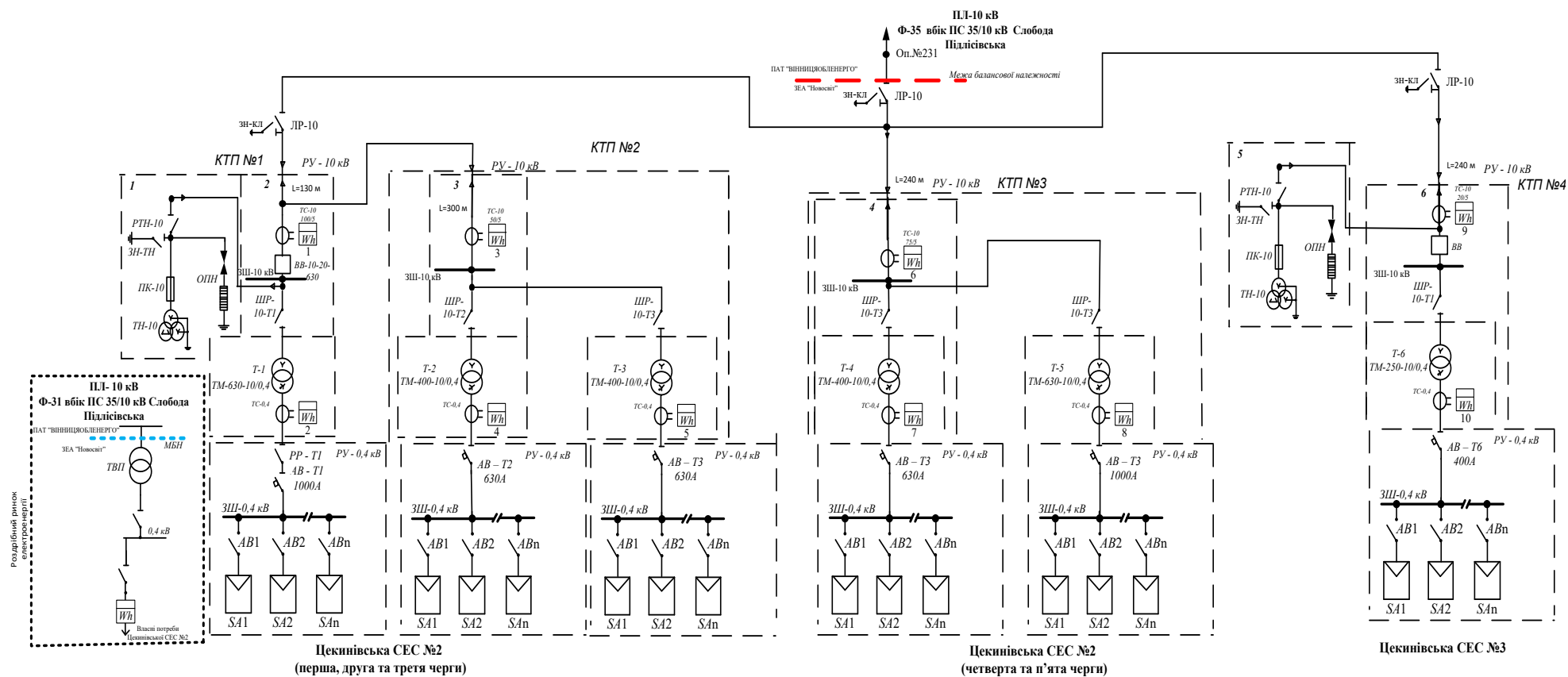


Рисунок 3.2 – Схема електричних з'єднань Цейкинівської СЕС №2 (перша, друга, третя, четверта та п'ята черги) та Цейкинівська СЕС №3

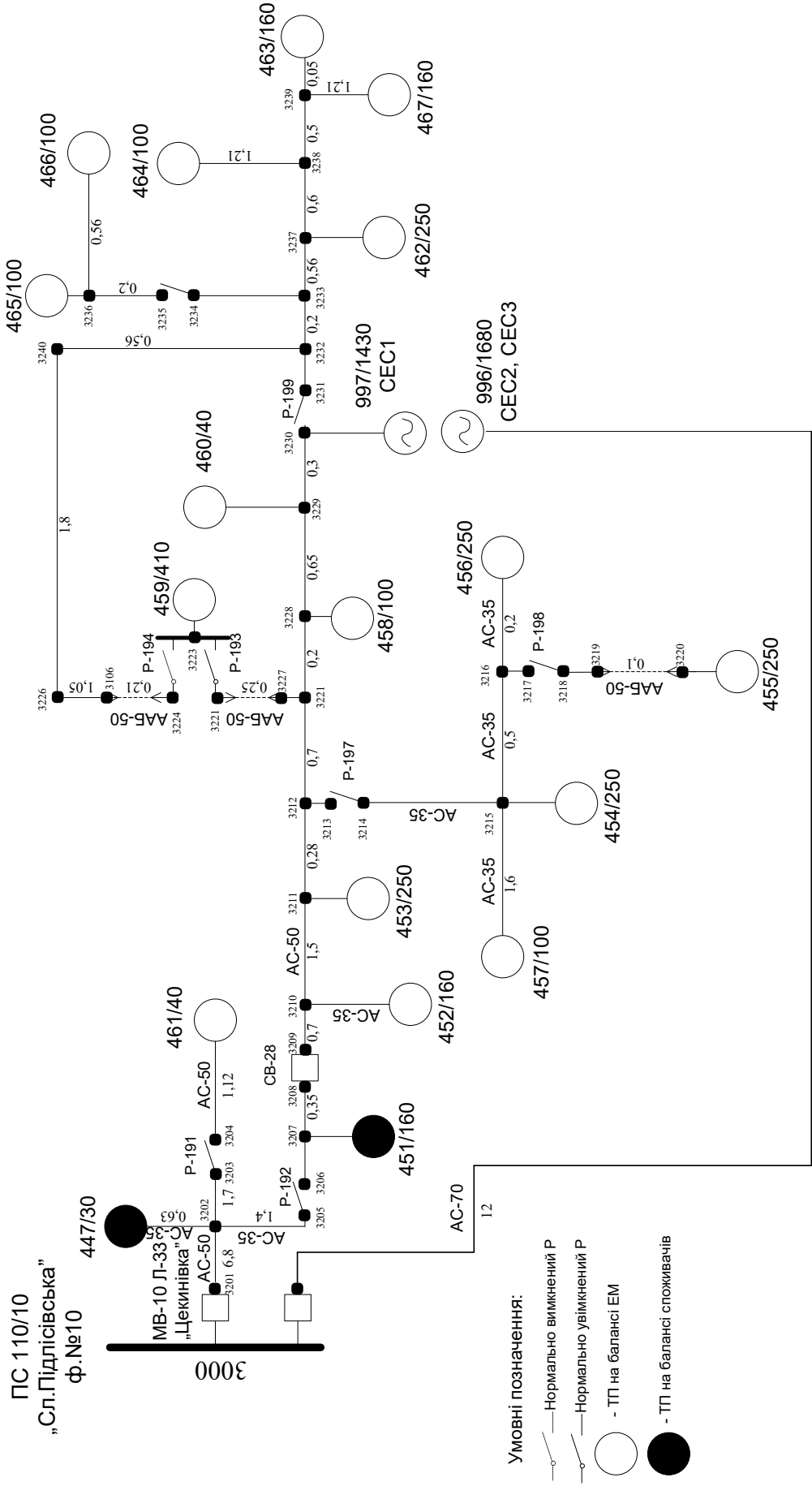


Рисунок 3.3 – ПС 35/10 «Слобода-Підлісівська» та електрична схема фідерів №31 та №35

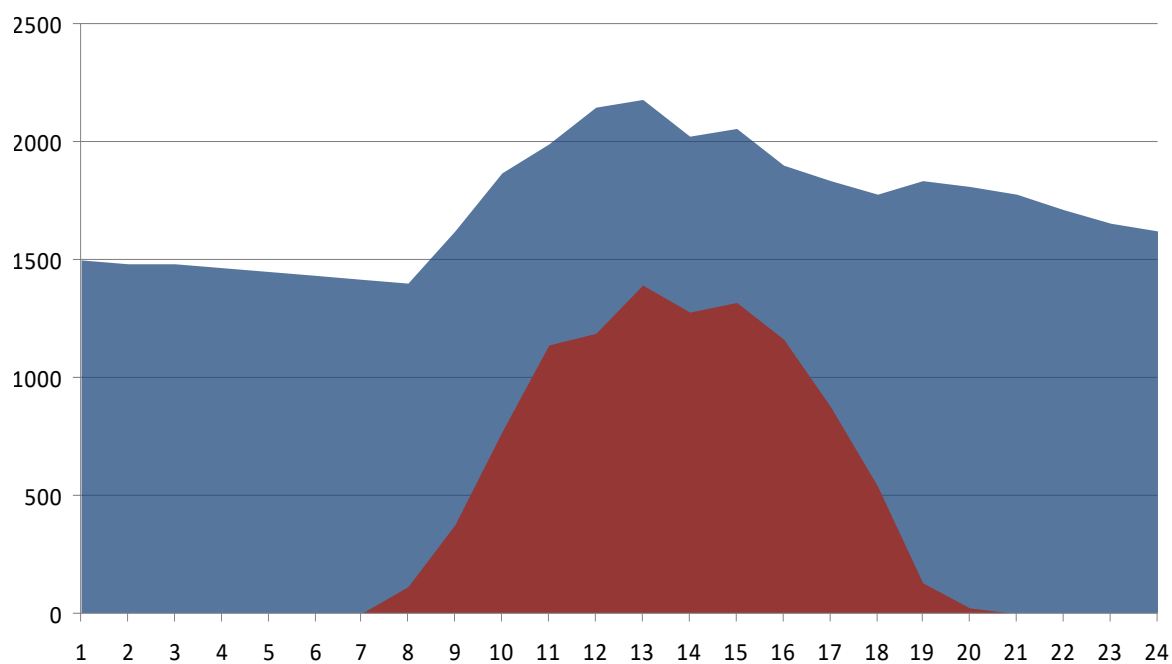


Рисунок 3.4 – Співвідношення графіків видачі потужності Цекинівською СЕС №1 та навантаження ПС 35/10 «Слобода Підлісівська» фідер №31 у режимі максимальних навантажень

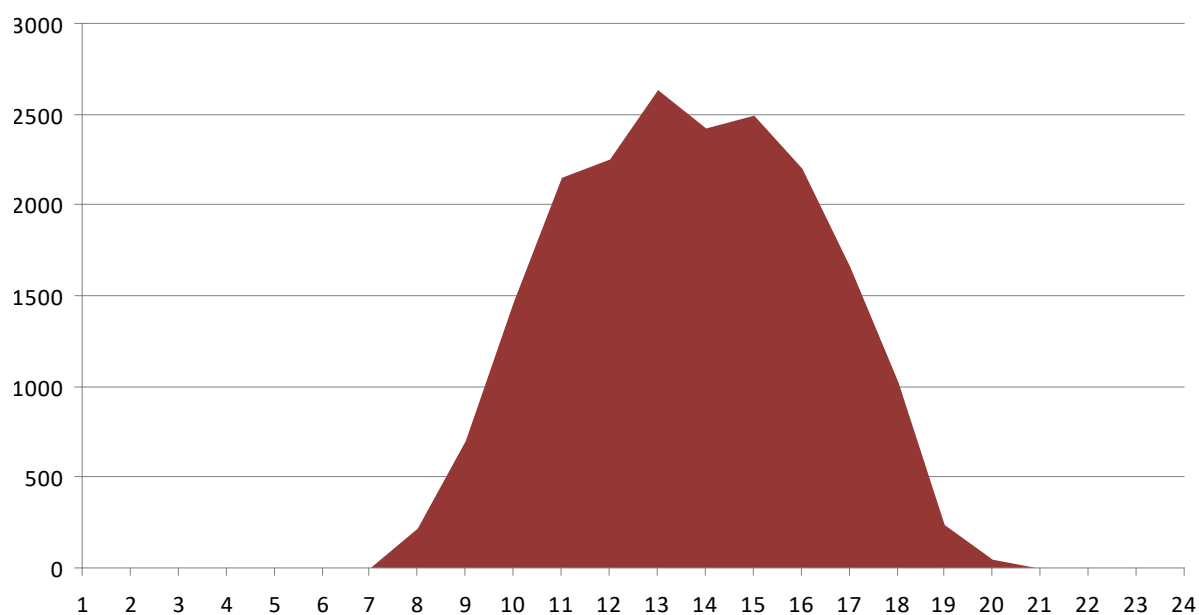


Рисунок 3.5 – Графіки видачі потужності Цекинівською СЕС №2,3 у режимі максимальних навантажень

3.2 Результати оптимізації добових режимів генерування відновлюваних джерел енергії та споживачів енергії в локальних електричних системах на прикладі Цекинівської сонячної електричної станції

З метою перевірки ефективності застосування запропонованого вдосконаленого способу узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та споживачів енергії локальних електричних систем та закону оптимального керування засобами реконфігурації схеми видачі потужності ВДЕ у локальних електричних системах, розраховано добові режими функціонування Цекинівської СЕС у електричних мережах Ямпільського району.

Співвідношення добових режимів генерування Цекинівською СЕС (всі черги разом) та споживання енергії у режимі максимальних навантажень фідера №31 ПС 35/10 «Слобода Підлісівська» подано на рис. 3.6.

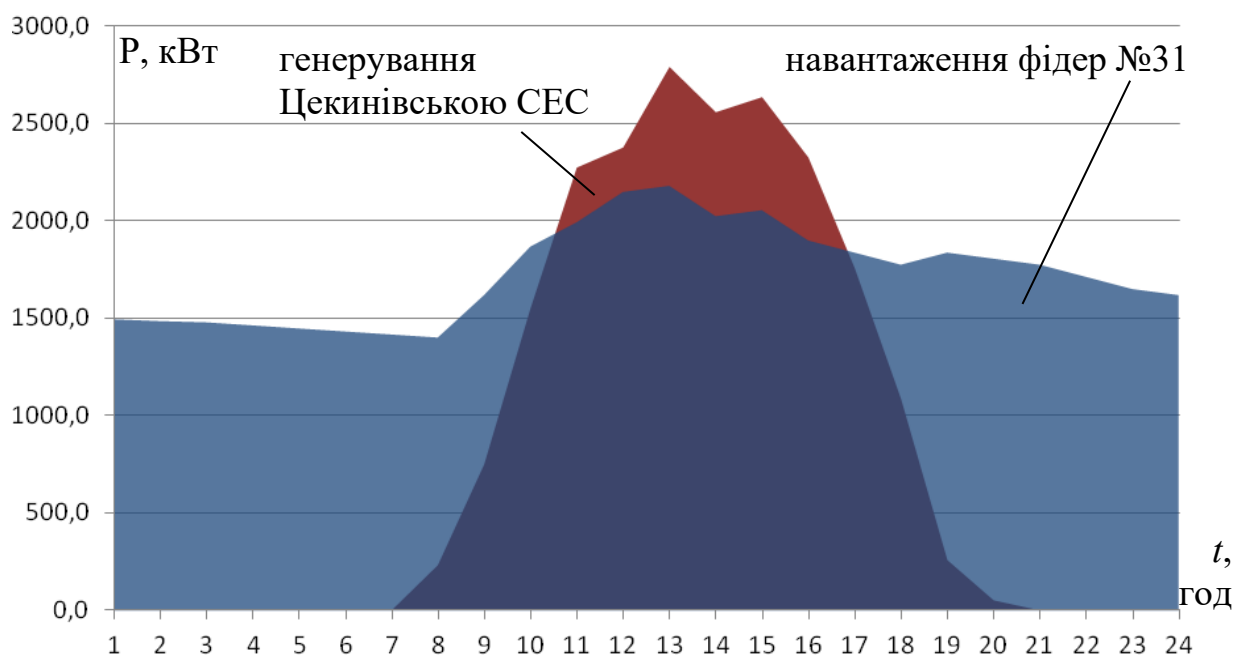


Рисунок 3.6 – Співвідношення добових режимів генерування Цекинівської СЕС та споживання енергії в локальній електричній системі

Проведено обчислювальний експеримент у якому потужність генерування Цекинівською СЕС (всі черги разом) видається до центру живлення лише фідером №31. Результати розрахунку втрат потужності для режиму максимальних навантажень функціонування фідера Ф-31 ПС 35/10 «Слобода Підлісівська» та графік покриття споживання з центру живлення подано на рис. 3.7.

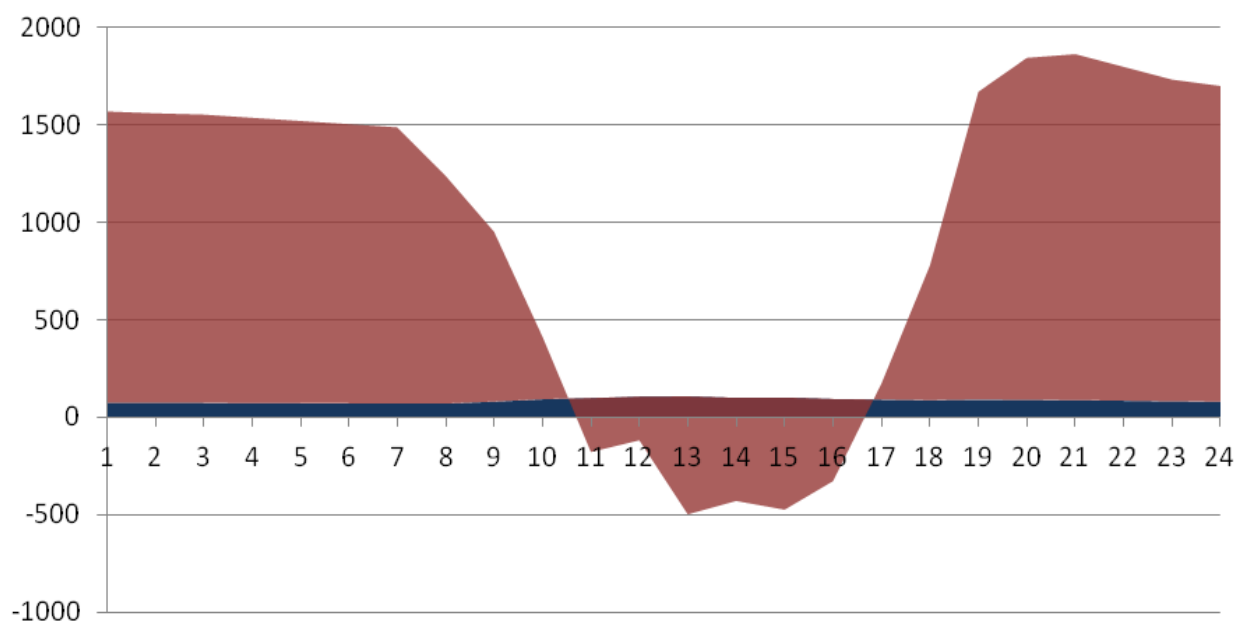


Рисунок 3.7 – Співвідношення втрат потужності Ф-31 та покриття його навантаження ПС 35/10 «Слобода Підлісівська»

Аналізуючи залежності показані на рис. 3.17 видно, що режим коли перетікання від Цекинівської СЕС (з 11.00 по 17.00) будуть спрямовані до центру живлення призводить до підвищення втрат потужності в ЛЕС.

З метою перевірки доцільності оптимізації перетікань потужностей за запропонованим способом узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та споживачів енергії локальних електричних систем виконано розрахунки оптимальних керувальних впливів відповідно до закону оптимального керування засобами реконфігурації схеми видачі потужності ВДЕ у локальних електричних системах (3.1).

Результати розрахунку оптимальних керувальних впливів представлено у вигляді графіка зміни кількості інверторів, які можуть бути увімкнені на

регульовану систему шин (фідер Ф-31) протягом доби (рис. 3.18, а) та не регульовану систему шин (фідер Ф-35) (рис.3.18, б).

За результатами обчислювального експерименту відзначено зниження втрат потужності в ЛЕС для характерних режимів (до 10%).

Таким чином, запропоновані в роботі спосіб та алгоритми оптимізації добових режимів генерування ВДЕ та споживачів енергії в ЛЕС можуть бути ефективно використані для зниження втрат потужності в розподільних мережах, а у поєднанні з локальним регулятором, забезпечують можливість автоматизації даного процесу.

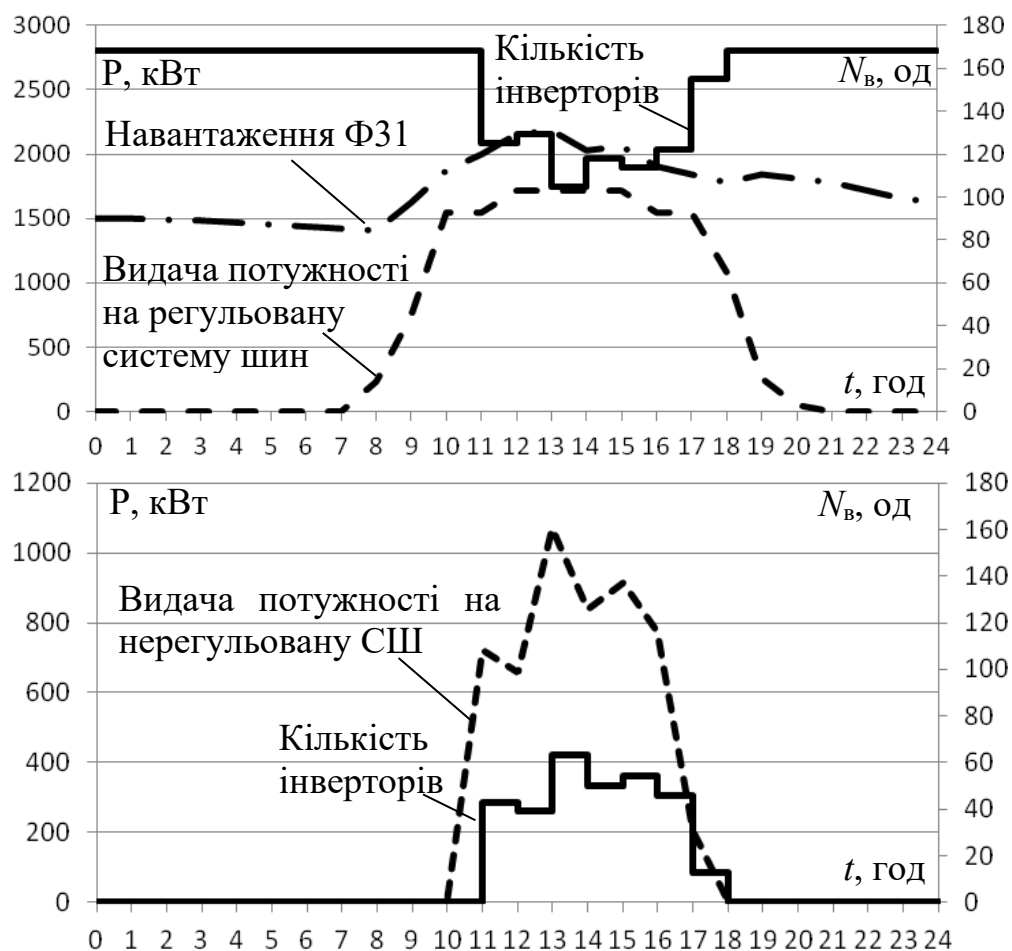


Рисунок 3.8 – Результати оптимізації добових режимів генерування Цекинівської СЕС та споживачів енергії ПС 35/10 «Слобода Підлісівська»:

а) фідер №31 б) фідер №35

РОЗДІЛ 4

ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Задачею проектування реконструкції електричних мереж є розроблення та обґрунтування технічних і економічних питань, які обумовлюють реконструкцію електричних мереж, забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів в необхідній кількості і необхідну якість з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проекти реконструкції електричних мереж повинні служити вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності будівництва або реконструкції ліній електропередач і підстанцій та визначення їх технічних характеристик і параметрів.

Необхідність реконструкції мереж обумовлена тим, що майже все електроенергетичне обладнання, яке експлуатується зараз на території України, вже виробило свій ресурс, як за технічними показниками, так і за моральними. Існуючий на сьогоднішній час сучасний стан електричних мереж зумовлений тим, що енергопостачальні компанії не мають коштів на проведення істотної реконструкції розподільних мереж, загальні втрати електроенергії в яких досягають 30-35%.

Ці втрати зумовлені не тільки технічним станом обладнання електричних мереж, а, також, тим, що електричні мережі, побудовані 15-30 років тому, не відповідають сучасному стану споживання електроенергії, що теж веде до збільшення втрат. Більшу частину загальних втрат складають технічні втрати – близько 20%, зумовлені саме технічним станом розподільних мереж. Ці втрати необхідно та можливо знизити шляхом проведення технічної реконструкції існуючих розподільчих мереж.

Для проведення реконструкції та визначення її оптимального напрямку необхідно проаналізувати поточний стан ЕМ, визначити потенційно «слабкі» місця і, використовуючи типовий набір електроощадних заходів, запропонувати

економічно-обґрунтований порядок їх впровадження, що забезпечить максимальний ефект від реалізації. Таким чином, задачею даної дипломної роботи буде вибір методик розрахунків техніко-економічних показників і виконання розрахунків для визначення оптимальної послідовності реконструкції електричних мереж 10 кВ Ямпільського району.

В процесі проектування реконструкції електричної мережі важливо враховувати специфіку та кліматичні умови району її розташування. Ямпільський район розташований на території Вінницької області, яка знаходиться в центральній частині України і відноситься до четвертого кліматичного району по ожеледі, до третього по швидкості вітру і до другого по забрудненню.

Район розташований в лісостеповій зоні помірно континентального клімату з відносно холодною зимою та теплим літом. Клімат – помірно вологий. Середньорічна температура повітря $+8 - +9$ °С. Найбільш високі середньомісячні температури повітря спостерігаються в червні і досягають $+21$ °С. Найбільш високі добові температури сягають $+34 - +37$ °С, а найбільш низькі – $-32 - -34$ °С. Самим холодним місяцем є січень. Перші морози з'являються в середині листопада, а останні – в середині квітня. Середньорічне число морозних днів складає 105 днів. В холодний сезон температурний режим постійний. Поряд зі значно низькими температурами повітря спостерігаються відлиги, що іноді призводять до повного розтавання снігового покриву серед зими, а іноді і до серйозних аварійних ситуацій, визнаних налипанням значної кількості ожеледі на проводах ліній електропередач. В літній період температурний режим району характеризується відносно більшою стійкістю. В районі за рік випадає 480 – 570 мм опадів. Опади випадають нерівномірно. Найбільш висока їх кількість припадає на квітень-травень (більше 40% річних), а найменша – на січень-лютий (біля 10%).

Снігове покриття починає формуватись з початку грудня з відхиленням в обидві сторони до одного місяця. Середня товщина снігового покриву коливається в межах від 2 до 7 см. Сейсмічна активність району складає 5 балів.

Мережа 10 кВ Ямпільського району отримує живлення від 4 підстанцій 110/10 кВ або 110/35/10 кВ, до яких приєднано 21 фідер 10 кВ. Навантаження фідерів 10 кВ еквівалентується до рівня трансформаторних підстанцій 10/0.4 кВ, від яких через розподільні мережі 0.4 кВ забезпечується живлення кінцевих споживачів.

Розподільні мережі 10 кВ району складаються з:

- 4 живильних трансформаторних підстанцій (ТП) та 29 фідерів 10 кВ;
- 624 вузлів, з них 288 ТП 10/0,4 кВ та 336 проміжних вузлів;
- 603 віток, з них: 548 ЛЕП та 55 комутаційних апаратів.

Встановлена потужність ТП 10/0,4 кВ – 41461,0 кВА

Сумарна довжина ЛЕП 10 кВ – 336,63 км

Розподільчі мережі 10 кВ Ямпільського району істотно постраждали від ожеледі 27.11.2000 року і до цих пір експлуатуються за тимчасовими схемами. Для термінового відновлення електропостачання знеструмлених споживачів, було прийняте рішення про відновлення електромереж з використанням наявних матеріалів, а також про будівництво тимчасових ліній електропередач та про переключення споживачів з пошкоджених на непошкоджені фідери. Таким чином, склалась ситуація, коли деякі фідери досягли довжини 30-35 км. Разом з тим, кількість скруток проводів ЛЕП у десятки разів перевищує обмеження. Вказані фактори призвели до невиконання вимог ПУЕ стосовно надійності електропостачання, а також до різкого зростання технічних втрат електроенергії в указаних ЕМ.

З метою забезпечення надійності електропостачання та зменшення втрат електроенергії у ЕМ пропонується використовувати наступні заходи:

- оптимізацію схеми ЕМ з перемиканням частини споживачів з одного фідера на інший;
- заміну перерізу проводів на відрізках, що містять найбільшу кількість скруток проводів, а також характеризуються підвищеними втратами електроенергії;

– встановлення компенсаційних пристроїв на найбільш віддалених трансформаторних підстанціях, з метою розвантаження ЕМ по реактивній потужності.

Для формування адекватних рекомендацій щодо реконструкції ЕМ, потрібно провести дослідження впливу високого рівня зношування основного обладнання ЕМ на їх розрахункову схему, а також прогнозування навантажень району, оскільки результати прогнозування є додатковим фактором, що впливають на вибір переліку фідерів, які підлягають реконструкції.

4.1 Вибір остаточного варіанту впровадження електроощадних заходів

В умовах переходу до ринкових відносин в економіці та реформи ціноутворення основним показником ефективності основних фондів, що знову вводяться на рівні підприємства стає абсолютна ефективність (рентабельність), яка є визначальним критерієм доцільності капіталовкладень.

Порівнюючи варіанти конкретних технічних рішень на рівні підприємств або районних енергосистем, як критерій порівняльної ефективності рекомендується використовувати максимум рентабельності:

$$E_a = \Delta\P / K = (\Pi - B) / K, \quad (4.1)$$

де Π – вартість річного випуску продукції в оптових цінах (без податку з обороту);

B – собівартість річного випуску продукції (витрати виробництва). Разом з рентабельністю використовується також показник терміну окупності капіталовкладень за рахунок отриманого прибутку:

$$T_{ок} = 1/E_a \quad (4.2)$$

Попередню формулу рентабельності (4.2) капіталовкладень в електричні мережі можна подати у вигляді:

$$E_a = (10 \cdot \Pi_T \cdot (\gamma W - \Delta W) - B + \Delta \Pi) / K, \quad (4.3)$$

де Π_T – середньо зрівноважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), коп/кВт·год.;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу;

W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн. кВт·год.;

ΔW – зміна втрат електроенергії в мережі, млн. кВт·год.;

B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передачі електроенергії), тис. грн.;

$\Delta \Pi$ – збільшення прибутку внаслідок підвищення надійності електропостачання та інших факторів, які впливають на економічний ефект, тис. грн.;

K – капіталовкладення в електричну мережу, тис. грн.

Всі варіанти реконструкції електричних мереж під час порівняння повинні:

- відповідати вимогам нормативних документів і керівних вказівок з проектування;
- забезпечувати однаковий енергетичний ефект біля споживачів; розглядати варіанти реконструкції електричної мережі за один і той же період;
- варіанти, які порівнюються, повинні відповідати нормативним вимогам до надійності електропостачання;
- всі економічні показники порівнювальних варіантів повинні визначатися в цінах одного рівня за джерелами однакової вірогідності.

Для розрахунків рентабельності порівняльних варіантів приведемо формулу рентабельності (4.3) до вигляду;

$$E_a = (\Pi_T \cdot \Delta W_M \cdot K_H \cdot 12 - B) / K, \quad (4.4)$$

де $\Pi_T = 12$ коп/кВт·год,

K_H – коефіцієнт зменшення втрат електричної енергії в ЕМ за рахунок зміни навантаження протягом року ($K_H=0,6$),

12 – кількість місяців в році.

$$\Delta W = W_{\Pi} - W_p, \quad (4.5)$$

де W_{Π} – втрати електроенергії в мережі до проведення реконструкції;

W_p – втрати електроенергії в мережі після проведення реконструкції.

Відповідно до (4.5) для вихідної схеми реконструкції ЕМ зниження втрат електричної енергії за місяць становить:

$$\Delta W_m = 295228,9 - 252578,2 = 42653,7 \text{ (кВт·год.)}$$

Капітальні витрати на проведення реконструкції ЕМ розраховуються наступним чином:

$$K = K_{\text{ЛЕП}} - K'' + K_{\text{ЕО}}, \quad (4.6)$$

де $K_{\text{ЛЕП}}$ – капітальні витрати на проведення реконструкції ліній електропередач тис. грн.;

$K_{\text{ЕО}}$ – капітальні витрати на встановлення електрообладнання тис. грн.;

K'' – повернення коштів за рахунок утилізації заміненого обладнання, тис. грн.

$$K_{\text{ЛЕП}} = \sum (K_{0i} \cdot L_i), \quad (4.7)$$

де K_0 – капітальні витрати на заміну проводів 1 кілометра лінії, тис. грн.;

L – довжина введених ліній, км.

$$K_0 = 0,5 \cdot K_1 \cdot 53, \quad (4.8)$$

де 53 – поправочний коефіцієнт;

0,5 – коефіцієнт, що враховує вартість заміни проводів;

K_1 – капітальні витрати на спорудження 1 кілометра лінії, тис. крб.

$$K'' = L_{\text{вив}} \cdot m_{\text{вив}} \cdot B_{\text{мб}}, \quad (4.9)$$

де $L_{\text{вив}}$ – довжина виведеної з експлуатації ділянки лінії, км;

$m_{\text{вив}}$ – маса 1 км виведеної лінії, т;

$B_{\text{мб}} = 2,0$ – ліквідна вартість одної тони проводу ЛЕП, тис. грн

$$K_{\text{ЕО}} = K_2 \cdot n_2 + K_3 \cdot n_3 \quad (4.10)$$

де $K_2 = 0,8$ - вартість батарей конденсаторів типу КСО-10,5-25-2У1, тис. грн.;

n_2 – кількість конденсаторних батарей;

$K_3 = 1,5$ - вартість роз'єднувачів, тис. грн.;

n_3 – кількість роз'єднувачів.

Відповідно до (4.7) для вихідної схеми реконструкції визначаємо капітальні витрати на проведення реконструкції ліній електропередач:

$$K_{\text{ЛЕП}} = 0,5 \cdot 8 \cdot 3,2 \cdot 5,3 + 0,5 \cdot 3,46 \cdot 3,2 \cdot 5,3 = 91,18 \text{ (тис. грн.)}.$$

Повернення коштів за рахунок утилізації заміненого обладнання визначаються по формулі (4.9):

$$K'' = 8 \cdot 0,195 \cdot 2,0 + 3,46 \cdot 0,195 \cdot 2,0 = 4,47 \text{ (тис. грн.)}.$$

Капітальні витрати на встановлення електрообладнання:

$$K_{\text{ЕО}} = 0,8 \cdot 27 = 21,6 \text{ (тис. грн.)}.$$

Капітальні витрати на проведення реконструкції ЕМ:

$$K = 91,18 - 4,47 + 21,6 = 108,31 \text{ (тис. грн.)}.$$

Збільшення щорічних експлуатаційних витрат визначаються за наступною формулою:

$$B = B_{\text{ЛЕП}} + B_{\text{ЕО}}, \quad (4.11)$$

де $V_{\text{ЛЕП}}$ – збільшення щорічних експлуатаційних витрат при реконструкції ЛЕП;

$V_{\text{ЕО}}$ – збільшення щорічних експлуатаційних витрат при встановленні електрообладнання.

$$V_{\text{ЛЕП}} = A_{\text{раЛЕП}} / 100 \cdot (K_{0\text{н}} - K_{0\text{с}}) \cdot L_{\text{вив}}, \quad (4.12)$$

де $A_{\text{раЛЕП}} = 6,3\%$ - щорічні відрахування від капіталовкладень на ремонт, обслуговування та реновацію ЛЕП, %,

$K_{0\text{н}}$ – капітальні витрати на заміну проводів 1 км лінії новим перерізом (тис.грн.);

$K_{0\text{с}}$ – капітальні витрати на заміну проводів 1 км лінії для наявного перерізу (тис.грн.).

$$V_{\text{ЕО}} = A_{\text{раЕО}} / 100 K_{\text{ЕО}} \quad (4.13)$$

де $A_{\text{раЕО}} = 10\%$ - щорічні відрахування від капіталовкладень на ремонт, обслуговування та реновацію електрообладнання %.

Для вихідної схеми у відповідності із (4.12) і (4.13):

$$V_{\text{ЛЕП}} = (6.3 / 100) \cdot (8,48 - 6,625) \cdot (8 + 3,46) = 1,34 \text{ (тис. грн);}$$

$$V_{\text{ЕО}} = (10 / 100) \cdot 0,8 \cdot 27 = 2,16 \text{ (тис. грн).}$$

Тоді збільшення щорічних експлуатаційних витрат у відповідності з (4.11):

$$V = 1,34 + 2,16 = 3,5 \text{ (тис. грн).}$$

З урахуванням результатів попередніх розрахунків рентабельність капіталовкладень для першого варіанту реконструкції ЕМ, у відповідності з (4.4):

$$E_a = (0,00012 \cdot 42653,7 \cdot 0,6 \cdot 12 - 3,5) / 108,31 = 0,32 = 32 \%,$$

а термін окупності:

$$T_{\text{ок}} = 1 / 0,32 = 3,1 \text{ року.}$$

Рентабельність та термін окупності капітальних вкладень для інших варіантів розраховуються аналогічно. Результати економічних показників для варіантів реконструкції ЕМ 10 кВ зведено в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Значення рентабельності та терміну окупності варіантів реконструкції електричних мереж 10 кВ Ямпільського району

Варіант	$\Delta W, \text{кВт} \cdot \text{год}$	$K, \text{тис. грн.}$	$B, \text{тис. грн.}$	$E_a, \text{рік}^{-1}$	$T_{\text{ок}}, \text{років}$
Вихідна схема	42653,7	108,31	3,5	0,32	2,3
1	49306,5	82,24	3,2	0,45	2,2
2	43674,7	108,31	3,5	0,37	2,7
3	42182,8	108,31	3,5	0,31	3,2
4	50337,7	82,24	3,2	0,46	2,2

Отже, виходячи з отриманих результатів по розробці заходів з реконструкції розподільних електричних мереж Ямпільського району можна зробити висновок, що четвертий варіант за критерієм максимальної рентабельності є найкращим. У ньому зміна втрат електроенергії в мережі після реконструкції склали $\Delta W_m = 50337,7 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на місяць, або $\Delta W = 483241,92 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на рік.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки.

Найбільш важким ймовірним технологічним порушенням у розподільній електричній мережі є руйнування розподільчого пристрою ЗРП-10 кВ. Руйнування ЗРП-10 кВ без резервування унеможливорює виробництво передачу електроенергії.

Виникнення аварійних ситуацій у розподільній електричній мережі, які б призводили до утворення вражаючих небезпечних факторів для зовнішнього середовища не можливе.

Технічне обслуговування та ремонт електрообладнання повинні виконувати тільки кваліфіковані фахівці. З метою безпеки перед проведенням технічного обслуговування трансформаторної підстанції необхідно відключити всіх підключених електроспоживачів.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної

системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Отже, для мінімізації ризику проСЕСійного захворювання та травматизму працівників при експлуатації розподільних електричних мереж сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням ЗРП-10 кВ розподільної мережі, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при обслуговуванні ЗРП-10 кВ розподільної електричної мережі. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою обладнання РП – 10 кВ.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту ЗРП-10 кВ.

5.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України

На основі аналізу літературних джерел [44] та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1 при робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.003-74: на оперативно-ремонтний персонал в електричних мережах впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори:

Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;

- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини.

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж

5.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України

Проект будівництва ЗРП-10 кВ повинні бути виконанні у відповідності до чинних норм:

- Закон України "Про охорону праці"
- «Правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж»
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 -750 кВ
- НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»
- НПАОП 40.1-1. «Правила експлуатації електрозахисних засобів»
- Правила улаштування електроустановок

Для забезпечення електробезпеки на ЗРП-10 кВ передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалей до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;

- контроль ізоляції;
- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Для забезпечення сприятливих умов праці на електростанції передбачено:

- освітлення робочих проходів;
- опалення приміщень;
- природну та примусову вентиляцію приміщень.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

5.3.2 Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ

Відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ:2014, заземлюючий пристрій електростанції виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою до 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю, до заземлюючих пристроїв яких ставляться більш жорсткі вимоги, ніж до заземлюючих пристроїв електричних мереж понад 1 кВ з ізольованою нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.92 та 1.7.96 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 4 Ом.

По периметру ЗРП-10 кВ прокласти круг сталевий ($d=10$ мм), який приєднати зварюванням до загального заземлюючого пристрою електростанції не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою електростанції для захисту від непрямого дотику приєднати всі металеві корпуси електротехнічного обладнання (в т. ч ящики з'єднань, опорні конструкції панелей) та екрани кабельних ліній.

Основний вплив на величину опору заземлювачів надає верхній шар ґрунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку і пристрої заземлення необхідно знати його питомий опір.

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання один до одного частинок, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до -10°C питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення РП 10 проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою[48].

При розрахунку будемо використовувати програмне забезпечення Mathcad.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 3$ м; $d_B = 0,04$ м; товщина стінки $\delta = 3,5$ мм; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 3$ м., тобто $a/l_B = 1$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,8$ м., $B_C = 40$ мм.

Ґрунт – глина; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (5.1)$$

$\rho_{\text{табл.}} = 250$ Ом · м – приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом · м

$K_c = 1,2$ – коефіцієнт сезонності $K_{c.v.}$ для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 250 \cdot 1,2 = 300 (\text{Ом} \cdot \text{м})$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 5.1):

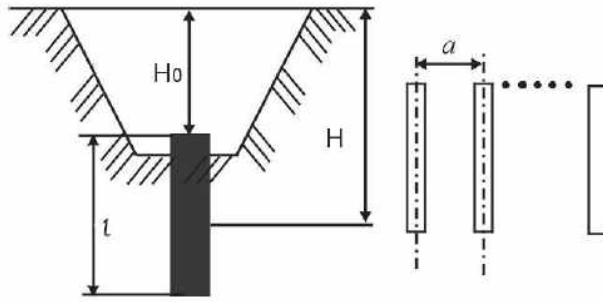


Рисунок 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \quad (5.2)$$

$$H = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ (м)}$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right); \quad (5.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{300}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,04} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 79,661 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$

де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{ор}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B} \quad (5.4)$$

$$n_{\text{ок}} = \frac{79,661}{4 \cdot 1} = 19,91; \text{ приймаємо } n_{\text{ок}} = 20 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B , заземлювачі розташовані в ряд, $a / l_B = 2, n = 20$. Приймаємо $\eta_B = 0,47$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{OP} / n_B; \quad (5.5)$$

$$n_B = 20 / 0,47 = 42,55.$$

Приймаємо $n_B = 43$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 43$ без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}; \quad (5.6)$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{79,661}{43 \cdot 0,47} = 3,92 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1); \quad (5.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 3(43-1) = 132,3 \text{ (м)}.$$

За формулою (5.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}; \quad (5.8)$$

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{300}{132,3} \lg \frac{2 \cdot (132,3)^2}{2,3 \cdot 0,04} = 4,631.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a / l = 2$, $n=43$. Приймаємо $\eta_\Gamma = 0,22$.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_Γ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma}; \quad (5.9)$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{4,631}{0,22} = 21,05 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}}; \quad (5.10)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{3,92 \cdot 21,05}{3,92 + 21,05} = 3,3 \text{ (Ом)};$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

5.4 Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ

Приміщення будівлі ЗРП-10 кВ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані. ЗРП-10 кВ розташовані у будівлі II ступеня вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відноситься будівля із несучими та огорожуючими конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів.

Таблиця 5.2 – Дані по приміщенню

Категорія приміщення	Допустима поверхів Кількість	Ступінь вогнестійкості будівлі
Д	2	II

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

Біля ЗРП-10 кВ встановлюється 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного

матеріалу або повсті 2 м х 2 м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектовані совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Як показує досвід, будівельні та інженерно-технічні заходи пожежної безпеки можуть надійно виконувати свої функції протягом періоду експлуатації тільки, якщо були вжиті необхідні заходи для забезпечення якісного проектування, реалізації проекту і при відповідальному експлуатуванні. До таких заходів відносяться:

- Застосування визнаних технічних стандартів, як основу при проектуванні;
- Застосування кваліфікованих проСЕСійних проектувальних організацій і кваліфікованих виконавців робіт;
- Виконання робіт спеціалізованими організаціями, які мають достатні проСЕСійні знання і досвід, навчений персонал, необхідне обладнання;
- Приймальні випробування і періодичний технічний нагляд атестованим технічним експертом, наприклад, спеціалістом VdS по системам пожежної безпеки;
- Регулярне обслуговування згідно з інструкціями, яке проводиться спеціалізованими організаціями і навченим персоналом з власного підприємства;
- Контроль за проведенням сервісних робіт (обслуговування, перевірка і підтримка функціонального стану) і документування за допомогою журналу перевірок.

5.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи локальних електричних систем в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Надзвичайні ситуації природного характеру виникають внаслідок таких природних явищ, як повені, землетруси, посухи тощо. Також до них належать катастрофічні затоплення, зсувні процеси, лісові та польові пожежі, великі снігопади та ожеледі, урагани, смерчі та шквальні вітри тощо. Дія вітру приводить до появи додаткової горизонтальної сили, отже, до додаткової механічного навантаження на дроти, троси і опори. При цьому збільшуються тяжіння проводів і тросів і механічні напруги їх матеріалу. З'являються також додаткові згинальні зусилля на опори.

Стійкість об'єктів електроенергетики у надзвичайних ситуаціях є важливою в мирний і в воєнний час з точки зору роботи промислового комплексу і з точки зору обороноздатності держави.

Один із самих уразливих елементів електричної системи це відкриті лінії електропередач так як це обладнання відкритого типу постійно зазнає впливу кліматичних факторів і дуже уразливі при екстремальних природних явищах. Тому для забезпечення надійної роботи ліній електропередач необхідно забезпечувати їй захист різними пристроями в залежності від виду кліматичних впливів.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на локальну електричну систему (ЛЕС) має вплив електромагнітного імпульсу. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж. Саме тому є необхідність запобіганню впливу цього фактору на обладнання ЛЕС.

ЕМІ небезпечний і за наявності міцних споруд. Сучасний рівень знань про природу і властивості ЕМІ дає можливість розробити захист від нього і впровадити заходи захисту до яких входять схеми та радіоелектронні елементи стійкі до ЕМІ, екранування окремих пристроїв або цілих блоків.

5.5.1 Дослідження стійкості роботи локальних електричних систем в умовах дії буревію

Трансформатори, повітряні лінії електропередачі і відкриті електричні підстанції проектують з урахуванням вітрових навантажень. Буревій має руйнівну силу і буває тривалий в часі, швидкість якого понад 30 м/сек (12 балів по шкалі Бофорта).

При обтіканні проводів потоком повітря, спрямованим поперек осі лінії або під деяким кутом до цієї осі, з підвітряного боку проводу виникають завихрення. Періодично відбуваються відриви вітру від проводу та утворення вихорів протилежного напрямку. При збігу частоти утворення вихорів з однією з частот власних коливань натягнутого проводу останній починає коливатися у вертикальній площині. При цьому одні точки найбільше відхиляються від положення рівноваги, утворюючи пучність хвилі, а інші - залишаються на місці, утворюючи так звані вузли. Коливання проводів та грозозахисних тросів з амплітудою, що не перевищує 0,005 довжини напівхвилі або двох діаметрів дроту, називаються вібрацією.

Вібрація проводів спостерігається, як правило, в прольотах довжиною більше 120 м і посилюється зі збільшенням прольотів. Особливо небезпечна вібрація на переходах через річки та водні простори з прольотами завдовжки більше 500 м. Це виникає при швидкостях вітру 8 м/с, а при збільшенні швидкості вітру збільшується частота вібрації і число хвиль в прольоті.

Небезпека вібрації полягає в обривах окремих проводів на ділянках їх виходу з затискачів. Ці обриви відбуваються внаслідок того, що змінні напруги від періодичних вигинів проводів у результаті вібрації накладаються на основні розтягують напруги в підвішеному проводі. Якщо останні напруги невеликі, то

сумарні напруги не досягають межі, при якому відбувається руйнування проводів.

5.5.2 Дослідження стійкості роботи локальних електричних систем в умовах дії ЕМІ

При оцінці стійкості роботи локальних електричних систем проводиться аналіз і дослідження стійкості роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електротехнічної і електронної апаратури, кабельних і повітряних ліній може бути досягнуто при наявності високого перехідного затухання в захисних екранах.

За критерій стійкості вибираємо коефіцієнт безпеки [25]:

$$K_{\delta(B,\Gamma)} = 20 \cdot \lg \left(\frac{U_{\text{доп}}}{U_{(B,\Gamma)}} \right) \geq 40 [\text{дБ}], \quad (5.3)$$

де $U_{\text{доп}}$ – допустима напруга живлення;

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot n = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 (\text{В}),$$

де $U_{\text{ж}}$ – допустиме коливання напруги .

Горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_{\text{вмакс}} = 10,22 (\text{В/м}).$$

Значення максимальних довжин струмопровідних частин (в горизонтальних і вертикальних частинах) на кожній ділянці $l_{\text{в}}$, l_{Γ} зведемо в таблицю. Визначаємо горизонтальну і вертикальну напругу наводки на струмоведучих частинах та відповідні коефіцієнти безпеки:

$$\text{Для блоку живлення: } U_{\text{в}} = E_{\Gamma} \cdot l_{\text{в}} = 10,22 \cdot 0,25 = 2,55 (\text{В}),$$

$$U_{\Gamma} = E_{\text{в}} \cdot l_{\Gamma} = 10,2 \cdot 1,1 = 11,02 (\text{кВ}).$$

$$K_{\text{об}} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,6}{2,55}\right) = 23,65 \text{ (дБ)},$$

$$K_{\text{оз}} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,6}{11,02}\right) = 3,56 \text{ (дБ)}.$$

Для всіх інших блоків розрахунок проводиться аналогічно і результати заносимо в таблицю 5.3

Таблиця 5.3 – Дані розрахунку по різним блокам ЛЕС

№	Елемент РЗА	Lг, (м)	Lв, (м)	Кбв,(дБ)	Кбг,(дБ)	Стан об'єкта
1	Блок живлення	0,2	1,1	23,63	3,56	не стійкий
2	Релейний захист та автоматика	0,12	0,36	19,29	11,16	не стійкий
3	Блок прийому і передачі	1,2	0,95	30,69	10,15	не стійкий
4	Вимірювальні трансформатори	0,41	1,3	29,55	26,85	не стійкий
5	Диференціальний захист підстанцій та РП	0,24	0,42	37,36	37,18	не стійкий
6	МСЗ (максимальний струмовий захист) підстанцій та РП	0,36	0,63	24,437	15,17	не стійкий

Тож так, як $K_{\text{б(в,г)}} < 40\text{дБ}$, то апаратура ЛЕС буде не стійка в роботі і потрібно проводити екранування. Даний розрахунок проводиться в пункті 5.6.

5.6 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи локальних електричних систем в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Для захисту проводів від пошкоджень, що викликаються вібрацією при сильному вітрі, застосовуються різні засоби: зниження натягу в проводах, посилення проводів спіральною арматурою, зміна довжини прольотів між розпірками в розщеплених проводах.

Для того, щоб електрична система була стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно щоб коефіцієнт безпеки знаходився в межах від 0 до 40 (дБ). Так як $K_{б(в,г)} < 40$ (дБ), то апаратура буде не стійка в роботі і потрібно проводити її екранування. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та товщини стінок екрану для блоку живлення. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці 5.4.

$$A_{екр} = K_{бном} - K_{бмін} = 40 - 36,44 = 36,44 \text{ (дБ)},$$

$$T_1 = \frac{A_{екр1}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{36,44}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,036 \text{ (см)},$$

де $k = 5,2$ (для сталі), $f = 15000$ (Гц) [26].

Таблиця 5.4 – Дані розрахунку захисного екрану по різним блокам ЛЕС

№	Елемент РЗА	$A_{екр}$, (дБ)	T_1 , (см)
1	Блок живлення	36,44	0,036
2	Релейний захист та автоматика	28,84	0,029
3	Блок прийому та передачі	29,85	0,031
4	Вимірювальні	10,45	0,019

	трансформатори		
5	Диференціальний захист підстанцій та РП	2,82	0,011
6	МСЗ (максимальний струмовий захист) підстанцій та РП	24,83	0,021

Для підвищення стійкості роботи ЛЕС до ЕМІ необхідно: встановити захисний екран із сталі з товщиною стінок до 0,036 (см), на входах і виходах пульту управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряної лінії електропередач в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

У кожному конкретному випадку повинні бути знайдені найефективніші і економічно доцільні засоби захисту електронної апаратури і великих розгалужених електротехнічних систем. Розглянемо інші можливі засоби захисту:

1. Повне укриття приміщення металевим екраном;
2. Перехід від електричних систем зв'язку до волоконно-оптичних;
3. Металоокисні варистори й високошвидкісні зенеровські діоди;
4. Створення роз'ємів з фільтрами і вбудованими зенеровськими діодами;
5. Екрани і захисні пристрої;
6. Захист кабелів тощо.

З'єднувальні кабелі за захистом прокладають в земляних траншеях під цементним чи бетонованою підлогою будинків або укладають в сталеві коробки, які заземляють. Можна розміщувати кабелі і на поверхні поля, закривши їх заземлюючими швелерами.

Надійність підвищується, якщо кабель розгалужується і підводиться до кільком шаф з роздільними трансформаторами. І тут ізольовані ділянки

системи мають великий опір ізоляції й малу ємність проводів щодо землі. Також доцільно застосовувати фільтри від високочастотних перешкод.

Основні функції захисного розрядника — розімкнути лінію чи відвести енергію задля унеможливлення ушкодження в устаткуванні, що захищається. Встановлюється на входи і виходи апаратури. Також для захисту апаратури можуть бути рекомендовані плавкі запобіжники і захисні вхідні пристосування, які являють собою різні релейні чи електронні пристрої, що реагують на перевищення струму чи напруги у колі. Вони забезпечують «стікання» великого розряду без ушкодження ізоляційних елементів ліній.

Отже нами було оцінено стійкість роботи локальної електричної системи внаслідок НС метеорологічного характеру та дії ЕМІ. Для підвищення надійності роботи ЛЕС необхідно встановлення спіральних та маятникових гасителів вібрації та установки плавлення ожеледі. Для захисту елементів ЛЕС від дії ЕМІ необхідне встановлення захисного екранів товщиною стінок не менше 0,4 (мм).

ВИСНОВКИ

В роботі отримано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі оптимізації функціонування відновлюваних джерел енергії у локальних електричних системах, що полягає у виборі оптимальних схем їх приєднання, а також в автоматизації оптимального керування їх роботою в складі електричної системи та дозволяє дотримуватись заявленого графіка генерування ВДЕ.

Пропонований спосіб оперативного коригування схем видачі потужності відновлюваних джерел енергії засобами реконфігурації схем приєднання на базі концепції Smart Grid, що дозволяє узгоджувати використання керованих та умовно-керованих джерел.

Результати розрахунків з оптимізації добових режимів генерування відновлюваних джерел енергії та споживачів енергії в локальних електричних системах на прикладі Цекинівської сонячної електричної станції підтвердили працездатність і достовірність розроблених моделей та алгоритмів. Результати розрахунків з імітації впровадження визначених керувальних впливів підтвердили достатню ефективність оптимізаційних заходів.

Вказані алгоритми можуть бути ефективно використані для зниження втрат електроенергії в розподільних мережах, а у поєднанні з локальним регулятором забезпечують можливість автоматизації даного процесу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Відрновлювана енергетика ХХІ століття: Х міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – 396 с.
2. Відрновлювана енергетика ХХІ століття: ХІ міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – 405 с.
3. R. W. Wies, R. A. Johnson, J. Aspnes. Design of an energy efficient standalone distributed generation system employing renewable energy sources and smart grid technology // Proceedings of IEEE Power & Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-8.
4. Кириленко О. В., Трач І. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3–7. – ISSN 1727-9895.
5. A. Kim, H. Seo, G. Kim, M. Park, I. Yu, Y. Otsuki, J. Tamura, S. Kim, K. Sim, K. Seong. Operating characteristic analysis of hts smes for frequency stabilization of dispersed power generation system // IEEE Transmitting On Applied Superconductivity. – 2010. – Vol. 20. – № 3. – P. 1334-1338.
6. Sharat Ranjan. Decentralised power generation and distribution // Proceedings of the Himalayan Small Hydropower Summit. – Dehradun, India. – 2006. – P. 147-155.
7. Taro Kondo, Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama. Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices // IEEE Transactions on Power and Energy. – 2006. – Vol. 126. – № 3. – P. 347-358.
8. B. Mahdad, K. Srairi and T. Bouktir. Optimal coordination and penetration of distributed generation with shunt facts using ga/fuzzy rules // Journal of Electrical Engineering & Technology. – 2009. – Vol. 4. – № 1. – P. 1-12.

9. H. Hatta, S. Uemura and H. Kobayashi. Cooperative control of distribution system with customer equipments to reduce reverse power flow from distributed generation // Proceedings of IEEE Power&Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-6.

10. Буцьо З. Ю. Мала гідроенергетика: світовий досвід і перспективи розвитку в Україні / З. Ю. Буцьо, Л. М. Луцьок, О. В. Гаврюк // Електропанорама. – 2011. – №6. – С. 47–51.

11. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Ч. 1. – 2011. – С. 48–55. – ISSN 1727-9895.

12. Кириленко А. В. Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка / А. В. Кириленко, В. Л. Прихно // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку. – К.: 2009. – С. 3–10.

13. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.

14. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 (електронний ресурс). Режим доступу: http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal

15. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.

16. National Institute of Standards and Technology, Standards Identified for Inclusion in the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0, September. 2009, [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.nist.gov/smartgrid/standards.html>.

17. IEEE standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE 1547, 2003.
18. Survey of Studies and Analysis Tools Used for Assessment of Distributed Generation Integration in Canadian Distribution Systems. Report - CETC 2006-070 (TR). April 2006.
19. Правила приєднання електроустановок до електричних мереж. Постанова НКРЕ №1137 від 14.12.2005.
20. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
21. Лежнюк П. Д. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук, В. О. Хоменко // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. – 2011. – №1. – С. 104–108.
22. Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). – DG XVII European Commision 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.
23. Нікіторович О.В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека // Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – 40-44.
24. Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama, “Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.
25. Andrew Keane, Mark O'Malley “Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1640-1646, August 2005.
26. N. S. Rau and Y.-H. Wan, Optimum location of resources in distributed planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, pp. 2014-2020, Nov. 1994.

27. Caisheng Wang, M. Hashem Nehrir “An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 4, pp. 2068-2076, November 2004.
28. Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam “ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems”, PowerTech, pp. 555-560, 2007.
29. Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román “Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation”, IEEE Transactions on power systems, vol. 21, no. 2, pp.533-540, May 2006.
30. Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum, “Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization”, IEEE, 2011.
31. Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P. Harrison “Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, February 2011.
32. Nikhil K. Ardeshta, Badrul H. Chowdhury, “Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation”, IEEE, pp. 1-8, 2010.
33. C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement, International Journal of Power and Energy Systems, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, July 2006.
34. Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighizadeh, M. Sadighi “A Particle Swarm Optimization for Siting and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses”.
35. Liu Zifa, Wu Ziping, Xue Xiaoqiang, Zhang Jianhua “Optimal Configuration for Capacity of Distributed Generation Interconnected to Distribution Network Based on Improved”.

36. Методичні вказівки до виконання розділу "Охорона праці" в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей /Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 45 с.

37. Бурикін О.Б. Оптимальне керування взаємовпливом електричних мереж енергосистем з урахуванням змінних параметрів // О.Б. Бурикін, В.О. Лесько, В.В. Видмиш, С.В. Гуцол / Збірник наукових праць ДонНТУ. – 2013 с.56-60.

38. Взаємовплив електричних мереж в процесі оптимального керування їх режимами/Лежнюк ПД, Кулик ВВ, Бурикін ОБ–Монографія.–Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008.–123 с

39. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983

40. Мягченко О. П. Безпека життєдіяльності людини та суспільства : навч. посіб. / О. П. Мягченко. – Київ : Центр учбової літератури, 2010. – 384 с.

41. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

42. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983

43. "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ-1987), шосте видання, Енергоатомвидав, 1987.

44. Бондаренко Є. А. Пожежна безпека : навч. посіб./ Є. А. Бондаренко. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 109 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Оптимізація схем приєднання та режимів функціонування відновлюваних джерел енергії в локальних електричних системах

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☐ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Юхтенко О. В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Томашевський Ю.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

Погоджено

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д-р техн. наук., проф. Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

(підпис)

" " 2024 р.

" " 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМ ПРИЄДНАННЯ ТА РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ
ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ
СИСТЕМАХ

08-21.МКР.031.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к. т. н., доцент

Томашевський Ю.В.

(підпис)

Магістрант групи ЕСМ-22м з/в

Юхтенко О.В.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Призначення об'єкту і галузь використання

Електрична мережа 35/10 кВ включає в себе підстанцію „Слобода-Підлісівська” призначену для розподілу потужності у розподільній мережі. До підстанції приєднано фідери №31 та №35.

2. Склад об'єкту

До складу електричної мережі 35/10 кВ входить сонячна електрична станція «Цекинівська СЕС№1» потужністю 1430 кВт, «Цекинівська СЕС№2» потужністю 1430 кВт та «Цекинівська СЕС№3» потужністю 250 кВт.

3. Умови експлуатації

Експлуатація електричної мережі 35/10 кВ здійснюється в складі електричної системи 110/35/10 кВ, яка підпорядкована ВАТ „АК Вінницяобленерго”. Район з ожеледі приймається – 3 - й. Час втрат $\tau = 4000$ год/рік. Фідери Ф-31, Ф-35 на підстанції „Слобода Підлісівська” працюють без компенсації реактивної потужності.

4. Технічне завдання

Для схеми електричної мережі (рисунок А1, таблиці А1 і А2) задані умови функціонування та графіки навантаження для типової літньої доби. Для заданих ВДЕ необхідно вибрати умови оптимального приєднання до існуючої мережі.

5. Елементна база

Для схеми розвитку можна використовувати повітряні лінії та сучасне обладнання і апарати для нових підстанцій. Схеми ВРУ для проєктованих підстанцій комплектуються вимикачами.

6. Конструктивне виконання

Для схем нових підстанцій рекомендовано використовувати схеми „Місток” з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і в перемичці.

7. Показники технологічності

Розвиток схеми електричної мережі потрібно здійснювати з врахуванням технологічних умов керування режимами і селективного спрацювання релейного захисту. Для застосування засобів по зменшенню втрат активної потужності використані норми втрат, що діють у ВАТ „АК Вінницяобленерго”.

8. Технічне обслуговування і ремонт

Технічне обслуговування і ремонт існуючої електричної мережі 110/35 кВ і нових об'єктів проводиться відповідними службами ВАТ „АК Вінницяобленерго”, а саме Ямпільськими РЕМ.

9. Живлення об'єкту

Живлення схеми розвитку забезпечується від системної підстанції 110 кВ.

10. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстративні матеріали, дослідні зразки (за наявності), анотації до МКР українською та іноземною мовами.

11. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

12. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

13. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом (за необхідності)

Відсутні.

Додаток Б

Графічний матеріал до захисту магістерської кваліфікаційної роботи

Завідувач кафедри	_____	_____
_____	(підпис)	(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)
(назва кафедри)		
 Науковий керівник	_____	_____
	(підпис)	(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)
 Опонент	_____	_____
	(підпис)	(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)
 Магістрант	_____	_____
	(підпис)	(група, П.І.П.)
 Науковий консультант	_____	_____
	(підпис)	(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

Оптимізація схем приєднання та режимів функціонування відновлюваних джерел енергії в локальних електричних системах

Виконав: студент 2 курсу ОППП магістра,
групи ЕСМ-22мз
спеціальності
141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Юхтенко О.В.
Керівник: канд. техн. наук, доцент
Томашевський Ю. В.

Оптимізація схем приєднання та режимів функціонування відновлюваних джерел енергії в локальних електричних системах

2

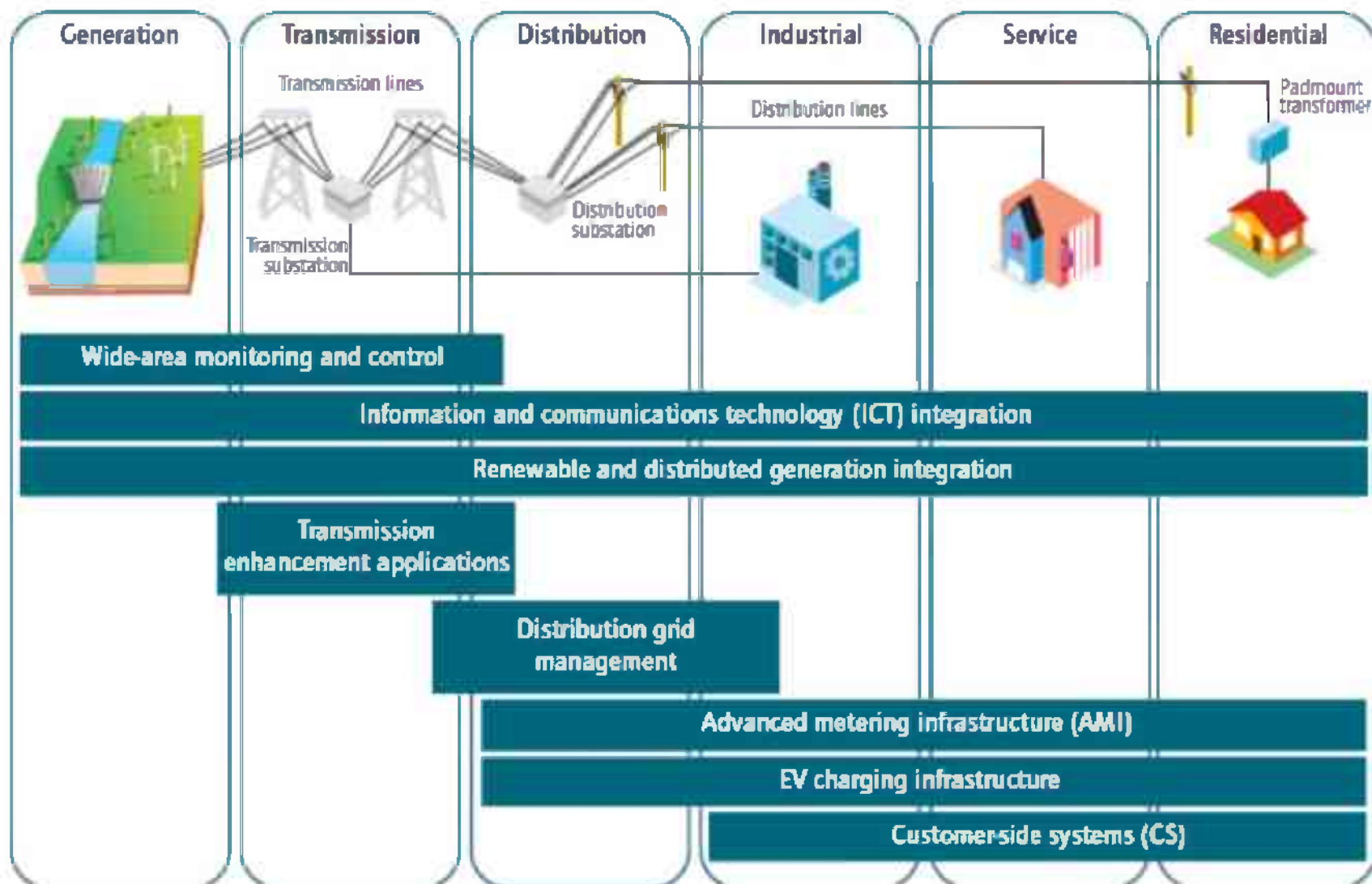
Мета і задачі дослідження. Метою цього магістерського дослідження є оптимізація схем приєднання та режимів функціонування відновлюваних джерел енергії в локальних електричних системах шляхом використання автоматичних засобів керування.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання**:

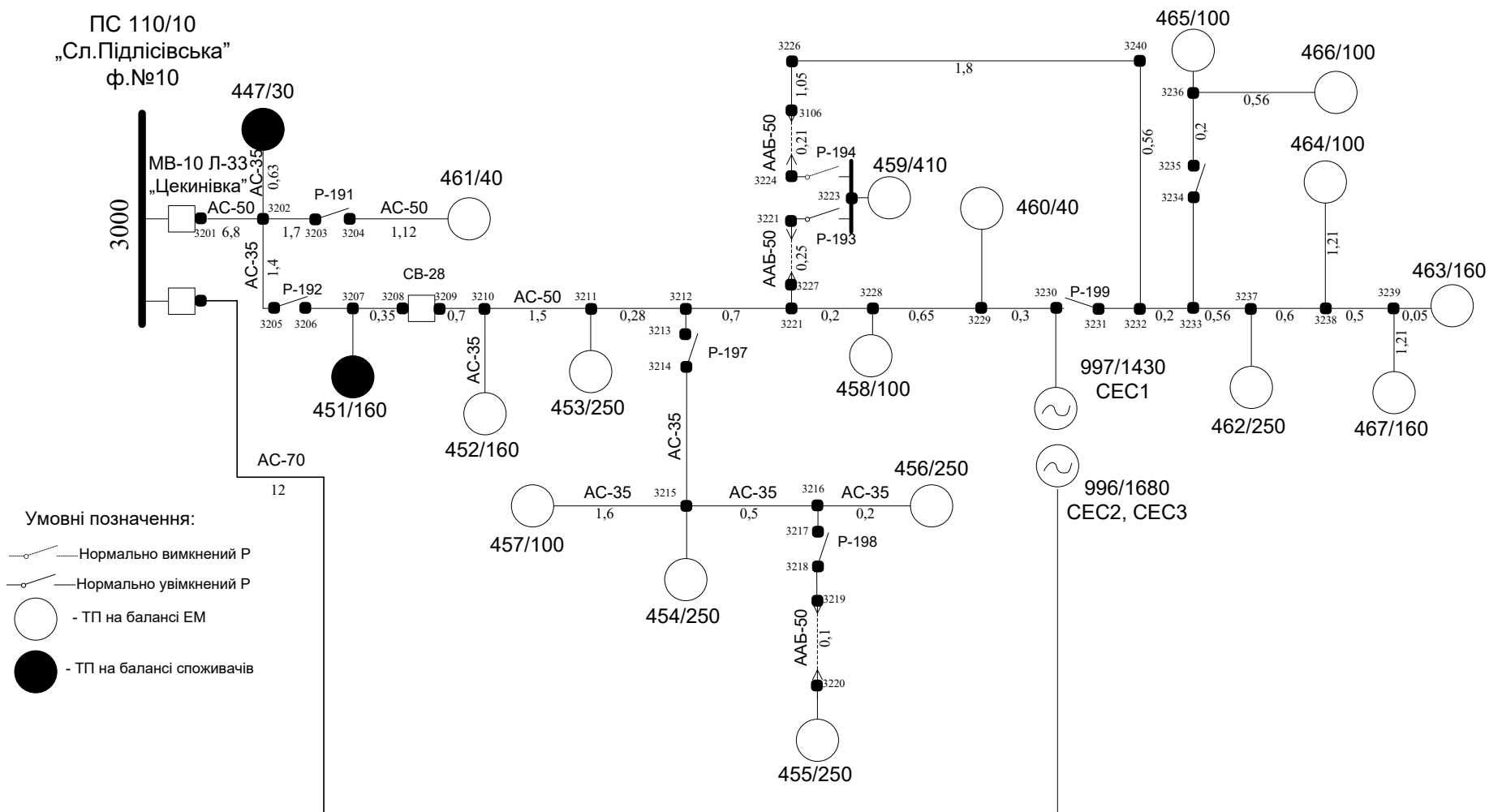
1. Дослідження задач, пов'язаних з підвищенням ефективності роботи відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) і визначення умов оптимальності для їх режимів роботи. Це включає аналіз різних факторів, що впливають на роботу ВДЕ, таких як зовнішні впливи, коливання навантаження, зберігання енергії та інші, з метою забезпечення максимальної ефективності та стійкості їх роботи.
2. Аналіз особливостей використання ВДЕ в електричних системах. Це включає вивчення ролі та впливу ВДЕ на роботу електричних систем, враховуючи їхню неперервність, незалежність від традиційних джерел енергії та можливість включення у сітку.
3. Перевірка доцільності використання методів розрахунку втрат потужності в розподільчих електричних мережах з використанням ВДЕ. Це включає оцінку ефективності розрахункових методів для визначення втрат потужності в електричних мережах з урахуванням впливу ВДЕ, з метою визначення оптимальних підходів до зменшення цих втрат.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є режими роботи розподільних електричних мереж з ВДЕ, а **предметом дослідження** – методи та засоби підвищення ефективності функціонування розподільних електричних мереж.

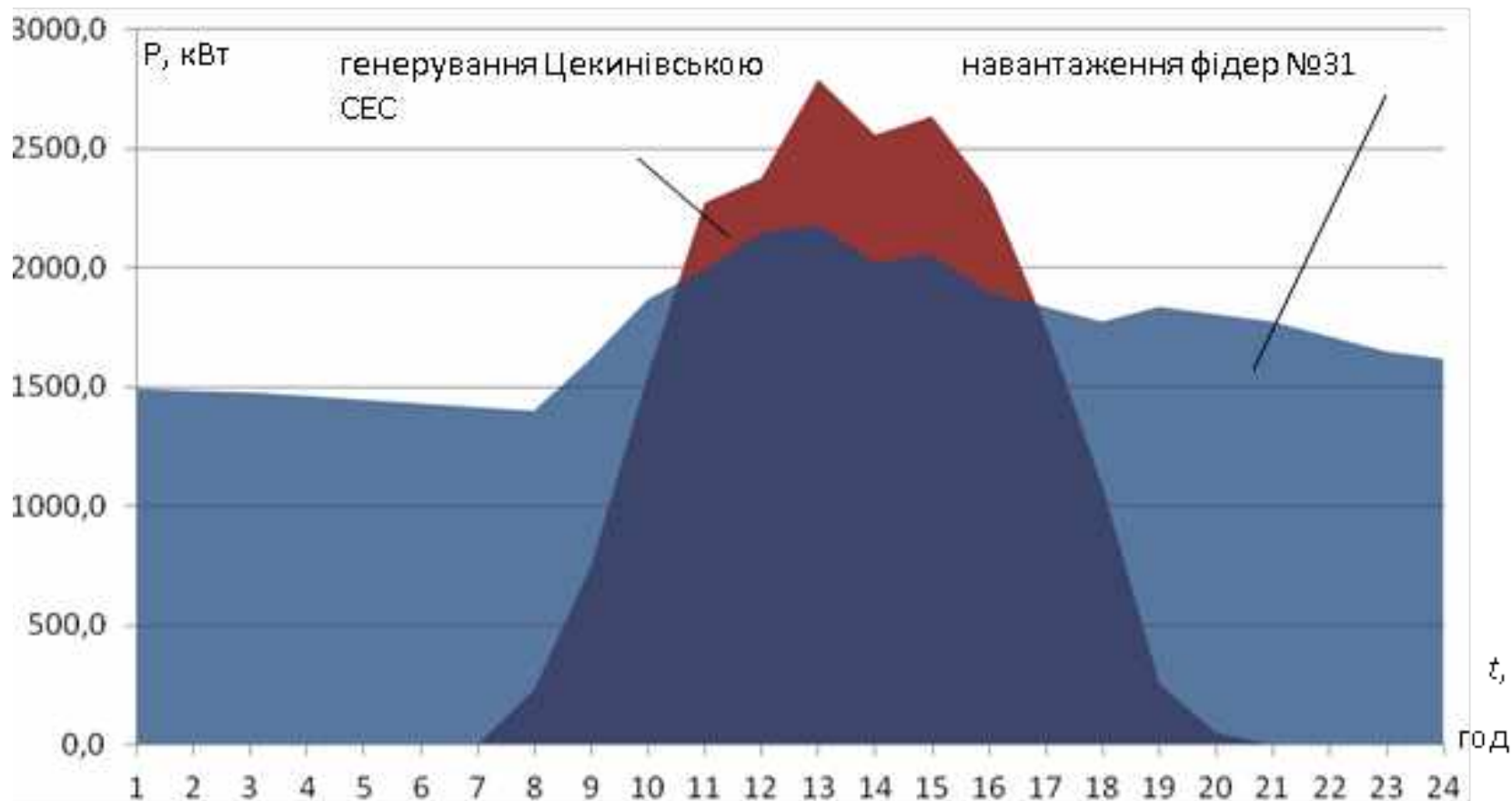




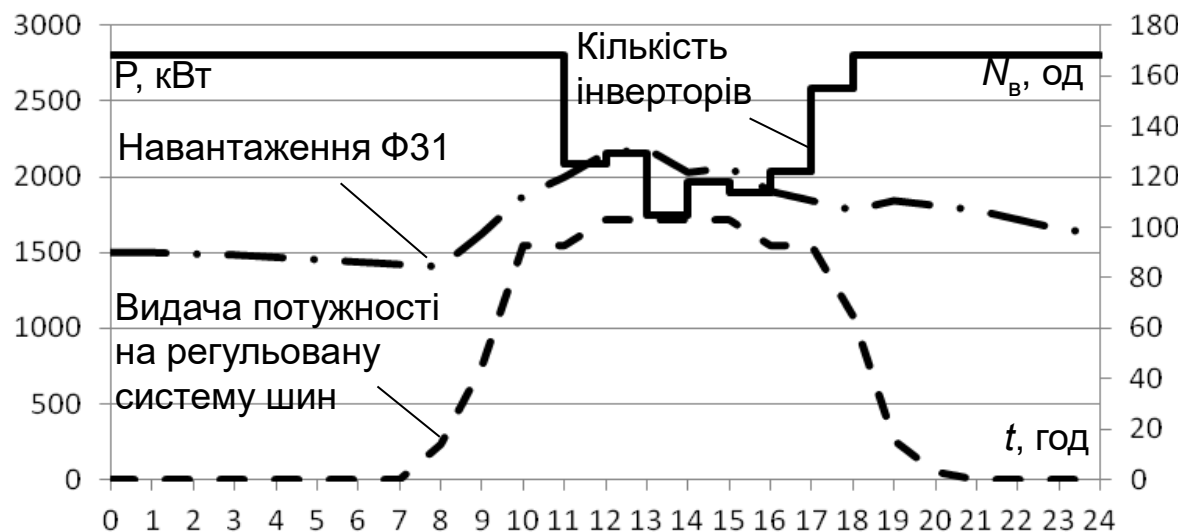
ПС 35/10 «Слобода-Підлісівська» та електрична схема фідерів №31 та №35



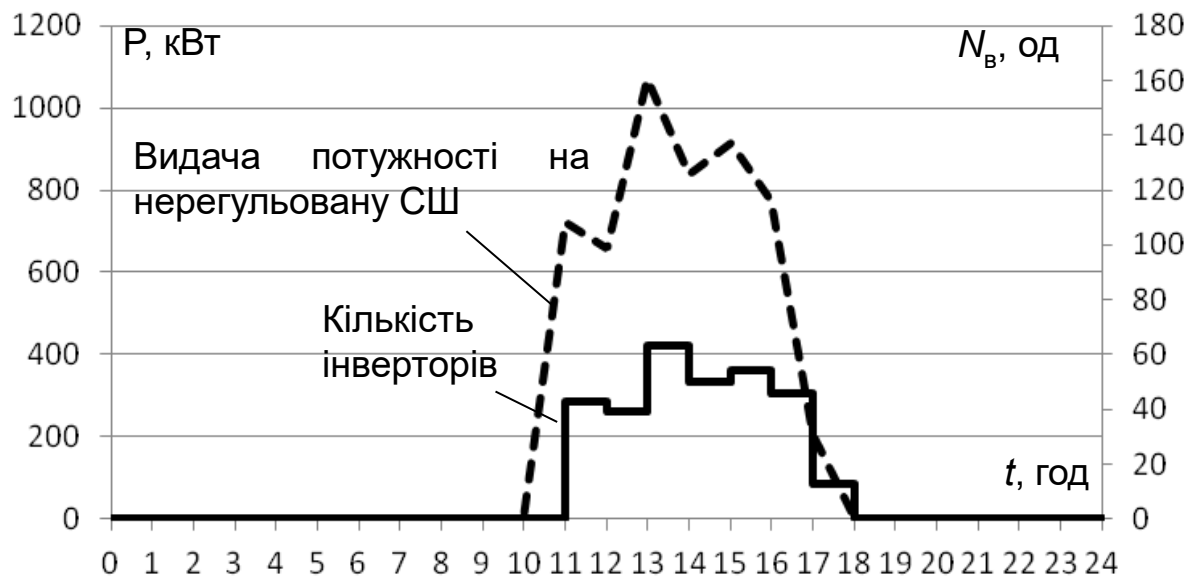
Співвідношення графіків видачі потужності Цекинівською СЕС та навантаження ПС 35/10 «Слобода Підлісівська» фідер №31 у режимі максимальних навантажень



Результати оптимізації добових режимів генерування Цекинівської СЕС та споживачів енергії ПС 35/10 «Слобода Підлісівська»



а) фідер №31



б) фідер №35

В роботі отримано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі оптимізації функціонування відновлюваних джерел енергії у локальних електричних системах, що полягає у виборі оптимальних схем їх приєднання, а також в автоматизації оптимального керування їх роботою в складі електричної системи та дозволяє дотримуватись заявленого графіка генерування ВДЕ.

Пропонований спосіб оперативного коригування схем видачі потужності відновлюваних джерел енергії засобами реконфігурації схем приєднання на базі концепції Smart Grid, що дозволяє узгоджувати використання керованих та умовно-керованих джерел.

Результати розрахунків з оптимізації добових режимів генерування відновлюваних джерел енергії та споживачів енергії в локальних електричних системах на прикладі Цекинівської сонячної електричної станції підтвердили працездатність і достовірність розроблених моделей та алгоритмів. Результати розрахунків з імітації впровадження визначених керувальних впливів підтвердили достатню ефективність оптимізаційних заходів.

Вказані алгоритми можуть бути ефективно використані для зниження втрат електроенергії в розподільних мережах, а у поєднанні з локальним регулятором забезпечують можливість автоматизації даного процесу.

Доповідь завершено, дякую за увагу.