

Центральноукраїнський національний технічний університет
Центр заочної та дистанційної освіти
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____2021р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Дослідження енергоефективних режимів роботи
електричних мереж 0,4 кВ з фотоелектричними
установками.”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-20МЗ
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Галицький М.В.
« ____ » _____2021 р.
Керівник роботи
к.т.н., доцент
_____Іван САВЕЛЕНКО
« ____ » _____2021 р.
Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет ЦЗДО

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

« » 2021 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Галицького Максима Васильовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Дослідження енергоефективних режимів роботи електричних мереж 0,4 кВ з фотоелектричними установками.

Study of energy efficient operation modes of 0.4 kV electrical networks with photovoltaic installations.

2. Керівник роботи (проекту) Савеленко Іван Володимирович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 9.12.2021 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Вступ; Аналіз засобів енергозабезпечення підприємств з використанням сонячної енергії. Характеристики джерел енергії, необхідної для автономного електропостачання. Теоретичне дослідження впливів на систему електропостачання з відновлювальними джерелами розподіленої генерації Комп'ютерне моделювання режимів роботи системи електропостачання з джерелами розподіленої генерації. Економічний розділ; Охорона праці; Висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н., доц. Журило І.В.</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ.</i>	4.10.21	
2	<i>Характеристика розподільних електричних мереж з джерелами розподіленої генерації.</i>	11.10.21	
3	<i>Задачі впровадження відновлювальних джерел енергії та шляхи їх вирішення</i>	14.10.21	
4	<i>Теоретичне дослідження впливів на систему електропостачання з відновлювальними джерелами розподіленої генерації</i>	21.10.21	
5	<i>Комп'ютерне моделювання режимів роботи системи електропостачання з джерелами розподіленої генерації</i>	28.10.21	
6	<i>Економічний розділ</i>	5.11.21	
7	<i>Охорона праці</i>	15.11.21	
8	<i>Висновки</i>	21.11.21	
9	<i>Оформлення пояснювальної записки та презентації магістерської роботи</i>	25.11.21	
10	<i>Вступ.</i>	29.11.21	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2021 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2021 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Галицький М.В. Дослідження енергоефективних режимів роботи електричних мереж 0,4 кВ з фотоелектричними установками. *Study of energy efficient operation modes of 0.4 kV electrical networks with photovoltaic installations*

Спеціальність 141 - «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». - ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». - Центральноукраїнський національний технічний університет. - м.Кропивницький, 2021р.

Об'єкт дослідження – електричні розподільчі мережі.

Мета роботи – оптимізація режимів електричних розподільчих мережах з генерацією від відновлювальних джерел енергії.

Виконано обґрунтування структури втрат електроенергії та визначена їх роль в оцінці резервів енергосистеми, потенціалу зниження втрат проведено їх ранжування в залежності від рівня втрат електроенергії.

Проведений синтез впливу ВДЕ на добові навантаження локальної електричної мережі дозволив виявити шляхи оптимізації їх використання в сучасних енергосистемах.

Проведений аналіз методів пошуку оптимального розміщення ВДЕ в розподільчій мережі за критерієм мінімуму втрат потужності дав можливість сформулювати алгоритм вирішення даної задачі.

Ключові слова: ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ РЕЖИМИ, ТЕХНОЛОГІЧНІ ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ, ЛОКАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Halytsky M. **Investigation of energy efficient modes of 0.4 kV electrical networks with photovoltaic installations.** *Дослідження енергоефективних режимів роботи електричних мереж 0,4 кВ з фотоелектричними установками*

Specialty 141 - "Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics". - EPP "Electrical systems of electricity consumption". - Central Ukrainian National Technical University. - Kropyvnytskyi, 2021

The object of research is electrical distribution networks.

The purpose of the work is to optimize the modes of electrical distribution networks with generation from renewable energy sources.

The structure of electricity losses has been substantiated and their role in the estimation of power system reserves has been determined, the potential for reducing losses has been ranked depending on the level of electricity losses.

The synthesis of NFI influence on daily loads of the local electric network allowed to identify ways to optimize their use in modern power systems.

The analysis of methods for finding the optimal location of RES in the distribution network by the criterion of minimum power losses made it possible to formulate an algorithm for solving this problem.

Keywords: ENERGY SAVING REGIMES, TECHNOLOGICAL LOSSES OF ENERGY, LOCAL ELECTRICAL NETWORKS, RENEWABLE ENERGY SOURCES

Зміст

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП.....	9
1. АНАЛІЗ СТРУКТУРИ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ	10
1.1. Розрахунок втрат електроенергії в електричних мережах	10
1.2. Задачі функціонування електричних мереж.....	12
1.3. Аналіз підходів при визначенні втрат електроенергії	13
1.4. Достовірність розрахункових втрат електроенергії в електричній мережі	15
1.5. Аналіз комерційних втрат в електричних мережах	16
1.6. Аналіз втрат електричної енергії, від зниження параметрів якості мережі	19
Висновки до розділу 1.....	22
2. ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ.....	23
2.1. Оптимізація роботи розподільних електричних мереж з ВДЕ	23
2.2. Аналіз впливу джерел відновлювальної енергії на роботу розподільчих мереж	27
2.3. Оптимальні закони керування відновлювальними джерелами електроенергії в розподільчих мережах.....	31
2.4. Автоматизованої система керування потужністю відновлювальних джерел енергії.....	34
Висновки до розділу 2.....	37
3. ДОСЛІДЖЕННЯ СУМІСНОЇ РОБОТИ ВДЕ З ЕЛЕКТРИЧНИМИ МЕРЕЖАМИ.....	38
3.1. Аналіз параметрів розподільчих електромереж в ринкових умовах енергетики	38
3.2. Аналіз методів впливу відновлювальних джерел енергії на розподільчі	

електричні мережі.....	41
3.3. Аналіз впливу відновлювальних джерел енергії на режими роботи електричних мереж.....	42
3.4. Визначення складових втрат потужності, зумовлених функціонуванням ВДЕ в електромережах.....	45
3.5. Алгоритми розрахунку втрат потужності від використання відновлювальних джерел енергії	47
Висновки до розділу 3.....	52
4. МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ.....	53
4.1. Визначення числових характеристик навантаження для обчислення втрат електроенергії	53
4.2. Дослідження втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах	54
4.3. Оцінка ефективності роботи електричних мереж з урахуванням енергозберігаючих заходів в системі електропостачання.....	61
4.4. Складання нормалізованого електроенергетичного балансу підприємства	65
Висновки до розділу 4.....	68
5. ОХОРОНА ПРАЦІ	69
5.1. Безпека експлуатації на сонячних електростанціях, що входять до системи автономного електропостачання.....	69
5.2. Техніка безпеки при встановленні та роботі з сонячними батареями	69
5.3. Екологічні характеристики сонячної енергетики	71
Висновки до розділу 5.....	75
6. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ПРИСТРОЯМИ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ	76
6.1. Розрахунок капітальних інвестицій.....	76
6.2. Розрахунок експлуатаційних витрат	78
6.3. Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт.....	81

6.4. Річної економії від впровадження сонячних електростанцій.....	81
6.5. Розрахунок економічної ефективності встановлення сонячної електростанції	83
Висновки до розділу 6.....	86
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	87
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	89
ДОДАТКИ.....	92

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСКОЕ – автоматизована система контролю і обліку електроенергії
НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
ОРЕ – оптовий ринок електроенергії
РЕМ – районні електричні мережі
ТН – трансформатори напруги
ТС – трансформатори
ЛЕП - лінія електропередавання
ВДЕ - відновлювальні джерела енергії
СЕС - сонячна електрична станція
ЛЕС - локальна електрична система
ДАЕ - джерела альтернативної енергетики
ДРГ – джерела розподіленої генерації

ВСТУП

В сучасному сьогодні існує стійкий інтерес до використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). Така ситуація викликана здатністю відновлювальних джерел енергії бути резервом електроенергетичних систем, що може дати суттєву економію енергоресурсів. Такий ефект досягається через використання відновлюваних джерел, що збільшують децентралізацію в системі генеруючих потужностей в енергосистемі. Інтеграція відновлювальних джерел енергії до розподільчих мереж може забезпечити зменшення втрат через перерозподіл потужностей в лініях.

В практиці проектування відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) ще не вирішені повністю питання їх впливу на роботу низьковольтних електричних мереж (ЕМ), через відсутність достовірної інформації про поточний стан мереж та їх навантажень.

Різноманітні технічні характеристики відновлювальних джерел енергії відсутність єдиного підходу до їх застосування ускладнює ефективну роботу ВДЕ в електричних мережах. Для підвищення ефективності роботи ВДЕ за рахунок зменшення втрат електроенергії пропонується вимірювати струм сонячної електростанції (СЕС) та змінювати потужність інверторів, що підключені системи шин.

Процеси децентралізації в системі електропостачання споживачів, пов'язані зі збільшенням частки генеруючих потужностей відновлювальної енергетики в балансі енергосистеми. Збільшення частки виробленої електроенергії від відновлювальних джерел енергії ускладнюють оперативний контроль та керування режимами в електричних мережах.

Реформування енергетичного ринку України, з розмежуванням його на декілька рівнів значно ускладнює роботу диспетчерської служби енергосистеми через неможливість ефективної організації інформаційних потоків між суб'єктами «зеленої енергетики» та енергосистемою.

1. АНАЛІЗ СТРУКТУРИ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ

1.1. Розрахунок втрат електроенергії в електричних мережах

Головною задачею розподільних електричних мереж служить забезпечення електричною енергією розподільчих вузлів в енергосистемі, для її подальшого розподілу між вузлами споживання, загальний вид такої системи наведено на рис. 1.1. Процеси ефективного використання при транспортуванні енергії виражаються втратами електроенергії, які визначаються:

$$\Delta W = W_{\text{надх}} - W_{\text{відп}}, \quad (1.1)$$

де $W_{\text{надх}}$ – кількість електроенергії, що поступає до електричної мережі з енергосистеми і яку необхідно розподілити між споживачами;

$W_{\text{відп}}$ – кількість електроенергії, що розподіляється між вузлами навантаження.



Рисунок 1.1 – Розподіл електроенергії в розподільчих мережах

Втрати електроенергії можна умовно поділити на технологічні та комерційні [2]. Структура їх подана на рис. 1.2. Технологічні втрати обумовлені технологією виробничого процесу передавання електроенергії мережами та обліку її надходження і відпуску. Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами. Тобто, втрати можна записати як

$$\Delta W = \Delta W_{\text{техн}} + \Delta W_{\text{ком}} = \Delta W_{\text{Т}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{обл}} + \Delta W_{\text{ком}} \quad (1.2)$$

де $\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{Т}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{обл}}$ - технологічні втрати енергії складаються з втрат мережі, власних потреб підстанцій та похибки приладів обліку; $\Delta W_{\text{ком}}$ – комерційні втрати енергії.

Структура технологічних та комерційних втрат в електричних мережах наведена на рис. 1.2.



Рисунок 1.2. Класифікація втрат в електричних мережах

Економічно обґрунтований рівень втрат енергії являється різницею між фактичним споживання та можливим зниженням втрат, що досягається за рахунок впровадження енергоощадних заходів або використання енергоефективних режимів.

Обґрунтовані технічні втрати енергії визначаються:

$$\Delta W_{\text{т.о}} = \Delta W_{\text{т}} - \delta W_0 \quad (1.3)$$

де $\Delta W_{\text{т}}$ - фактичним споживання в електричних мережах; δW_0 зниження втрат за рахунок енергозберігаючих заходів в енергосистемі.

Рівень оптимальні втрати в енергосистемі не постійний і буде залежати від етапів модернізації енергосистеми. Підвищення ефективності роботи енергосистеми буде характеризуватися постійною зміною навантажень у вузлах розрахункових схем. Тому прогнозований рівень втрат після реконструкції буде відрізнятися від реальних значень.

1.2. Задачі функціонування електричних мереж

Всебічний аналіз проблеми зниження втрат електроенергії в електричних мережах обумовлює необхідність їх структуризації для пошуку найбільш ефективних напрямків розвитку енергосистеми.

Точне визначення комерційних втрат в енергосистемі є досить складним процесом, що вимагає доступу до масивів закритої інформації про загальний стан та параметри налаштування системи обліку. Побудова системи, що буде паралельно відслідковувати потоки енергії в енергосистемі вимагає значні капіталовкладення.

Відсутність контролю за технологічними втратами, ускладнює їх визначення, але існує багато методів, що дозволяють їх визначити досить точно розрахунковим шляхом. Повна інформація про поточні втрати

потужності у мережах дає можливість вирішити супутні експлуатаційні задачі.

Наявність сучасних програмних засобів дає можливість локалізувати точки виникнення аварійній в мережі, що досить складно виконати для кабельних мереж.

Задачі визначення втрат в електричних мережах відрізняються підходами або методиками, що залежать від поставленої мети. На рис. 1.3 наведені можливі задачі визначення втрат в електричних мережах.

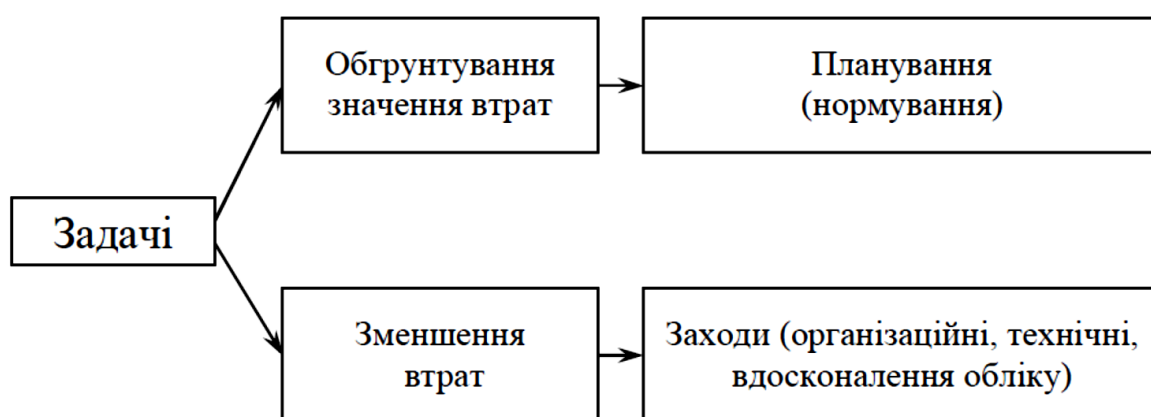


Рисунок 1.3 Задачі при визначенні втрат в електричних мережах

1.3. Аналіз підходів при визначенні втрат електроенергії

Розрахунки втрат електроенергії виконуються для трьох ситуацій, що описують роботу мереж в минулому, поточному та майбутньому періоді. підрозділяють на три види: ретроспективні, оперативні і перспективні. Для кожної із ситуацій характерні особливості. Для визначення втрат для ретроспективних розрахунків необхідна наступна інформація:

- групування елементів мережі за структурою втрат
- оцінка похибки обліку електроенергії;

- пошук елементів або груп з підвищеними втратами;
- оцінка реального ефекту від впроваджених енергоощадних заходів;
- формування балансів електроенергії для різних рівнів енергосистеми.

В поточному періоді для визначення втрат електроенергії необхідна наступна інформація:

- контролю втрат електроенергії в реальному часі;
- своєчасна корекція режимів та схеми для отримання мінімального рівня втрат електроенергії;
- складання балансів для контролю лімітів потужністю;
- визначення втрат електроенергії за періодами року;
- створення бази даних для прогнозування втрат електроенергії.

При визначенні втрат електроенергії для майбутніх розрахункових періодів необхідна наступна інформація:

- оцінки прогнозованого значення ефективності зниження втрат електроенергії;
- зрівняння різних варіантів реконструкції.

В залежності від режимів електричних мереж та насиченості їх приладами обліку та контролю для розрахунку втрат електроенергії використовують різні методики.

За результатами розрахунків здійснюють аналіз втрат електроенергії для оцінки резервів енергосистеми і потенціалу зниження втрат, ранжування факторів, що залежать від рівня втрат електроенергії тощо.

При аналізі втрат необхідно використовувати наступні дані:

- результати розрахунку режимів;
- структура та результати розрахунків втрат;
- міжсистемні потоки електроенергії;
- стан підсистем обліку електроенергії;
- середньомісячна оплата електроенергії абонентами та обсяги її крадіжок;
- матеріальне стимулювання робітників за зниження рівня втрат.

1.4. Достовірність розрахункових втрат електроенергії в електричній мережі

Навантажувальні втрати електроенергії для елементів схем в трифазних мережах визначають за формулою:

$$\Delta W_H = 3R \int_0^T I^2(t) dt \approx 3R \Delta t \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2 \quad (1.5)$$

де $I(t)$ – повний струм на елементі в поточний часу t ; R – активний опір елемента; Δt – інтервал між вимірами

Втрати холостого ходу елемента мережі визначають за формулою:

$$\Delta W_X = \frac{\Delta P_X}{U_{\text{ном}}^2} \int_0^T U^2(t) dt \approx \frac{\Delta P_X}{U_{\text{ном}}^2} \Delta t \sum_{i=1}^{T/\Delta t} U_i^2 \quad (1.6)$$

де ΔP_X - втрати потужності холостого ходу за паспортними даними електрообладнання; U – напруга мережі на розрахунковому елементі.

Розрахунок втрат електроенергії за інтервал часу T повинен враховувати незмінність параметрів R та ΔP_X , проте при розрахунку опору провідників необхідно виконувати його перерахунок у відповідності до його поточної температури. В розрахунках допустима температура нагріву проводів повітряних ліній може коливатися в межах від 84 до 120 % від паспортного значення.

Проведення розрахунків в умовах неповноти інформації використовує наближені методи, що базуються на ряду припущень. При застосуванні таких методів виникає методична похибка розрахунку, що залежить від об'єму наданої інформації.

Методична похибка вносить значну неточність при визначенні втрат електроенергії, тому при розрахунках необхідно враховувати зону нечутливості методу або інтервалу невизначеності втрат.

За границями інтервалу невизначеності визначається середньоквадратична методична похибка, що обумовлена неточністю наданої інформації. Границі середньоквадратичної методичної похибки визначаються за формулою:

$$\Delta_{\Pi-} = \frac{(\Delta W_P - \Delta W_{P.\min})}{3\Delta W_P} 100; \Delta_{\Pi+} = \frac{(\Delta W_{P.\max} - \Delta W_P)}{3\Delta W_P} 100 \quad (1.7)$$

Виходячи із заданої точності втрат в мережі значення параметра t :

$$t_{p-} = \Delta_{\Pi-} / \Delta_{\Pi-}; \quad t_{p+} = \Delta_{\Pi+} / \Delta_{\Pi+} \quad (1.8)$$

Для отриманих значень за аналітичною функцією Гауса можна визначити з заданою точністю імовірність розрахунку втрат:

$$p_- = f(t_-); \quad p_+ = f(t_+). \quad (1.9)$$

Отримані значення ймовірності служать для оцінки вірогідності результатів розрахунку втрат.

1.5. Аналіз комерційних втрат в електричних мережах

В підрозділі 1.2. наголошувалося, що комерційні втрати залежать від точності системи обліку та результуючої похибки, яка залежить від робочих параметрів та умов роботи лічильників, вимірювальних трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН) та каналів зв'язку.

Для визначення втрат розрахунковим шляхом похибки лічильників і вимірювальних трансформаторів виражаються через складову втрат, що враховує їх. В нормальних умов експлуатації результуюча похибка вимірювальної системи не перевищує допустимого значення для свого класу, і тому не впливає на розрахунок втрат електроенергії. В аномальних режимах роботи вимірювальні прилади можуть працювати з похибкою, що не відповідає класу точності приладів і тому розрахунок втрат буде неточний. Така ситуація характерна для трансформаторів струму, похибка вимірювання яких значно залежить від струму навантаження. На рис. 1.4 (б) наведена векторна діаграма для трансформатора струму, яка характеризує величину струмової та кутової похибок в аномальному режимі.

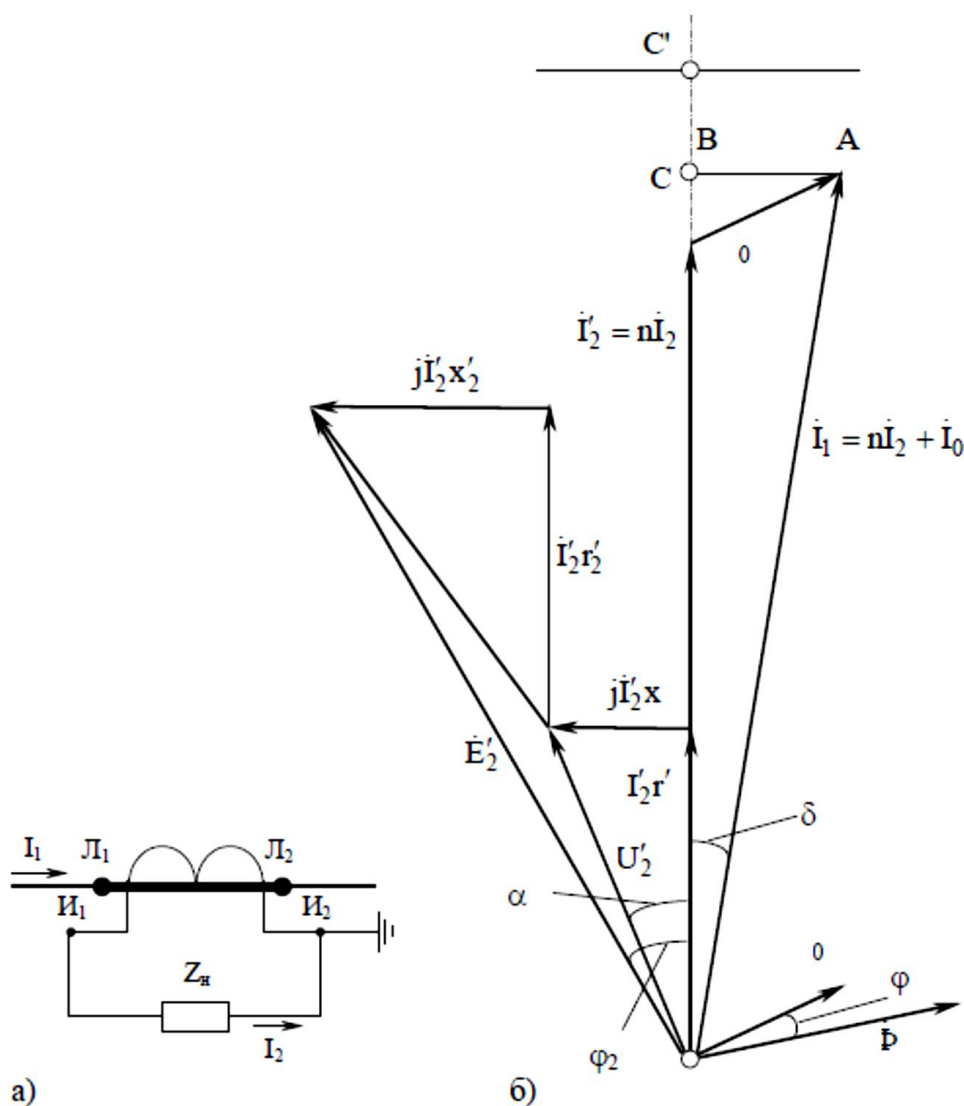


Рисунок 1.4 – Схема та векторна діаграма трансформатора струму.

Значення навантажувальної та кутової похибок залежить від струмів в первинній I_1 та вторинній I_2 обмотках на рис. 2.2 (а). Струмова похибка визначається за формулою:

$$f = \frac{I_2 k_{\text{ном}} - I_1}{I_1} 100\% \quad (1.10)$$

де $k_{\text{ном}} = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}}$ - коефіцієнт трансформації ТС

Як правило струмова похибка від'ємна, тому для її нівелювання виткову корекцію. В такому випадку додають витки до вторинної обмотки, щоб струмова похибка знаходилася в допустимих межах (рис. 1.5).

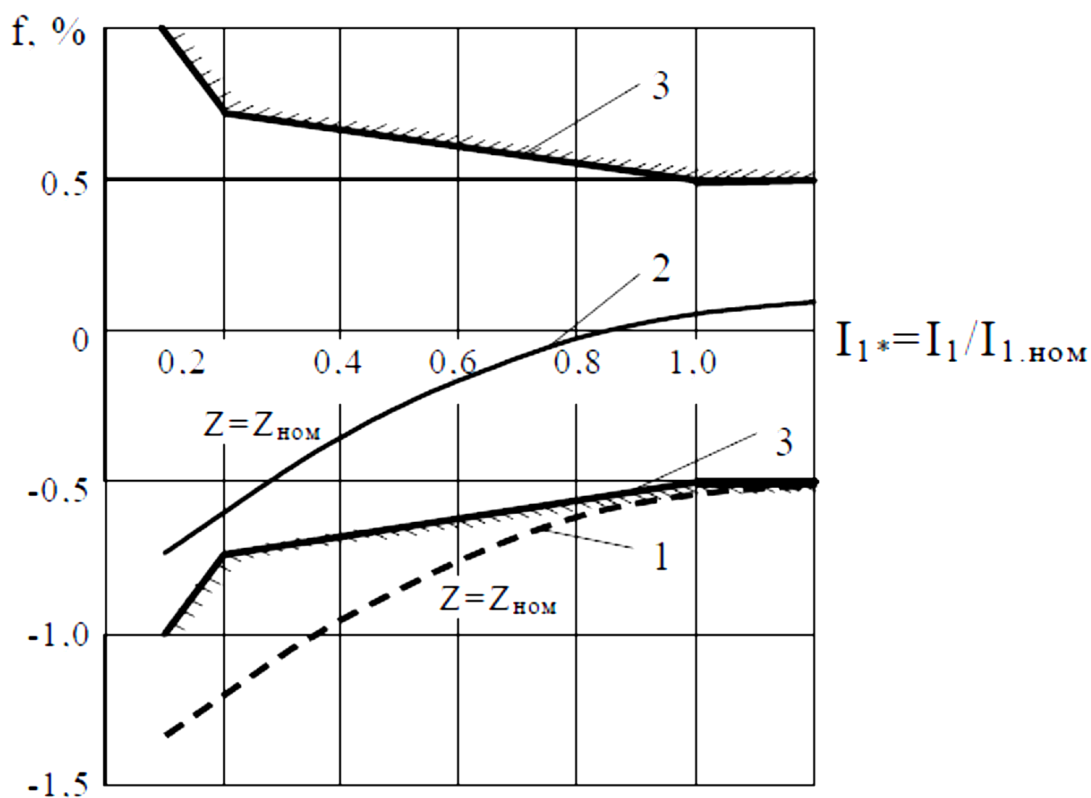


Рисунок 2.3 – Залежність похибки ТС від величини навантажувального струму

1 – без корекції; 2 – з корекцією; 3 – нормовані границі трансформаторів класу точності 0,5.

З рис. 1.5 видно, що при значеннях струму навантаження у первинній обмотці близьких до номінального значення ($I_1^*=1$), то похибка ТС є практично нульовою. За умови недовантаження трансформатора струму, то похибка стає від'ємною, що приводить до зменшення точності обліку. Як правило, така ситуація виникає через неправильний від первинного струму ТС або сталої зміни навантаження на приєднанні.

Як зазначалося вище, при малих навантаженнях ($<0,1I_{1ном}$) ТС буде працювати не в своєму класі точності (рис. 1.5) що призведе до похибки результатів вимірювання електричної енергії. В реальних електричних мережах трансформатори струму, як правило, недовантажені через що виникає проблема точного обліку електроенергії. При зменшенні розрахункового струму трансформатора на 60% від його номінального значення впродовж двох послідовних інтервалів обліку необхідно проводити заміну таких трансформаторів.

1.6. Аналіз втрат електричної енергії, від зниження параметрів якості мережі

В більшості країн західної Європи вирішені проблеми впливу якості електричної енергії на систему обліку. Визначення додаткових втрат електроенергії, через зниження параметрів якості в електричних мережах має актуальний характер. Стандарт ГОСТ 13109-97 встановлює вимоги до параметрів якості в електричних мережах на затискачах споживачів та границях розподілу між енергосистемами. Якість електричної енергії залежить від частоти та значення діючої напруги в мережі, описується показниками несинусоїдності та несиметрії. Стандартом встановлені граничні значення допустимих меж показників якості.

Перевищення показниками якості допустимих меж, приводить до збитків енергопостачальної компанії через збільшення величини втрат в

електричних мережах. В залежності від величини збитків вирішується питання доцільності використання фільтрокомпенсуючих пристроїв або активних фільтрів.

Аналіз величини втрат потужності в електричних мережах при зниженні якості електричної енергії, вносить неточності до математичних моделі і питання аналізу втрат за наявності нелінійних навантажень є актуальним.

Для визначення втрат потужності в лініях електричних мереж використовують розкладання на ортогональні складові:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + N^2} \quad (2.10)$$

де N – пульсуюча потужність, через несиметрію або несинусоїдальність з боку джерела напруги живлення чи нелінійного навантаження споживача.

На рис. 1.6 а наведено графіки залежності втрат потужності ΔP для несиметричного режиму роботи електричних мереж.

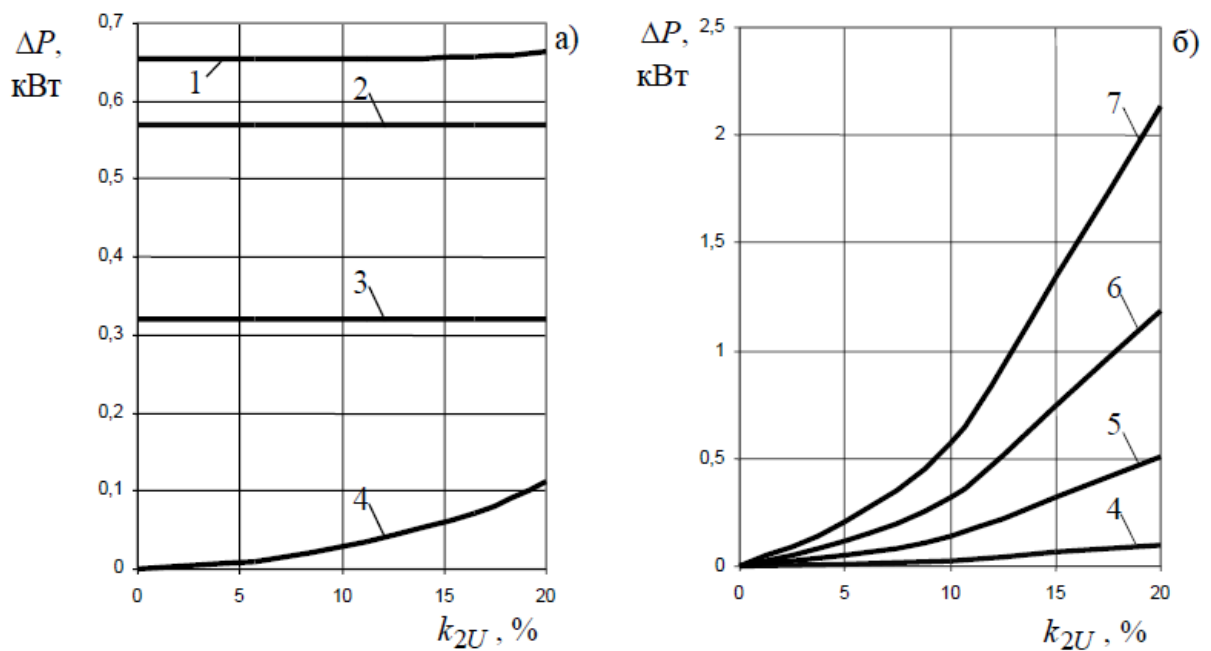


Рис. 1.6. Втрати потужності ΔP в електричних мереж несиметричному навантаженні.

На рис 1.6 складові втрат ΔP_p , ΔQ_p , ΔN_p на графіках 1–4 викликані наявністю пульсуючої потужності, характерної для несиметричних режимів роботи мереж.

На рис. 1.7 наведені графіки залежності втрат потужності в несиметричній системі напруг.

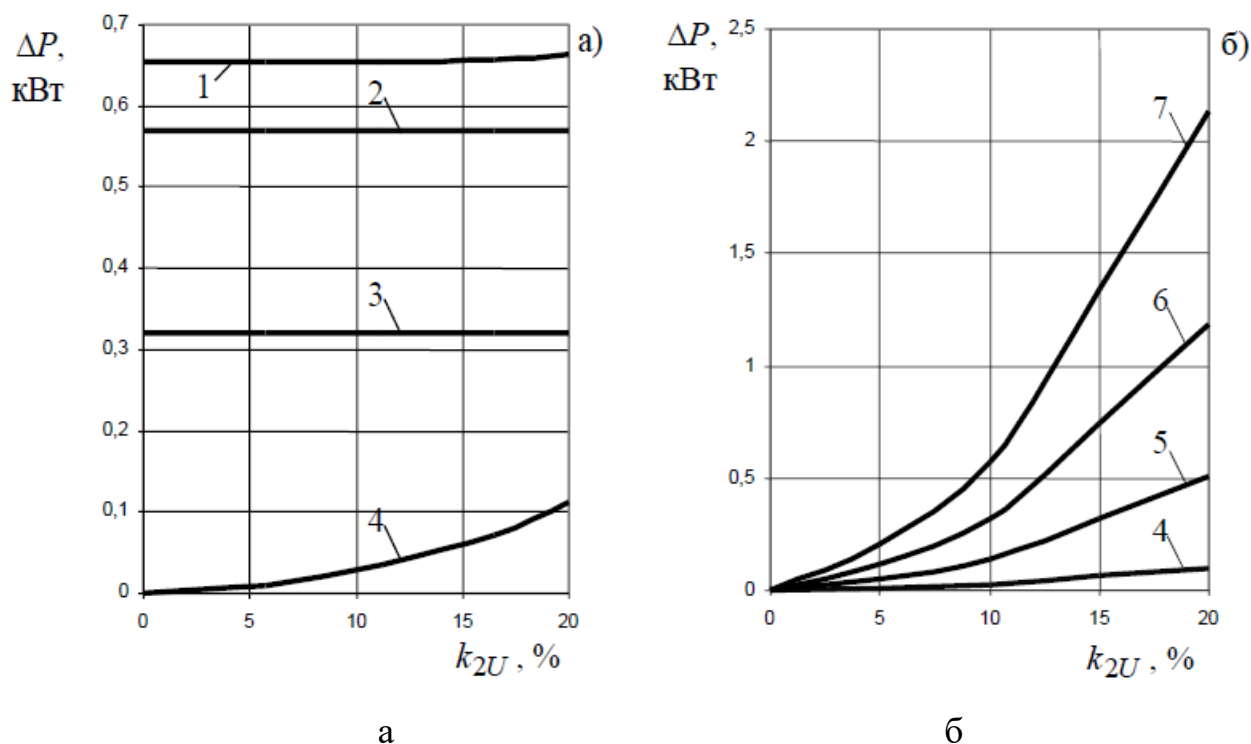


Рис. 1.7 Графіки втрат потужності від несиметричних режимів в мережах

Розрахунки, проведені для симетричної системи напруг центру живлення та нелінійного навантаження показали, що складова втрат через пульсуючу потужність ΔN_p буде незначною якщо коефіцієнт зворотної послідовності струму не перевищить 20%.

Аналіз несиметричних режимів роботи мереж показав, що споживачі, які винні знижують якість електричної енергії, оплачують лише частку втрат від зниження параметрів якості в мережі, іншу частину втрат компенсується за рахунок енергосистеми.

Висновки до розділу 1

Наведено обґрунтування структури втрат електроенергії та визначена їх роль в оцінці резервів енергосистеми, потенціалу зниження втрат проведено їх ранжування в залежності від рівня втрат електроенергії.

Проведено дослідження впливу на комерційні втрати від точності системи обліку та її результуючої похибки, яка залежить від робочих параметрів електрообладнання та умов роботи лічильників.

Виконано аналіз роботи мереж показав наявність несиметричних режимів від роботи споживачів та ВДЕ. Запропоновано метод який обґрунтовує виявити внесок у погіршення якості електричної енергії, в мережі.

2. ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

2.1. Оптимізація роботи розподільних електричних мереж з ВДЕ

В процесі проектування електричних мереж існує умовний поділ між методами, що використовуються для вирішення інженерних задач на різних етапах впровадження (рис. 2.1).

Оптимізаційні задачі метою яких організація ефективної роботи електричних розподільчих мереж з використанням ВДЕ. Зрозуміло, що для ефективного керування ВДЕ, необхідно володіти повною інформацією про технічні можливості таких пристроїв, про умови їх роботи, що неможливо виконати без впровадження інформаційно-керуючої системи. Користуючись принципом Smart Grid для організації мереж отримаємо можливість дуплексного зв'язку між ВДЕ та навантаження мережі, що дозволить регулювати режим електроспоживання.

Вирішення даної задачі досить складне, тому для розв'язку такої комплексної задачі, роботи ВДЕ в електричних мережах, використовують принцип декомпозиції. В залежності від кількості етапів при вирішенні задачі використовують різні критерії оптимальності, як правило це критерій мінімуму втрат енергії.

В залежності від критерію оптимальності для обраної математичної моделі слід враховувати зміни, що відбуваються в структурі оптового ринку.

За умови участі ВДН на сегменті ринку з двосторонніми контрактами необхідно проводити узгодження їх роботи з системним оператором. Особливо, коли потужність ВДЕ що використовується в розподільчих мережах досягає 20% або більше. В даній ситуації розподільчі електричні мережі необхідно розглядати, як систему з двостороннім живленням або

приватний випадок автономних мереж. В такому випадку необхідно додатково враховувати питання і динамічної та статичної стійкості мереж з ВДЕ.

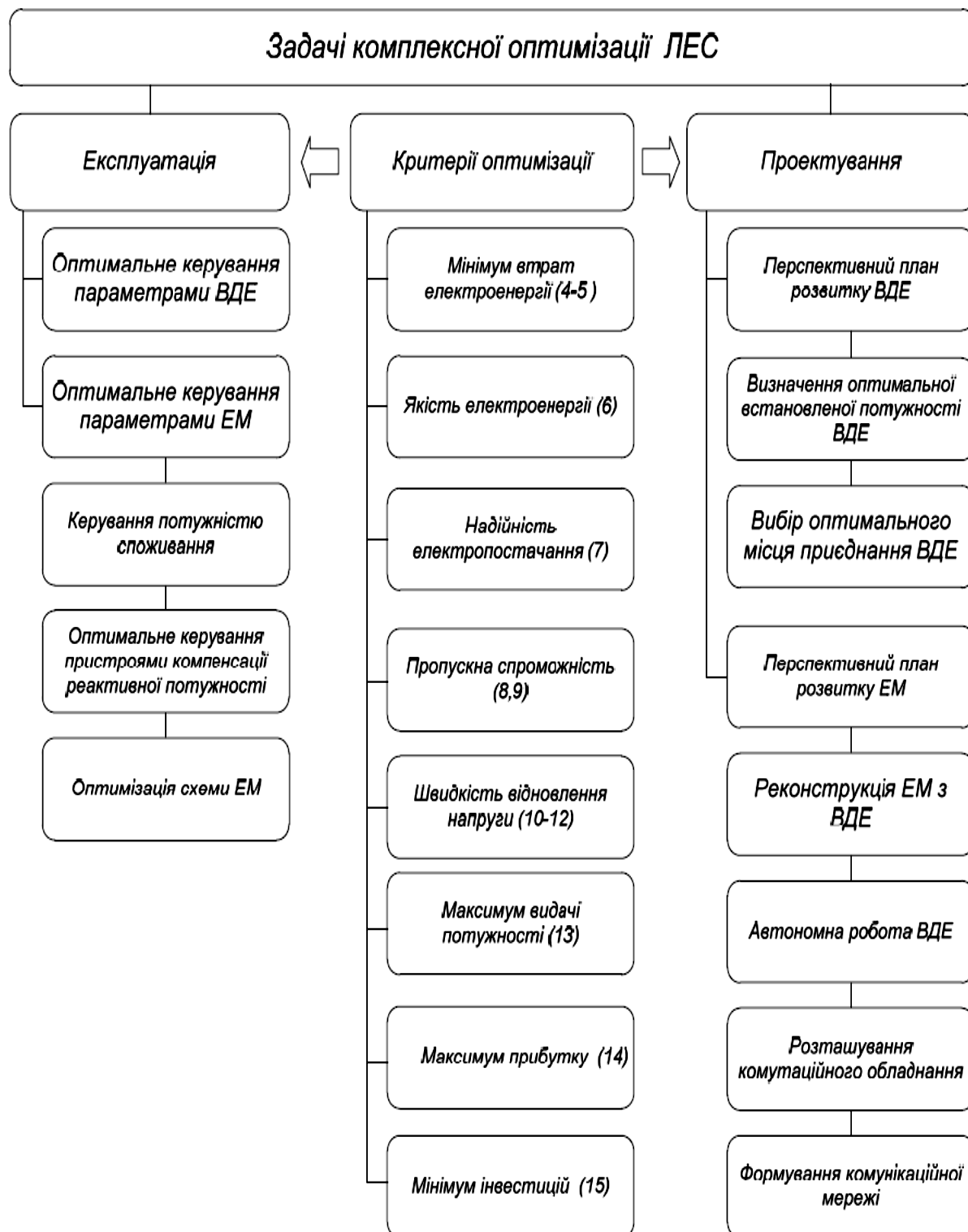


Рис. 2.1. Комплекс задач при оптимізації мереж з ВДЕ

В процесі впровадження ВДЕ необхідно вирішувати задачі, що направлені на підвищення інтенсивності побудови альтернативних джерел, мотивації інвесторів, ефективності роботи енергопостачальних компаній тощо.

Головною задачею енергосистеми є зменшення втрат електроенергії, підвищення надійності та якості електроенергії в мережах. При визначенні втрат енергії необхідно враховувати, що при передачі потужності від ВДЕ через лінії протікає також потужність навантаження та енергосистеми, що обумовлює використання розвиненої системи обліку.

Комплексна оптимізаційна задача розвитку електричних мереж з ВДЕ, що направлена визначення сумарного прибутку за умови їх паралельної роботи визначається:

$$\Pi_{ВДЕ} = \sum_{i=1}^n \psi_i \cdot P_{ВДЕ_i} \cdot k_{\psi_i} \cdot T \quad (2.1)$$

де $P_{ВДЕ}$ – встановлена потужність ВДЕ; k_{ψ} – коефіцієнт використання потужності ВДЕ; T – тривалість навантажень.

В такому випадку цільова функція для оптимізації перспективного мереж буде мати вид:

$$\Pi = \Pi_{ВДЕ} \cdot e^{(k_1 \cdot (1 - v_{\text{інд}}))} \cdot e^{(k_2 \cdot K_{\Gamma})} - \Pi_{P_{\text{гр}}} - \Pi_{P_{\text{н}}} \rightarrow \max \quad (2.2)$$

де $v_{\text{інд}}$ – індекс напруги; K_{Γ} – коефіцієнт спотворення синусоїдальності напруги; k_1, k_2 – вагові коефіцієнти, що враховують вплив показників якості напруги; $\Pi(P_{\text{гр}})$ – штрафна функція, що характеризує рівень втрат потужності P ; $\Pi(P_{\text{н}})$ – штрафна функція, що залежить від пропускної здатності мереж з ВДЕ:

Індекс напруги у відносних одиницях:

$$v_{in\partial} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i ;$$

Штрафні коефіцієнти цільової функції визначаються за формулами 2.3:

$$III_{P_{zp}} = \left| \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n P_{ВДЕ_i} - \sum_{j=1}^m P_{н_j} \leq P_{zp} \rightarrow 0 \\ \sum_{i=1}^n P_{ВДЕ_i} - \sum_{j=1}^m P_{н_j} > P_{zp} \rightarrow B_{рек} \end{array} \right| ; \quad (2.3)$$

$$III_{P_n} = \left| \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n P_{ВДЕ_i} \leq \sum_{j=1}^m P_{н_j} \rightarrow 0 \\ \sum_{i=1}^n P_{ВДЕ_i} > \sum_{j=1}^m P_{н_j} \rightarrow B_{\Delta W} \end{array} \right| ,$$

де $P_{н_j}$ – навантаження j -го вузла споживання; $P_{гр}$ – пропускна здатність мережі; ; $B_{рек}$ – витрати на модернізацію; $B_{\Delta W}$ – додаткові втрати в мережі, в ситуації коли потужність ВДЕ стане більшою за навантаження в лінії.

Критерій, що враховує стабілізацію профілю напруги:

$$V_i = \frac{(U_i - U_{мін}) \cdot (U_{макс} - U_i)}{(U_{ном} - U_{мін}) \cdot (U_{макс} - U_{ном})} , \quad (2.4)$$

де – $U_{ном}$, $U_{мін}$, $U_{макс}$ значення напруги на шинах ВДЕ.

Рішенням цільової функції (2.2) буде визначення оптимального місця встановлення ВДЕ з виконанням умови зменшення втрат в мережі.

2.2. Аналіз впливу джерел відновлювальної енергії на роботу розподільчих мереж

Використання відновлювальних джерел енергії в мережах 10-35 кВ вимагає розробки інших підходів до проектування та керування режимами роботи мереж. Впровадження відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), вимагає проведення оцінки техніко-економічної ефективності. Інтегральною характеристикою роботи електричної мережі з ВДЕ виступає отримана від ВДЕ електроенергія. В залежності від виду первинного ресурсу та способу отримання формула визначення інтегральної характеристики прийме вид:

$$W_{\Gamma \Sigma} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M (W_{\Pi ij}^{теор} - \Delta W_{нес ij}) \eta_{\Gamma j} \quad (2.5)$$

де i - тип первинного енергоресурсу; j - порядковий номер вузла генерації $W_{\Pi ij}^{теор}$ – частка енергії, що припадає i -й тип енергетичного первинного ресурсу; $\Delta W_{нес ij}$ - частка енергії i ресурсу, що не використана у точці встановлення ВДЕ; η_{Γ} - коефіцієнт корисної дії.

Електроенергія в мережах залежить від обсягів навантаження та генерація ВДЕ.

З зростанням потужності ВДЕ в мережі виникають проблеми, що пов'язані з якістю електричної енергії, роботою пристроїв релейного захисту, надійність роботи елементів мережі. При встановленні відносно великої потужності ВДЕ стає значним їх вплив на графіки навантаження, що обумовлює їх оптимізацію для підвищення ефективності мереж з ВДЕ.

В якості прикладу розглянемо характерний фрагмент лінії 10 кВ (рис. 2.1) з навантаженнями: - комунально-побутові споживачі 50%, промислові підприємства, що працюють в одну зміну 25%, підприємства с/г виробництва продукції 25%.

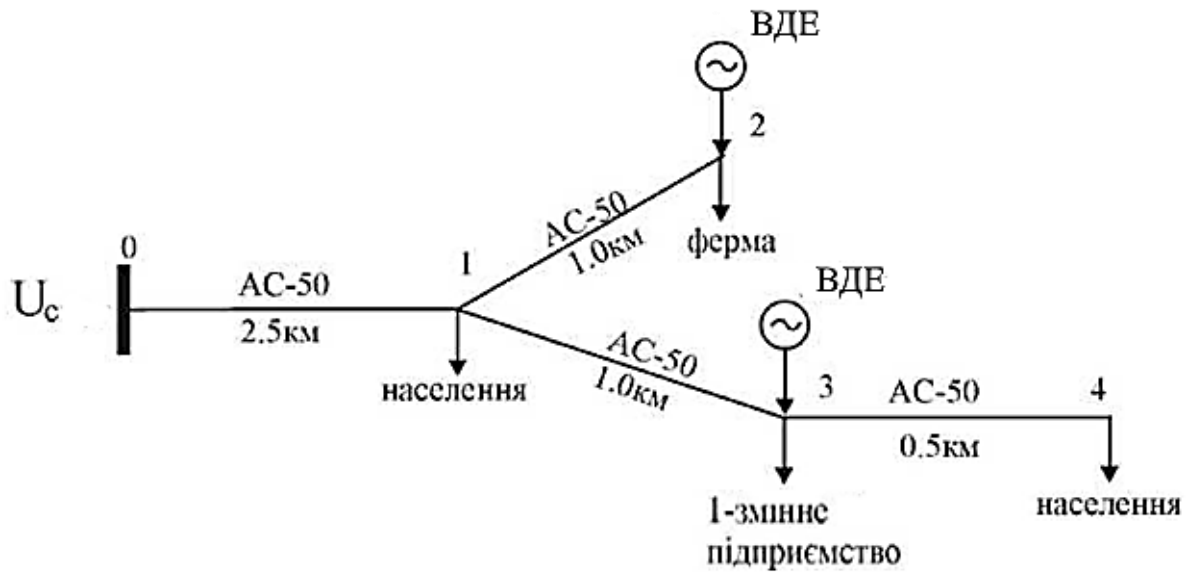


Рис. 2.1. Фрагмент електричних мереж 10 кВ зі змішаним навантаженням та ВДЕ

Форма добових графіків навантаження у відносних одиницях для типових споживачів наведена на рисунку 2.2.

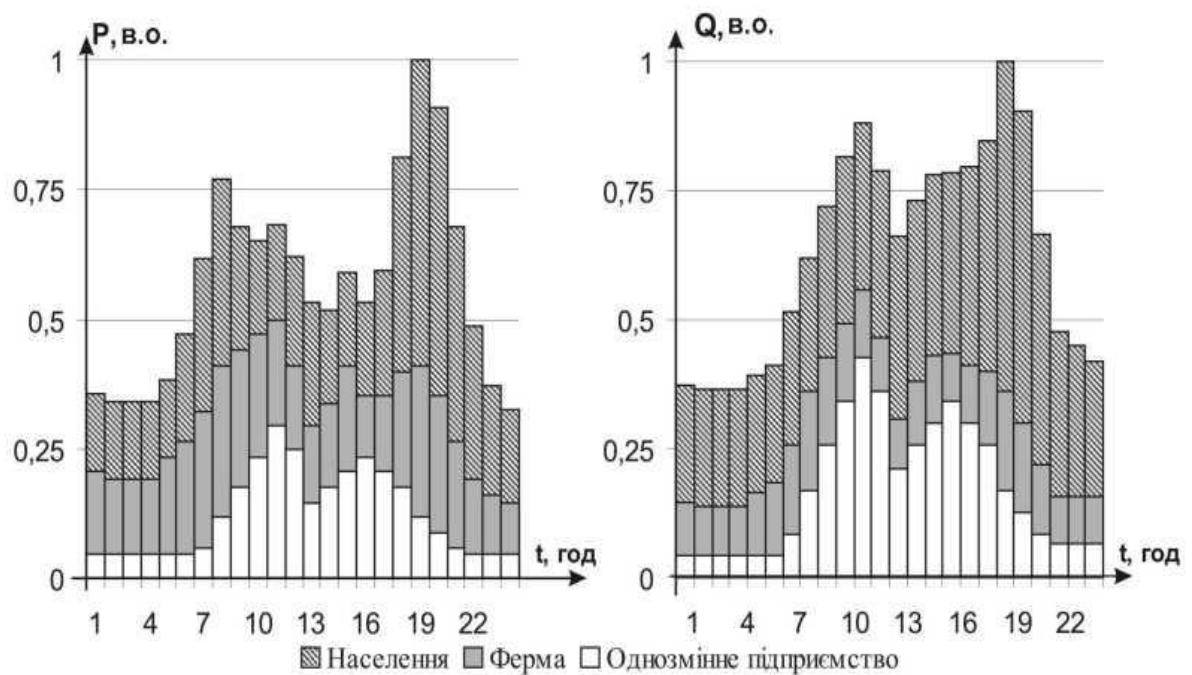


Рис. 2.2. Типові добові графіки навантажень

Якщо в точці з навантаженням «Ферма» встановити ВДЕ потужність якого компенсує навантаження ферми, то на головній ділянці графік добового навантаження має вид, наведений на рис. 2.3.

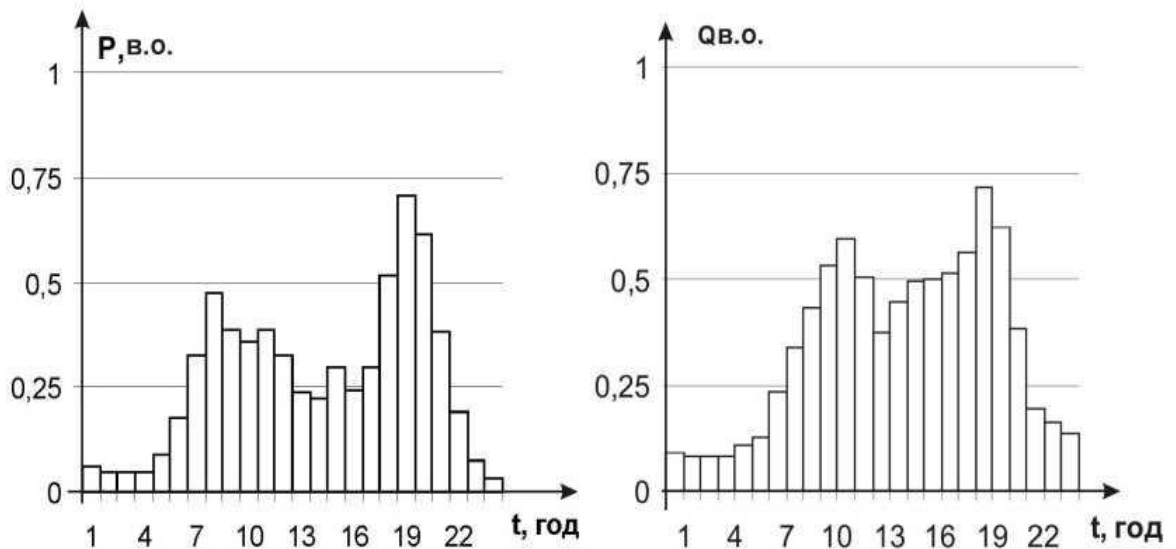


Рис. 2.3 Добове активне та реактивне навантаження на загальній ділянці лінії.

Аналіз рис. 2.3, показав, що зменшення навантаження в лінії супроводжується зростанням добової нерівномірності навантаження. Коефіцієнт форми графіку активною потужності визначається завідомою формулою:

$$k_{\phi} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{24} (P_i - P_{\Gamma})^2}{24 \cdot P_{cp}^2}} \quad (2.6)$$

де i - час доби; P - активна потужність до встановлення ВДЕ; P_{Γ} - активна генерація від ВДЕ; P_{cp} - середньодобове значення активної потужності з урахуванням генерації від ВДЕ.

Для розрахункової схеми коефіцієнт форми збільшився з 1,05 до 1,21,

що зменшило можливість постачання електричної енергії через зростання втрат.

Зростання кількості вузлів з ВДЕ в мережі веде до підвищення нерівномірності графіку навантаження, а режимі мінімальних навантажень генерація може перевищити навантаження, через що виникнуть перетоки у напрямку джерела живлення. Наявність перетоків, що направлені проти основного потоку потужності приведе до збільшення втрат електроенергії в мережі.

Електрична енергія на енергоринку є товаром, тому у відносинах між енергетичною компанією та споживачами працюють закони попиту та пропозиції. Впровадження динамічного тарифу для формування тарифу на генерацію електричної енергії відповідно до попиту на потужність на кожному інтервалі часу доби вирішує проблему між попитом та пропозицією. Механізм дії динамічного тарифу наведено на рис. 2.4.

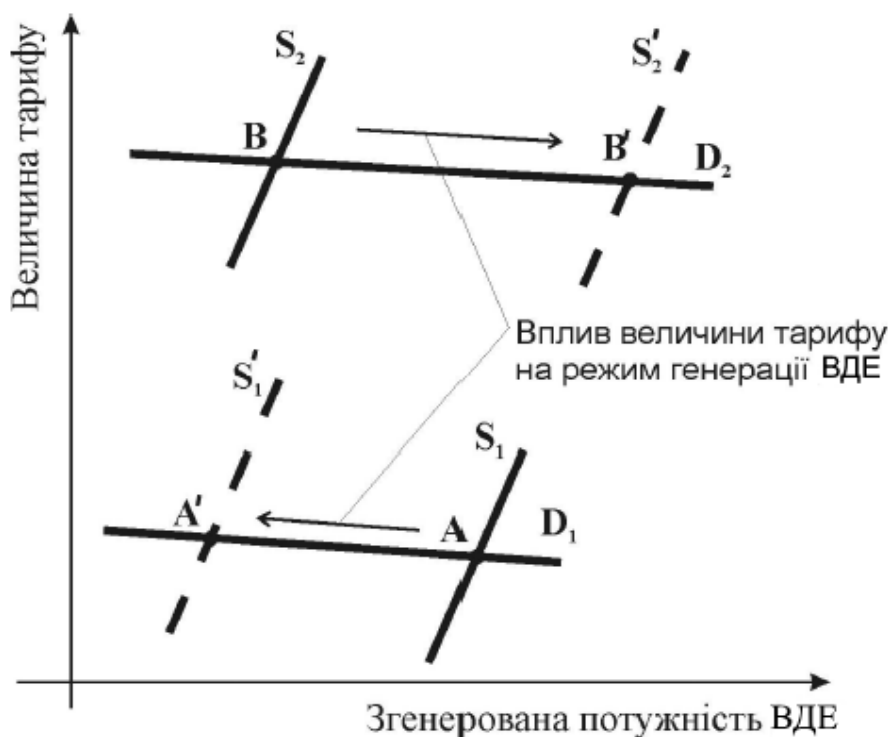


Рис. 2.4. Механізм дії динамічного тарифу

На рис. 2.4. лінія попиту D_1 відповідає мінімальним потребам в

генерації від ВДЕ, тому динамічний тариф в цього режимі буде мінімальним. В точці перетину лінії пропозиції S утвориться робоча точка A .

За максимальних навантажень в мережі, величина тарифу на електроенергію в енергосистемі буде максимальною, попит на генерацію від ВДЕ буде рости разом з величиною динамічного тарифу (функція D_2). Значенню потужності генерації від ВДЕ буде відповідати точка B .

Ефективна роботи ВДЕ сукупно з електричними є досить складною задачею, через ймовірнісний характер режимів та роботи системи керування в умовах неповноти інформації.

2.3. Оптимальні закони керування відновлювальними джерелами електроенергії в розподільчих мережах

Для забезпечення найкращих показників ефективності роботи ВДЕ, наприклад, в проектній практиці необхідно враховувати надійність електропостачання споживачів в мережі з ВДЕ стан показників якості електроенергії тощо. Врахування таких умов є складною задачею, якщо враховувати на ймовірнісний характер роботи ВДЕ.

Генерування в ВДЕ в умовах неповноти інформації про об'єкт утруднює керування режимами мереж через неможливість практичної реалізації законів керування ВДЕ для запланованого режиму видачі потужності [4].

Задача оптимального керування при використанні приєднання інверторів, для варіаційної видачі потужності в мережу, вимагає узгодження графіків, що вормують навантаження ліній та генергіцію потужності від відновлювального джерела енергії.

Реалізація оптимального керування роботою відновлювальних джерел енергії, що встановлені в локальних електричних мережах дасть можливість підвищити надійність та якість роботи електричної системи.

Як правило, відновлювальні джерела енергії, що під'єднані до електричних мереж використовують інвертори для регулювання потужності, напруги та інших параметрів. Обсяги виданої до електричної мережі потужності виконується через інвертори на систему до шин 0,4 кВ. Використання такої схеми підключення дозволяє перетворювальним блоком керувати режимами генерації потужності з обмеження максимальної потужності відновлювального джерела енергії. Такий режим є неефективний, через недовирістання потужності установки, що веде до зниження ефективності її роботи.

Однок збільшення потужності від ВДЕ до максимального значення не завжди може забезпечити дефіцит енергії в локальній мережі, у випадку перевищення навантаження в лінії над потужністю відновлювального джерела енергії буде падати частота в мережі та горішиться якість електроенергії [5]. Для вирішення цієї проблеми необхідно збільшувати обсяги генерації від ВДЕ за рахунок їх розбудови, що приведе до нового витку проблем, що пов'язаний з допустимою часткою ВДЕ в електричних мережах та вирішенням задачі нового розподілу згенерованої електроенергії між вузлами електричної мережі. Структурні схеми відновлювальних джерел енергії мають вид, приведений на рис. 2.5.

Проблема узгодження графіків генерації від ВДЕ в системах локального електропостачання вирішується за рахунок запропонованого спосіб корекції в схемі інверторів, для керування видачі потужності до мереж. Величина поточної потужності ВДЕ та навантаження споживачів на шинах балансууючої підстанції регулюється числом підключених інверторів, що забезпечують дефіцит споживання в мережі з мінімальними втратами електроенергії та підтриманням показників якості в нормативних межах.

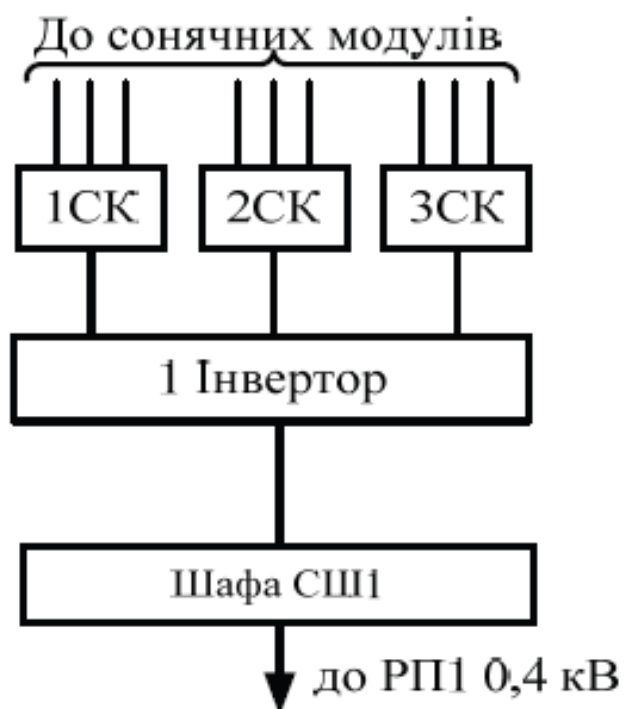


Рис. 2.5. Схема підключення ВДЕ до системи шин балансуючого вузла

Не використана вироблена електроенергія надходить на шини балансуючого вузла живлення, де за допомогою комутуючих пристроїв перерозподілюється між іншими лініями, що підключені до балансуючого вузла.

Така реалізація керуванням потужності ВДЕ можлива за умови використання інверторів відповідної потужності та відповідного комутаційного обладнання на підстанції балансуючого вузла. Необхідно встановити додатково пристрої, що унеможливають можливість зворотних потоків енергії по лініях, що підключені до шин балансуючого вузла. Структурна схема такої реалізації наведена на рисунку 2.6..

Використання такої структурної схеми дозволить джерелу відновлювальної енергетики ефективно узгоджувати роботу навантаження та генеруючої потужності на шинах локальної мережі за рахунок самодіючого перерозподілу потужностей між інверторами ВДЕ.

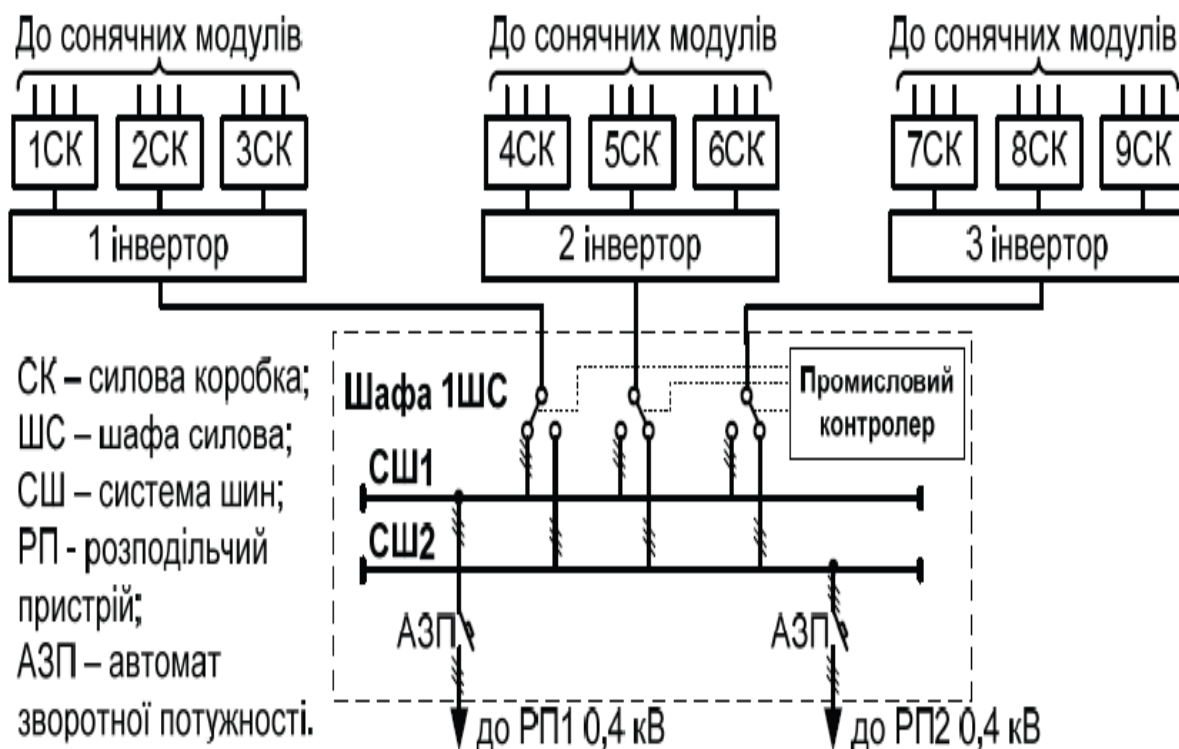


Рис. 2.6. Схема роботи ВДЕ в мережі з керованою видачею потужності.

Для керування такою системою необхідне встановлення мікропроцесорного пристрою та системи автоматичного керування (САК), що дозволять організувати зв'язок за лініями зв'язку та системою керування інверторами відновлювальних джерел енергії.

2.4. Автоматизованої система керування потужністю відновлювальних джерел енергії

Для реалізації різноманіття задач оптимального керування ВДЕ в електричних системах потрібне забезпечення централізованого керування джерелами генерації у реальному часі. Практична реалізація керування ускладнена через просторову розподіленість об'єктів ВДЕ та вимог до

надійності передачі інформації каналами зв'язку з диспетчерським центром [7—8].

Така автоматизована система керування може побудована як централізована система поточного керування з функцією реального часу за допомогою роботи локальних САК.

Використання структури системи керування та способу узгодження графіків роботи ВДЕ з локальними навантаженнями на рисунку (2.7) приведений приклад технічної реалізації реалізації автоматизованої системи керування на базі СЕС.

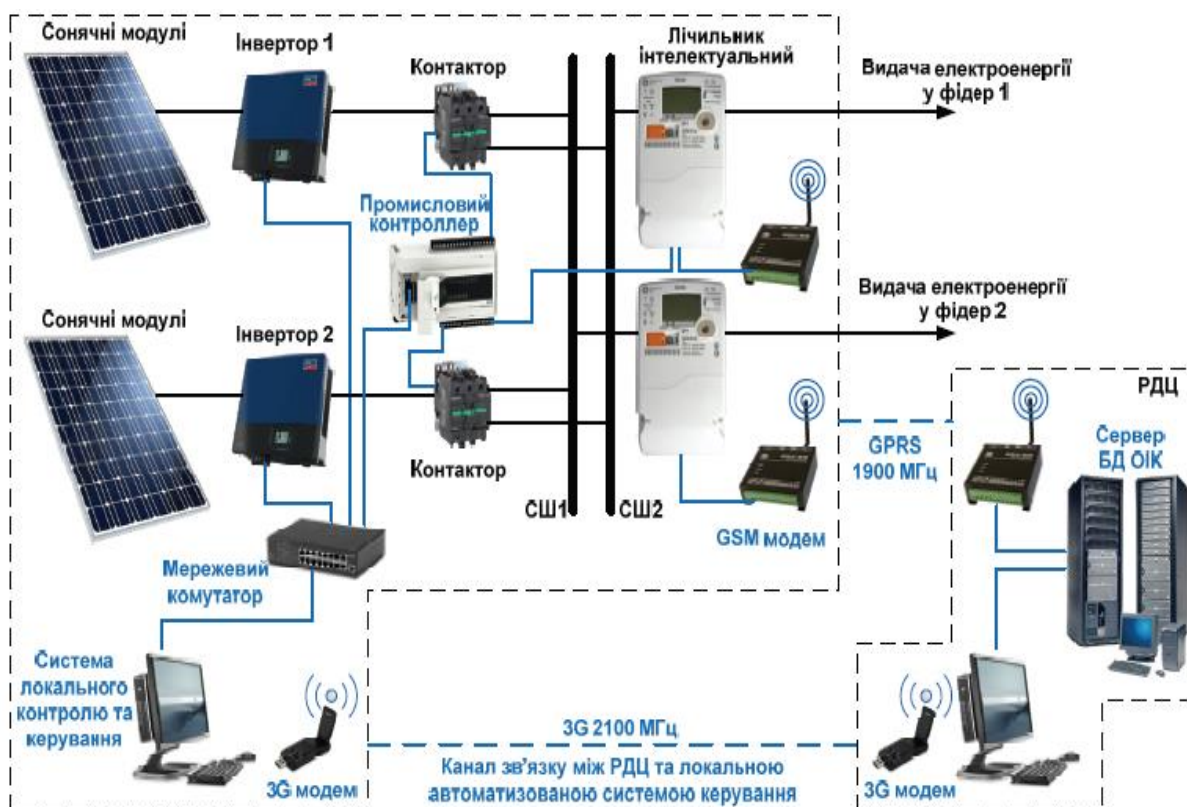


Рис. 2.7. Підсистема обліку та керування роботою локальної електричної мережі СЕС.

На рис. 2.7. відображено зв'язки між елементами підсистеми інформаційного забезпечення локальної електричної системи з ВДЕ.

Приведений спосіб оперативного коригування видачі потужності від ВДЕ використовує керовані комутаційні апарати технічна реалізація яких залежить від номінальної потужності інверторів.

Застосування наведеної автоматизованої системи керування дає можливість оптимізувати роботу існуючої системи засобами дискретного керування. Покращення параметрів якості в мережі з механізмом оперативного керування режимами результат підвищення ефективності роботи локальної електричної системи з сумісним використанням ВДЕ.

Висновки до розділу 2

Проведений синтез впливу ВДЕ на добові навантаження локальної електричної мережі дозволив виявити шляхи оптимізації їх використання в сучасних енергосистемах.

Використання динамічного тарифу, що залежить від обсягів та моменту генерації електричної енергії в розподільних мережах, направлене на зростання їх частки в при максимальних навантаження в енергосистемі.

Сучасні автоматизовані комплекси дозволяють реалізувати ефективну роботу централізованої системи керування режимами мереж з відновлювальними джерелами енергії.

3. ДОСЛІДЖЕННЯ СУМІСНОЇ РОБОТИ ВДЕ З ЕЛЕКТРИЧНИМИ МЕРЕЖАМИ

Задача підвищення надійності та якості електропостачання споживачів з використання ВДЕ є маловивченими. Вплив ВДЕ на режими розподільчих ЕМ та величину втрат електроенергії повинен фіксуватися у договорах на постачання електроенергії.

З метою визначення оптимальної роботи ВДЕ в електричних мережах необхідне виконувати математичне моделювання втрат електроенергії, викликане перетіканнями між ВДЕ та енергосистемою.

В розділі роботи висвітлено задачі взаємної роботи ВДЕ на та розподільчих мереж 10 кВ.

3.1. Аналіз параметрів розподільчих електромереж в ринкових умовах енергетики

Застосування відновлювальних джерел енергії в розподільчих електричних мережах має ряд особливостей. При проектуванні систем електроспоживання з ВДЕ треба враховувати їх вплив параметри мережі.

Вплив ВДЕ на режими розподільчих мереж залежить від встановленої потужності ВДЕ, їх типу і точки приєднання до електричної мережі.

Зміна моделі оптового ринку змінює економічні підходи до функціонування енергетичного комплексу в цілому [7, 8]. У випадку, коли встановлена потужність ВДЕ становить 20 % від сумарного навантаження лінії або фідеру виникає необхідність узгодження їх роботи з енергосистемою для роботи на ринку довгострокових контрактів.

Головною задачею енергосистеми є зменшення втрат електроенергії, підвищення параметрів якості мереж та надійності електропостачання [10,11]. Враховуючи, що електроенергія від ВДЕ та інших джерел передається одночасно, то необхідно виділяти частку втрат, яка стосується перетікань від ВДЕ від сумарних втрат електроенергії. Це важливо в ситуації, коли здійснюється двостороннє електропостачання споживача і втрати електроенергії в мережі покриваються окремо кожною генеруючою компанією.

Враховуючи типові схеми приєднання ВДЕ до розподільчих мереж, вони компенсують потоки потужності від споживачів через що споживання електроенергії від енергосистеми зменшується.

Зменшення втрат електроенергії в розподільчих мережах можна визначити формулою:

$$\Delta W = \frac{S_{\text{сист}}^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}} = \frac{(P_{\text{нав}} - P_{\text{г}})^2 + (P_{\text{нав}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{н}} - P_{\text{г}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{г}})^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}}, \quad (3.1.1)$$

де $S_{\text{сист}}$ – повна потужність, що надходить до шин приєднання ВДЕ від енергосистеми;

$P_{\text{г}}, P_{\text{нав}}$ – середні потужності, відповідно, ВДЕ та навантаження;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі;

$r_{\text{ек}}$ – приведений еквівалентний опір мережі;

$k_{\text{ф}}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження споживачів;

$T_{\text{п}}$ – тривалість звітного періоду.

Вирази визначення втрат електроенергії в мережі будуть відрізнятись в залежності від типу ВДЕ. Так, для СЕС, формула для визначення втрат має вид:

$$\Delta W_{\text{CEC1}} = \frac{P_{\Gamma}^2 + P_{\text{наб}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{H}}) - 2P_{\Gamma} P_{\text{наб}}}{U_{\text{H}}^2} r_{\text{ек}} k_{\Phi}^2 T_{\Pi}, \quad (3.1.2)$$

Для ВДЕ, що генерують активну і реактивну потужність формула для визначення втрат:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{CEC2}} = & \frac{P_{\Gamma}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\Gamma}) + P_{\text{наб}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{H}})}{U_{\text{H}}^2} r_{\text{ек}} k_{\Phi}^2 T_{\Pi} - \\ & - \frac{2P_{\Gamma} P_{\text{наб}} (1 + \text{tg} \varphi_{\Gamma} \text{tg} \varphi_{\text{H}})}{U_{\text{H}}^2} r_{\text{ек}} k_{\Phi}^2 T_{\Pi} \end{aligned} \quad (3.1.3)$$

Для оцінки впливу типу ВДЕ на втрати електроенергії в розподільчих мережах необхідно використовувати вагові коефіцієнти, що характеризують відношення втрат електроенергії після та до підключення ВДЕ:

$$\begin{aligned} k_{\Delta W_{\text{CEC1}}} = & 1 + \frac{P_{\Gamma}^2}{P_{\text{наб}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{H}})} - 2 \frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{наб}} (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{H}})} = \\ = & \left(\frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{наб}}} - 1 \right)^2 \cos^2 \varphi_{\text{H}} + \sin^2 \varphi_{\text{H}}, \end{aligned} \quad (3.1.4)$$

$$k_{\Delta W_CEC2} = 1 + \frac{P_{\Gamma}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\Gamma})}{P_{\text{наб}}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{H}})} - 2 \frac{P_{\Gamma} (1 + \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma} \operatorname{tg} \varphi_{\text{H}})}{P_{\text{наб}} (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{H}})} \approx \left(\frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{наб}}} - 1 \right)^2, \quad (3.1.5)$$

Очевидно, що збільшення втрат в розподільчих мережах за рахунок роботи ВДЕ переважно має вплив, коли усереднена потужність від генерування станціями перевищує прилеглу потужність навантаження в два рази.

Результати розрахунків нормальних режимів дозволяють оцінити вплив роботи відновлювальних джерел енергії на втрати потужності в мережі.

Складність враження впливу ВДЕ на втрати потужності в мережах полягає в тому, що втрати потужності у розподільчій мережі міняються за нелінійною залежністю. Використання відомих статистичних методів для розподільчих мереж з радіальною схемою живлення, заподіює виникнення похибки при визначенні технологічних втрат.

3.2. Аналіз методів впливу відновлювальних джерел енергії на розподільчі електричні мережі

Аналіз літературних джерел наголошує про складність вираження впливу ВДЕ на втрати потужності, через те, що втрати потужності у мережі мають нелінійну залежність. Наявність нелінійних зв'язків у задачі визначення втрат при транспортування енергії в розподільчих мережах робить неможливим використання методу накладання. Математичні аналітичні методи при розв'язку таких інженерних задач розрахункову похибку визначення втрат електроенергії більше 10 % [15,17]. Вжиток статистичних методів для радіальних мереж, зумовлює виникнення похибки при визначенні технологічних втрат. Вжиток статистичних методів для

замкнених розподільчих мереж неможливий через наявну нелінійну залежність функції втрат потужності.

3.3. Аналіз впливу відновлювальних джерел енергії на режими роботи електричних мереж

Для дефініції впливу вузлів генерації на втрати в мережі, опрацюємо лінійні моделі для усталеного режиму мережі. Значення повної потужності в схемі має вид:

$$\dot{\mathbf{S}}_{\mathbf{a}} = \sqrt{3} \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{a}} \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_{\mathbf{a}}, \quad (3.3.1)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{a}}$ – діагональна матриця напруги у вузлах;

$\mathbf{M}_{\Sigma}$ – матриця сполучень віток у балансуєчому та навантажувальних вузлах;

$\hat{\mathbf{I}}_{\mathbf{a}}$ – діагональна матриця комплексно-спряжених струмів.

Струм $\hat{I}_i$ в i -й вітці визначається через вузлові струми за формулою:

$$\hat{I}_i = \hat{\mathbf{C}}_i \mathbf{J}, \quad (3.3.2)$$

де $\mathbf{C}_i$ – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах $\mathbf{J}$ по вітках схеми.

Якщо вираз (3.3.2) помножити зліва на одиничний транспонований вектор $\mathbf{n}^T$, то здобудемо транспонований вектор, що характеризує втрати потужності у вітках схеми:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\hat{\mathbf{a}}}^T = \sqrt{3} \mathbf{n}^T \dot{\mathbf{U}}_{\hat{\mathbf{a}}} \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_{\hat{\mathbf{a}}}, \quad (3.3.3)$$

зважаючи, що, $\mathbf{n}^T \dot{\mathbf{U}}_{\hat{\mathbf{a}}} = \dot{\mathbf{U}}^T$ формула матиме вид:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\hat{\mathbf{a}}}^T = \sqrt{3} \dot{\mathbf{U}}^T \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_{\hat{\mathbf{a}}}. \quad (3.3.4)$$

де $\dot{\mathbf{U}}^T$ – транспонований вектор напруги у вузлах.

З (3.3.4) очевидно, що втрати в i -й гілці схеми визначаються:

$$\Delta \dot{S}_{\hat{\mathbf{a}}i} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}^T \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{I}_i. \quad (3.3.5)$$

де $\mathbf{M}_{\Sigma i}$ – i -й вектор-стовпець матриці інцидентів.

Після аналітичних перетворень рівняння (3.3.5) у попередній вираз, після чого отримаємо:

$$\Delta \dot{S}_{\hat{\mathbf{a}}i} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}^T \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \hat{\mathbf{J}}. \quad (3.3.6)$$

Зважаючи, що

$$\hat{\mathbf{J}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{U}}_{\hat{\mathbf{a}}}^{-1} \dot{\mathbf{S}},$$

вираження (3.3.6) можна описати у вигляді:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\hat{\mathbf{a}}i} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}^T \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_{\hat{\mathbf{a}}}^{-1} \dot{\mathbf{S}}. \quad (3.3.7)$$

Введемо в (3.3.7) наступні позначення:

$$\dot{\mathbf{T}}_i = (\dot{\mathbf{U}}^T \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_{\hat{\mathbf{a}}}^{-1}. \quad (3.3.8)$$

Вектор-рядок $\dot{\mathbf{T}}_i$ складається з коефіцієнтів, що враховують частку в сумарних втратах i -й гілки через протікання через неї потужності наступних вузлів [17]. Після виконаних підстановок 2.3.8 прийме вид:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\hat{\mathbf{a}}} = \dot{\mathbf{T}} \cdot \dot{\mathbf{S}}. \quad (3.3.9)$$

де $\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\hat{\mathbf{a}}}$ – вектор втрат потужності у вітках схеми;

$\dot{\mathbf{T}}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми заміщення мережі в залежності від потужності у її вузлах схеми.

Згідно допущень прийнятих в [17] коефіцієнти розподілу втрат будуть постійними, що дозволяє врахувати, нелінійність залежності втрат потужності від параметрів режиму. А лінеаризація режиму мережі за умови постійних вузлових навантажень виконується врахуванням коефіцієнтів матриці $\dot{T}$.

Якщо потужність у вузлах мережі має незначні коливання, це не впливає на відхилення напруги у вузлах і тому залежність втрат від вузлової потужностей буде лінійною. Тому формула (3.3.7) служить для визначення впливу ВДЕ на втрати потужності в мережах.

3.4. Визначення складових втрат потужності, зумовлених функціонуванням ВДЕ в електромережах

З вище приведеного зрозуміло, що частка втрат потужності в електричних мережах, зумовлена передачею потужності $\dot{J}_{\delta\delta}$ ВДЕ та значеннями інших струмів, що протікають вітками мережі. Залежність складової втрат ВДЕ від параметрів режиму мережі враховується коефіцієнтами взаємовпливу:

$$\mu'_i = 1 + 2 \frac{I'_i}{J'_{\text{тр}}}; \quad (3.2.1.16)$$

$$\mu''_i = 1 + 2 \frac{I''_i}{J''_{\text{тр}}};$$

де $J'_{\text{тр}}$, $J''_{\text{тр}}$, I' , I'' – активна та реактивна струми згенеровані ВДЕ та інші струми, характерні для приватних навантажень мережі. Нульові значення коефіцієнтів відзначають відсутність струмів власних навантажень у цих гілках.

З урахуванням (3.2.1.16) для формулювання втрат потужності через передачу потужності ВДЕ запишемо:

$$\Delta P_{\text{тр}} = 3 \sum_{i \in \mathbf{M1}} \left[J_{\text{тр}}'^2 \mu_i' + J_{\text{тр}}''^2 \mu_i'' \right] R_i . \quad (3.2.1.17)$$

де $\mathbf{M1}$ – множина гілок електромережі, через які перетікає потужність ВДЕ.

Узагальнені втрати активної потужності в мережі, що визнані ВДЕ при передачі потужності до конкретного споживача мають вигляд:

$$\Delta P_{\Sigma \text{тр}} = 3 \sum_{i \in \mathbf{M1}} \left[J_{\text{тр}}'^2 \mu_i' + J_{\text{тр}}''^2 \mu_i'' \right] R_i + 3 \sum_{j \in \mathbf{M2}} \left[\Delta J_{\text{тр}}'^2 \mu_{\Delta j}' + \Delta J_{\text{тр}}''^2 \mu_{\Delta j}'' \right] R_j . \quad (3.2.1.18)$$

де j – порядковий номер гілки електричної мережі;

$\mathbf{M2}$ – множина гілок в схемі між балансуючим вузлом та вузлом авторизованого перетоку потужності ВДЕ.

Коефіцієнти взаємовпливу $\mu_{\Delta j}'$ та $\mu_{\Delta j}''$ визнають фізичний зміст, аналогічний коефіцієнтам (3.2.1.16) і мають вид:

$$\mu_{\Delta j}' = 1 + 2 \frac{I_j'}{\Delta J_{\text{тр}}'}; \quad \mu_{\Delta j}'' = 1 + 2 \frac{I_j''}{\Delta J_{\text{тр}}''}; \quad (3.2.1.19)$$

де $\Delta J_{\Delta j}'$, $\Delta J_{\Delta j}''$ – складові додаткового струму для покриття небалансу потужності на шинах споживача:

$$\Delta \dot{J}_{\text{тр}} = \dot{J}_{\text{тр}} - \dot{J}_{\text{тр}}^{\text{СП}} \quad (3.2.1.20)$$

де $\dot{J}_{\text{тр}}^{\text{СП}} = \hat{S}_{\text{тр}} / (\sqrt{3} \hat{U}_{\text{СП}})$ – приведений струм, обумовлений передачею потужності $\hat{S}_{\text{тр}}$; $\hat{U}_{\text{СП}}$ – комплексно-спряжена напруга на шинах споживача.

У випадку, коли необхідно описувати передачу лише активної потужності, то для визначення значення приведенного струму $\dot{J}_{\text{тр}}^{\text{СП}}$ використовується активне значення потужності $P_{\text{тр}}$:

$$\dot{J}_{\text{тр}}^{\text{СП}} = \frac{P_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \hat{U}_{\text{СП}}} \quad (3.2.1.21)$$

Струм, що формулює транзитну потужність, визначається типом генеруючої ВДЕ та керуючими впливами пристроїв САК.

3.5. Алгоритми розрахунку втрат потужності від використання відновлювальних джерел енергії

В дійсному випадку експлуатації до мережі може бути під'єднано більше одного СЕС, слід прислухатися до загального впливу пристроїв на втрати електроенергії в мережі. Дослідимо алгоритм, розрахунку втрат потужності у електричних мережах з неаргументованою кількістю ВДЕ.

Для розрахунку струмів у гілках схеми:

$$\dot{I}_i = \sum_{j=1}^m \dot{I}_{ij}, \quad (3.4.1)$$

де $\dot{I}_i$ – струм i -ї гілки;

$\dot{I}_{ij} = C_{ij} \dot{J}_j$ – струм в i -й гілці збуджений джерелом генерації або споживачем j -го вузла;

C_{ij} – коефіцієнти струморозподілу у вузлах по гілках;

m – кількість невідсортованих вузлів мережі.

Величини струмів у гілках з навантаженнями або ВДЕ, визначені за обчисленнями нормального усталеного режиму мережі.

При врахуванні сукупності вузлів споживання та генерації величина обчислень значно зменшується. Якщо задача диктує характеризувати складову втрат для кожного ВДЕ з їх групи, то алгоритм обчислення дещо ускладнюється.

Почнемо струми в гілках $\dot{I}_{ij}$ за активними і реактивними складові:

$$\dot{I}_{ij} = \dot{I}'_{ij} + j\dot{I}''_{ij}. \quad (3.4.1)$$

Звідки гуртові втрати потужності i -ї гілки мережі визначаються:

$$\Delta \dot{S}_i = 3 \left[\left(\sum_{j=1}^m \dot{I}'_{ij} \right)^2 + \left(\sum_{j=1}^m \dot{I}''_{ij} \right)^2 \right] z_i. \quad (3.3.3)$$

де z_i – комплексний опір i -ї гілки схеми заміщення електричної мережі.

Враховуючи (3.3.19), формула 3.3.25 прийме вид:

$$\Delta \dot{S}_i = 3 \left[\sum_{j=1}^m \dot{I}_{ij}'^2 \mu_j' + \sum_{j=1}^m \dot{I}_{ij}''^2 \mu_j'' \right] z_i. \quad (3.3.4)$$

де μ_j' , μ_j'' – складові коефіцієнту взаємного впливу між елементами мережі:

$$\mu_j' = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1, \eta \neq j}^m I_{i\eta}'^2}{I_{ij}'^2}, \quad (3.3.5)$$

$$\mu_j'' = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1, \eta \neq j}^m I_{i\eta}''^2}{I_{ij}''^2}.$$

З (3.3.4) очевидно, що втрати потужності залежать від величини протікання струму j -го вузла та від значень всіх частинних струмів, що припадають до цього вузла.

З рівняння (3.3.4), можна обчислити втрати в мережі для групи гілок $\theta_{\hat{a}\ell}$ та власних струмів, що згенеровано ВДЕ:

$$\Delta \dot{S}_\ell = \sum_{i \in \theta_{\text{в}\ell}} 3(I_{i_Д\text{АЕ}}'^2 \mu_{i_Д\text{АЕ}}' + I_{i_Д\text{АЕ}}''^2 \mu_{i_Д\text{АЕ}}'') z_i. \quad (3.3.6)$$

де $I_{i_Д\text{АЕ}}'$, $I_{i_Д\text{АЕ}}''$ – активна та реактивна проекції струмів ВДЕ у i -ій гілці або групи ВДЕ у кількості $k_{\text{ВДЕ}}$;

μ'_{i_DAE} , μ''_{i_DAE} – коефіцієнти впливу інших груп вузлів через втрати, викликані генеруванням ВДЕ, що входять до загальної групи $k_{ВДЕ}$.

Для сукупності ВДЕ характерні коефіцієнти впливу розраховують за формулами:

$$\mu'_{i_DAE} = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1, \eta \neq k_{DAE}}^{\theta_{ГР}} I'_{i_η}}{I'_{i_DAE}}, \quad (3.3.7)$$

$$\mu''_{i_DAE} = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1, \eta \neq k_{DAE}}^{\theta_{ГР}} I''_{i_η}}{I''_{i_DAE}}.$$

$\theta_{ГР}$ – максимальне значення груп ВДЕ у вузлі мережі з урахуванням тих, що виділені з їх загальної кількості.

$I'_{i_η}$, $I''_{i_η}$ – активна та реактивна проекції повного струму для групи вузлів η , в i -й гілці мережі.

Струм I_{i_DAE} в розрахункові i -й гілці схеми обчислюється без врахування навантажень.

Обчислення складової втрат в мережі вільної конфігурації з обрахуванням перетоків потужності збиратиметься з етапів:

1. Первинні дані схеми та описання груп гілок вузлів $\theta_{ГР_i}$;
2. Обчислення нормального режиму мережі.
3. Обчислення максимальних струмів у вузлах досліджуваної мережі,

$$J_j = \frac{\hat{S}_j}{\sqrt{3}\hat{U}_j}, \quad j = \overline{1, m}. \quad (3.3.8)$$

4. Формування схеми заміщення з групуванням вузлових точок генерації та споживачів.

5. Проведення обчислень режиму мережі без врахування груп ВДЕ.

6. Проведення розрахунку нормального режиму для навантаження сформованих груп вузлів p . Обрахування часткових струмів у гілках та вузлах для обраних груп.

7. Розрахунок втрат потужності, для обраної сукупності вузлів $\theta_{ГР_i}$ навантажень та генерації:

$$\Delta \dot{S}_{ГР_i} = \sum_{i \in \theta_{ВГ}} \left[3(I'_{k_i} \mu'_{k_i} + I''_{k_i} \mu''_{k_i}) z_k \right] \quad (3.3.10)$$

де I'_{k_i} , I''_{k_i} – активна та реактивна складові струмів для групи вузлів $\theta_{ГР_i}$ у k -й гілці мережі;

8. Проведення аналізування з відображенням результату визначення групових втрат потужності в мережі.

Даний алгоритм відкриває залежність між втратами потужності та транспортуванням потужностей в мережі, що визначаються сукупністю ВДЕ. Розв'язок даного алгоритму дає можливість визначити зв'язку між режимами електричних мереж та роботою ВДЕ.

Висновки до розділу 3

Проведений аналіз чутливості до потужності відновлювальних джерел енергії, що підключені до розподільчих мереж. Запропонований метод, що враховує вплив перетікань від ВДЕ на загальний рівень втрат в мережі дозволяє виконати мінімізацію технологічних втрат в розподільчих мережах з ВДЕ.

Оптимальне розміщення ВДЕ залежить не тільки від потужності навантаження у вузлах мережі, потужності та точки приєднання ВДЕ. Проведений аналіз методів пошуку оптимального розміщення ВДЕ в розподільчій мережі за критерієм мінімуму втрат потужності дав можливість сформулювати алгоритм вирішення даної задачі.

4. МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ

4.1. Визначення числових характеристик навантаження для обчислення втрат електроенергії

В багатьох методах обчислення втрат, які реалізовані в роботі, використовуються наступні прийоми числової обробки даних.

Інтегрування безкінечного графіка навантаження здійснюється з використанням способів дискретної обробки. Відповідно визначаються всі підконтрольні величини. Середньоквадратичне значення струму знаходиться за формулою:

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

Величини τ і k_{ϕ} , що характеризують форму графіка навантаження.

Відомо, що кількість годин найбільших втрат визначається за формулою:

$$\tau = k_z^2 k_{\phi}^2 T$$

де k_z – коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну кількість годин застосування максимального навантаження.

Для визначення втрат електроенергії задосить визначити одну з величин – τ чи k_{ϕ} . Інакше можна облічити з попереднього рівняння зв'язку. Як правило, в першу чергу встановлюють зв'язок з k_{ϕ} .

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

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

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

Таким чином, для обчислення втрат електроенергії у звітному періоді Т необхідна реляція про мінімальне та максимальне навантаження мережі, а також кількість відпущеної електроенергії за обрані періоди.

4.2. Дослідження втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах

Для проведення дослідження втрат електроенергії в розподільчих мережах промислової зони необхідно попередньо підготувати необхідні такі дані:

а) каталожні або паспортні:

- довжини ліній до приєднань і L , км;
- питомий активний опір 1 км лінії r_0 , Ом/км;
- питомий реактивний опір 1 км лінії x_0 , Ом/км;
- вибірка всіх типів і номінальних потужностей встановлених КТП, ТП, за паспортними даними яких визначається $xx \text{ WP}$, $kz \text{ WP}$;

б) кількість годин роботи кожного приєднання за розрахунковий період ТН;

в) номінальна напруга лінії н U , кВ.

Для визначення втрат в електричних мережах представимо розрахункову схему у вигляді графа, на якому проставимо параметри елементів мережі з присвоєнням порядкових номерів вузлам схеми. На рис

4.1. представлена розрахункова схема промислового району. Сформуємо стек первинної інформації для визначення втрат електроенергії за допомогою програми ВТРАТИ-10/0.4 та розробимо вузлову, що представлена на рис.4.2.

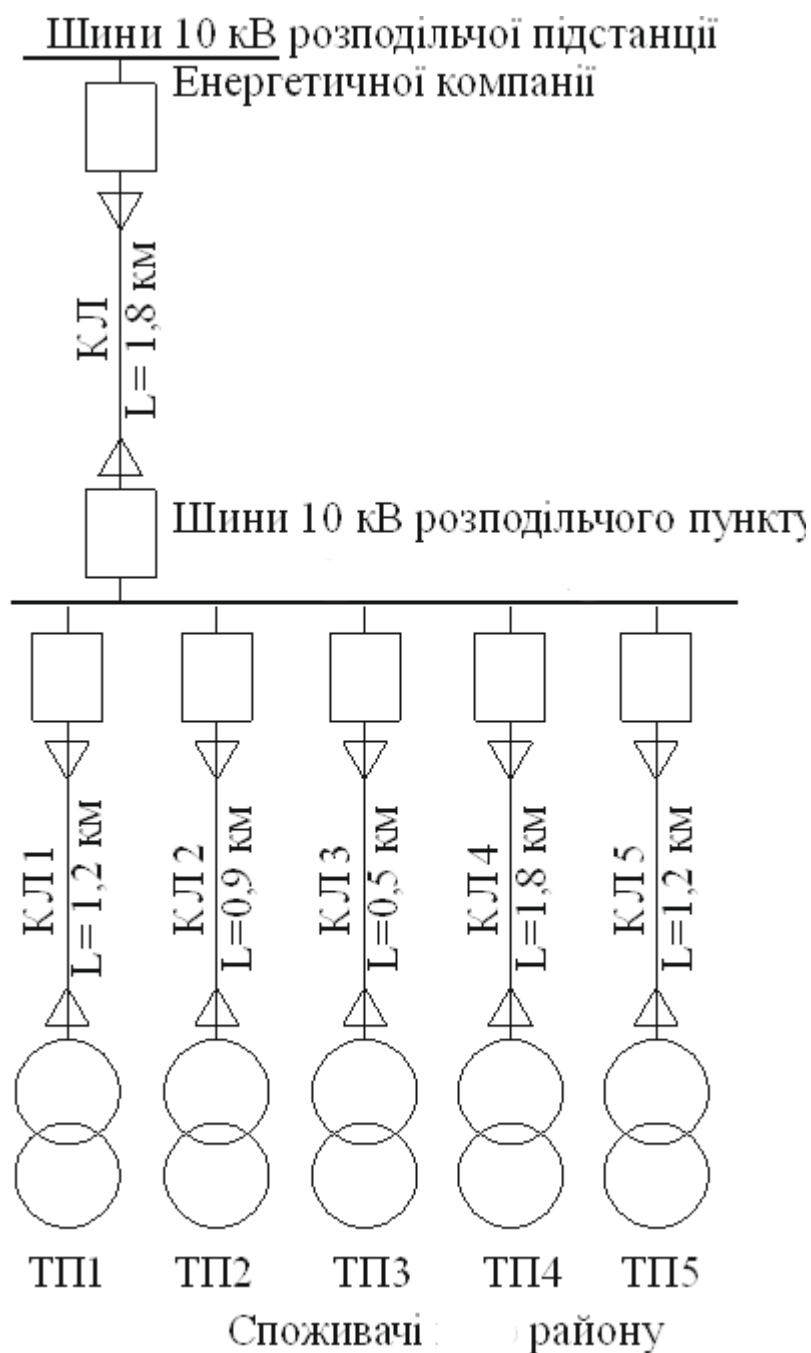


Рис. 4.1. Розрахункова схема електропостачання фрагменту мережі району

Вихідні дані для моделювання представлені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1. Вихідні дані для моделювання

№ вузла	Тип вузла	Параметри гілки, що підключена до вузла			
		повітряні (кабельні) лінії	$l_{\text{л}}$	трансформатори	K_3
100	Системний	ААШв-10 (3х95)	1,8	-	-
101	Балансуючий	-	-	-	-
102	Розподільчий	ААШв-10 (3х35)	1,2	ТМН-630/10	0,70
103	Розподільчий	ААШв-10 (3х35)	0,9	ТМН-630/10	0,70
104	Розподільчий	ААШв-10 (3х35)	0,5	ТМН-630/10	0,70
105	Розподільчий	ААШв-10 (3х35)	1,8	ТМН-630/10	0,84
106	Розподільчий	ААШв-10 (3х35)	1,2	ТМН-630/10	0,75

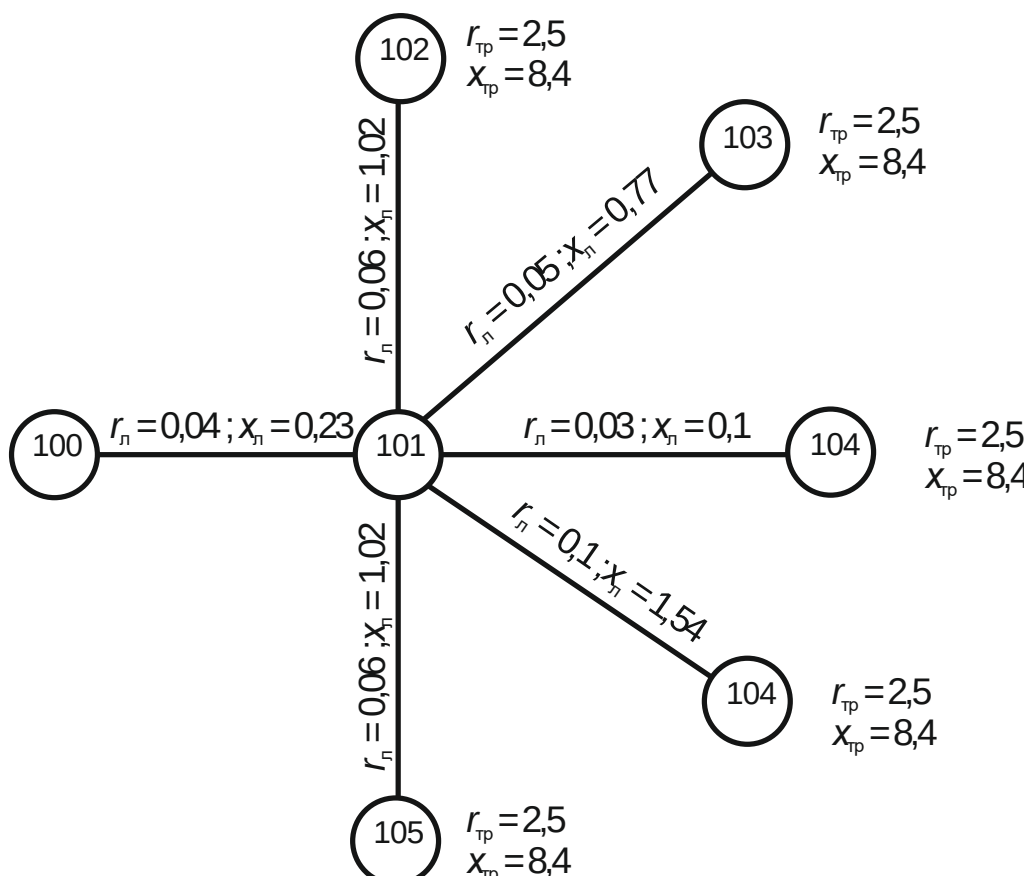


Рис. 4.2. Вузлова схема для моделювання

Результати розрахунків представлені на рис. 4.3-4.4.

Результати розрахунків ЕМ за часом втрат (Режим середніх навантажень)

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки	
Нпочатку	Нкінця	Рпочатку, кВт	Ркінця, кВт	dP, кВт	I, А
100	101	2182.09	2152.82	29.33	128.52
101	105	482.99	479.12	3.88	28.34
101	104	422.55	421.59	0.96	26.77
101	106	417.91	415.84	2.07	25.38
101	102	417.84	415.84	2.00	24.92
101	103	411.54	410.09	1.45	24.54

Рис. 4.3. Результати розрахунку втрат в електричних мережах

Результати представлені на рис. 4.3 показали, що на втрати в електричних мережах більш впливають параметри ліній ніж їх навантаження.

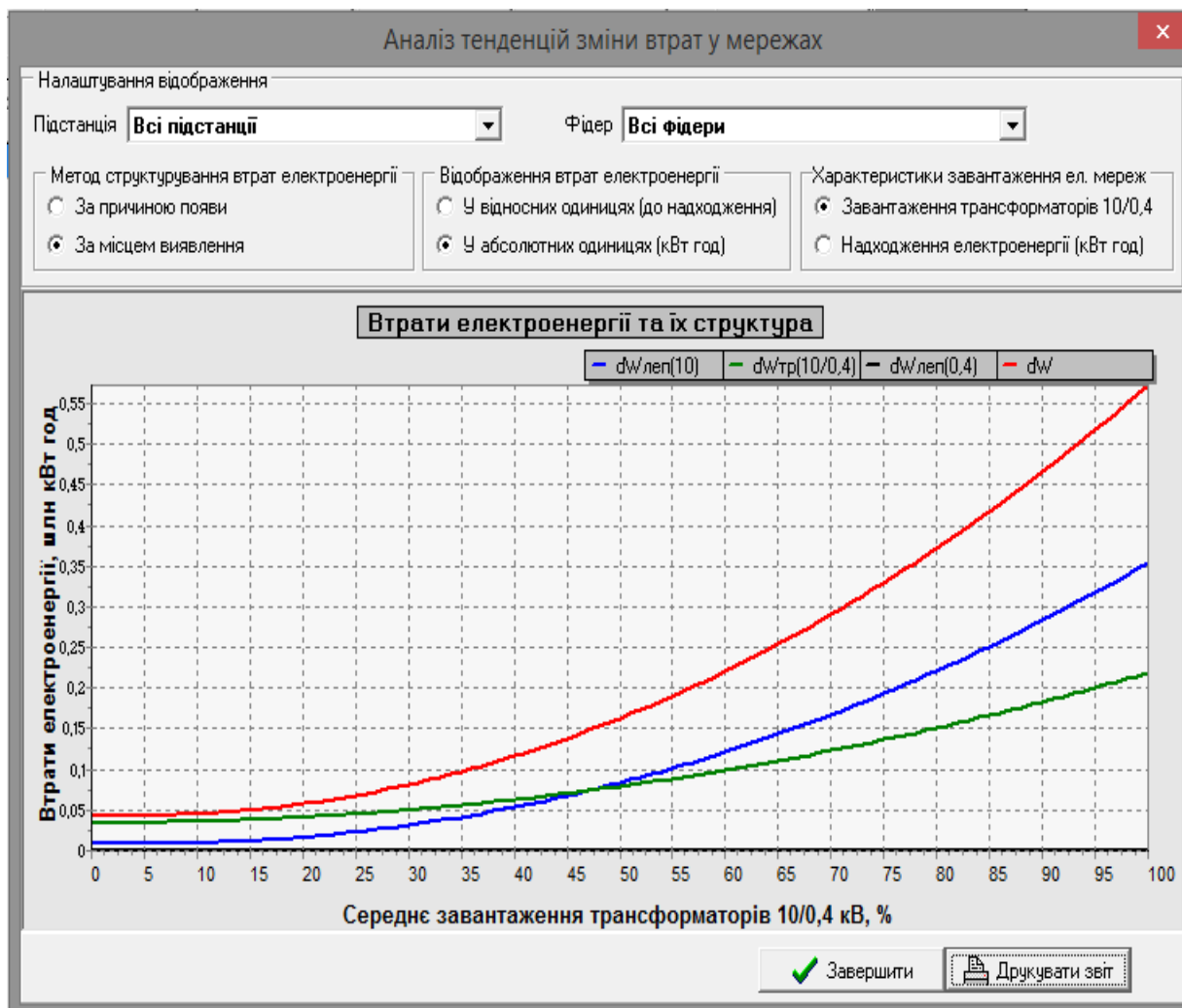


Рис. 4.4. Структура втрат в електричних мережах промислового району

Аналіз втрат представлений на рис. 4.4. показав, що при малих навантаженнях до 50% від $S_{ном.тр}$ втрати залежать від типу трансформаторів, а при зростанні навантаження більше 50% втрати залежать від перерізу ліній електропередачі.

В таблиці 4.2 Приведені узагальнені результати розрахунку втрат для промислового району.

Таблиця 4.2. Розподіл втрат в на елементах мережі

Фідер:	ЦРП	
Відпуск електроенергії:	8,87	млн кВт*год
Параметр	Значення, в.о.	Значення, %
Електричні мережі ПР		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У лініях 10 кВ:	39,7	
У трансформ, 10(6)/0,4 кВ:	30	
- навантажувальні:	21,6	
- неробочого ходу:	8,4	
У мережах 0,4 кВ:	0	
Сумарні втрати потужності:	69,7	
Втрати електроенергії	Значення, кВт год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	184478,6	2,08
У трансформ, 10(6)/0,4 кВ:	1346700,6	10,52
- навантажувальні:	1005330	10,13
- неробочого ходу:	34137,6	0,38
У мережах 0,4 кВ:	0	0
Сумарні втрати електроенергії:	3191490,2	13,6

Результати моделювання приведені в таблиці 4.2 підтверджують розрахунки втрат в електричних мережах приведені в другому розділі, що підтверджує првильність обраного методу для визначення втрат.

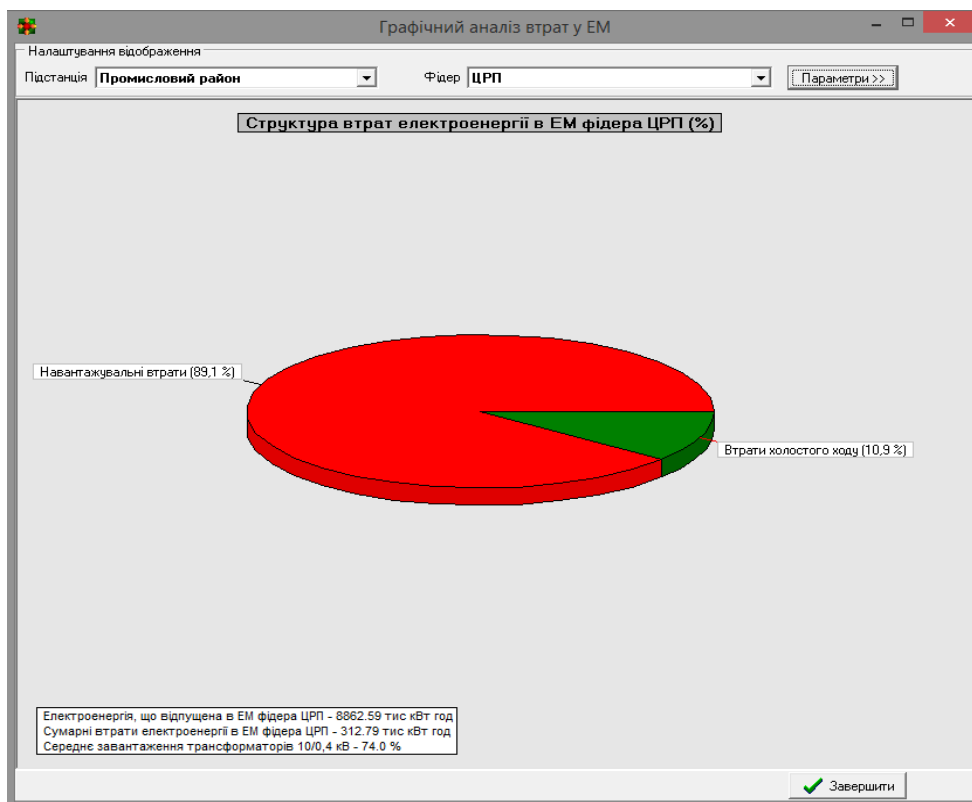


Рис. 4.5 Розподіл втрат електроенергії між елементами мережі

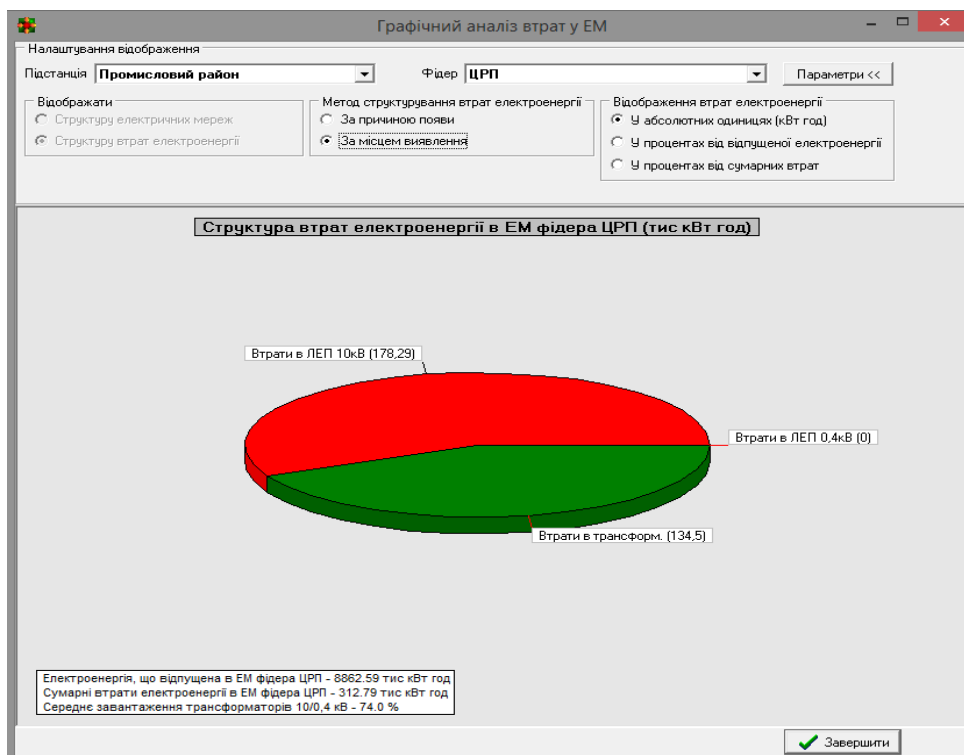


Рис. 4.6. Структура втрат в елементах мережі промислового району.

4.3. Оцінка ефективності роботи електричних мереж з урахуванням енергозберігаючих заходів в системі електропостачання

Класифікація заходів щодо зниження витрат електроенергії. Заходи щодо зниження технологічних витрат електроенергії залежно від вкладення коштів поділяються на організаційні й технічні. У свою чергу, вони можуть бути поділені на п'ять груп, що мають різні механізми формування економічного ефекту:

- поліпшення керування режимами електричних мереж;
- автоматизація керування режимами електричних мереж;
- перебудова електричних мереж;
- поліпшення технічного обслуговування електричних мереж;
- реконструкція обліку електроенергії.

Заходи кожної з перерахованих груп мають всебічні організаційні й технічні чинники, що впливають на ефективність запропонованих заходів. Вивчимо найпоширеніші з них.

Обмеження електропостачання за рахунок вдосконалення технологічного режиму.

Пертурбація активного чи реактивного навантаження в електричних мережах заподіюють зміну перетікань активної і реактивної потужності в електричних мережах суб'єкта енергетики і, отже, зміни величини втрат потужності в цих мережах.

Для обрахунку впливів на навантаження чи втрати в електричних мережах необхідно застосовувати узагальнені коефіцієнти приросту втрат активної потужності в електричних мережах

Величина K_{π} може бути також наближено обрахована за формулою:

$$K_{\pi} \approx \frac{2\Delta P}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}$$

де ΔP – відносна величина втрат потужності в електричних промислового підприємства до даної точки розділу балансової приналежності в промисловому районі; $\text{tg}\varphi$ – середнє значення коефіцієнта потужності в електричній мережі району.

Враження від зміни активного навантаження виробництв на величину ΔN і реактивного на ΔQ визначається за виразом:

$$\Delta P = \Delta N(1 + K_{\pi}) + \Delta Q K_{\epsilon}$$

Вплив напруги на споживання електроенергії.

Напруга, що підводиться до затискачів електроприймачів, впливає на спожиту приймачами потужність, а також на вихідні параметри електроприймачів. Державним стандартом на якість електроенергії регламентовані необхідні відхилення напруги на затискачах кожного електроприймача. Однак і в межах цих відхилень можлива різна ефективність роботи електроприймачів. Завдання полягає в тому, щоб у якомога більшої кількості електроприймачів підтримувати оптимальне відхилення напруги, за якого результативна ефективність роботи приймача є максимальною.

Регулювальний ефект активного навантаження за напругою визначається:

$$K_{PU} = \frac{\Delta P}{P} \frac{U}{\Delta U}$$

Аналогічним чином визначається регулювальний ефект за напругою і для реактивної потужності.

Зміна напруги у відносних одиницях визначається за формулою:

$$\Delta U^* = \frac{\Delta P \sum_{i=1}^m R + \Delta Q \sum_{i=1}^m X}{U^2}$$

Для низької сторони розподільчого трансформатора формулою:

$$\Delta U^* \approx \left(-9 \cdot 10^{-5} + 0,021 \frac{1}{S_{\text{ном}}} \right) \Delta P + 0,05 \frac{\Delta Q}{S_{\text{ном}}}$$

Зміну навантаження через зміну напруги визначаємо за формулою:

$$\Delta P = \left[PK_{PU} (1 + K_{\pi}) + QK_{QU} K_{\epsilon} \right] \Delta U^*.$$

Оптимізації режимів роботи багато трансформаторної підстанції.

Розглянемо застосування введених вище показників під час вибору кількості працюючих трансформаторів на багато трансформаторній підстанції.

Зміна втрат потужності в них у разі відключення одного трансформатора рівняється:

$$\Delta P = -\Delta 3P_x + \beta^2 \frac{\Delta P_k}{2}, \quad \Delta Q = -\Delta Q_x + \beta^2 \frac{\Delta Q_k}{2}$$

У разі відключення одного трансформатора в трансформаторі, що зів'язався, виростуть втрати напруги і, отже, знизиться напруга на затискачах електроприймача.

Якщо це зниження напруги допускається за технологією, то буде отримана побічна економія електричного навантаження в величині:

$$\Delta P = \frac{1}{2} \beta^2 S_{\text{ном}} \cos \varphi \left[K_{PV} (1 + K_{\pi}) + K_{QU} + K_{\epsilon} \operatorname{tg} \varphi \right] \frac{\Delta U_{\text{пит}}}{100}$$

де $U_{\text{пит}}$ – втрати напруги в трансформаторі, %, при $\beta = 1$ і заданій величині $\operatorname{tg} \varphi$.

Вибір запропонованих заходів зі зниження втрат електроенергії є взаємопов'язаним процесом. За такого комплексного підходу наслідки оптимізації вибору режиму роботи багатотрансформаторної підстанції можуть трохи розбігатися з первинним варіантом.

На рис. 4.7. приведені результати впровадження енергозберігаючих заходів в фрагменті електричних мережах району за допомогою програми «Втрати -10/0,4».

Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки					
Нпочатку	Нкінця	I, А (без КУ)	I, А (з КУ)	dP, кВт (без КУ)	dP, кВт (з КУ)
100	101	128.52	126.03	29.33	28.21
101	105	28.34	28.32	3.88	3.87
101	104	26.77	25.06	0.96	0.84
101	106	25.38	24.46	2.07	1.93
101	102	24.92	24.49	2.00	1.93
101	103	24.54	24.10	1.45	1.40

а)

Фідери п/ст Промисловий район		
Результати аналізу ефективності приєднання РДЕ		
Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки		
Інформація по фідеру ЦРП		
Втрати потужності	без врахування РДЕ	з врахуванням РДЕ
в лініях 10 кВ	39.7 кВт	38.4 кВт
в трансформаторах 10/0.4	30.0 кВт	30.0 кВт
з них холостого ходу	8.4 кВт	8.4 кВт
навантажувальні	21.6 кВт	21.6 кВт
в лініях 0.4 кВ	0.0 кВт	0.0 кВт
Сумарні	69.7 кВт	68.4 кВт
Cos φ по фідеру	0.98	1.00
В результаті приєднання РДЕ втрати потужності зменшились на 1.95%		

б)

Результати аналізу компенсації реактивної потужності					
Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки	
N вузла	Тип тр-ра	Q _{куВН} , кВАр	Q _{куНН} , кВАр	U, кВ (без КУ)	U, кВ (з КУ)
101				9.86	9.87
100		450.00		10.00	10.00
102	ТМ-630/10		100.00	9.82	9.83
104	ТМ-630/10		100.00	9.84	9.85
105	ТМ-630/10			9.79	9.79
106	ТМ-630/10		100.00	9.82	9.82
103	ТМ-630/10		66.00	9.83	9.84

в)

Результати аналізу компенсації реактивної потужності

Загальна інформація

Інформація про вузли

Інформація про вітки

Інформація по фідеру ЦРП

Втрати потужності	без врахування КУ	з врахуванням КУ
в лініях 10 кВ	39.7 кВт	38.2 кВт
в трансформаторах 10/0.4	30.0 кВт	27.5 кВт
з них холостого ходу	8.4 кВт	8.4 кВт
навантажувальні	21.6 кВт	19.1 кВт
в лініях 0.4 кВ	0.0 кВт	0.0 кВт
Сумарні	69.7 кВт	65.7 кВт

Cos по фідеру	0.98	1.00
---------------	------	------

В результаті використання компенсуючих установок втрати потужності зменшилися на 5.84%

г)

Рис. 4.7. Результати впровадження енергозберігаючих заходів в фрагменті мережах району

а) дані про втрати активної потужності в гілках розрахункової схеми; б) аналіз ефективності приєднання РДЕ; в) дані про підвищення напруги за рахунок використання КП; г) аналіз ефективності компенсуючих пристроїв

4.4. Складання нормалізованого електроенергетичного балансу підприємства

Складання зведеного нормалізованого енергетичного балансу підприємства є кінцевим етапом при аналізі енергетичного балансу підприємства.

Методика презентації нормалізованого балансу споживання електроенергії однотипна з методикою представлення фактичного балансу споживання електроенергії.

Нормалізований баланс активної та реактивної електроенергії представлений на рис. 4.8-4.9.

Слід зазначити, що до балансу активної електроенергії вводяться втрати на генерацію реактивної електроенергії відновлювальними джерелами енергії. Також побудований баланс генерації реактивної електроенергії, який враховує генерацію відновлювальними джерелами енергії в мережі 10 кВ, генерацію кабельними лініями 10 кВ, а також спожиту з енергосистеми.

Аналіз нормалізованих балансів на рис. 4.8 та 4.9 показав, що при впровадженні енергозберігаючих заходів втрати активної енергії в електричних мережах району зменшилися на 1,5 %, а відповідні втрати реактивної енергії на 8,8 %.

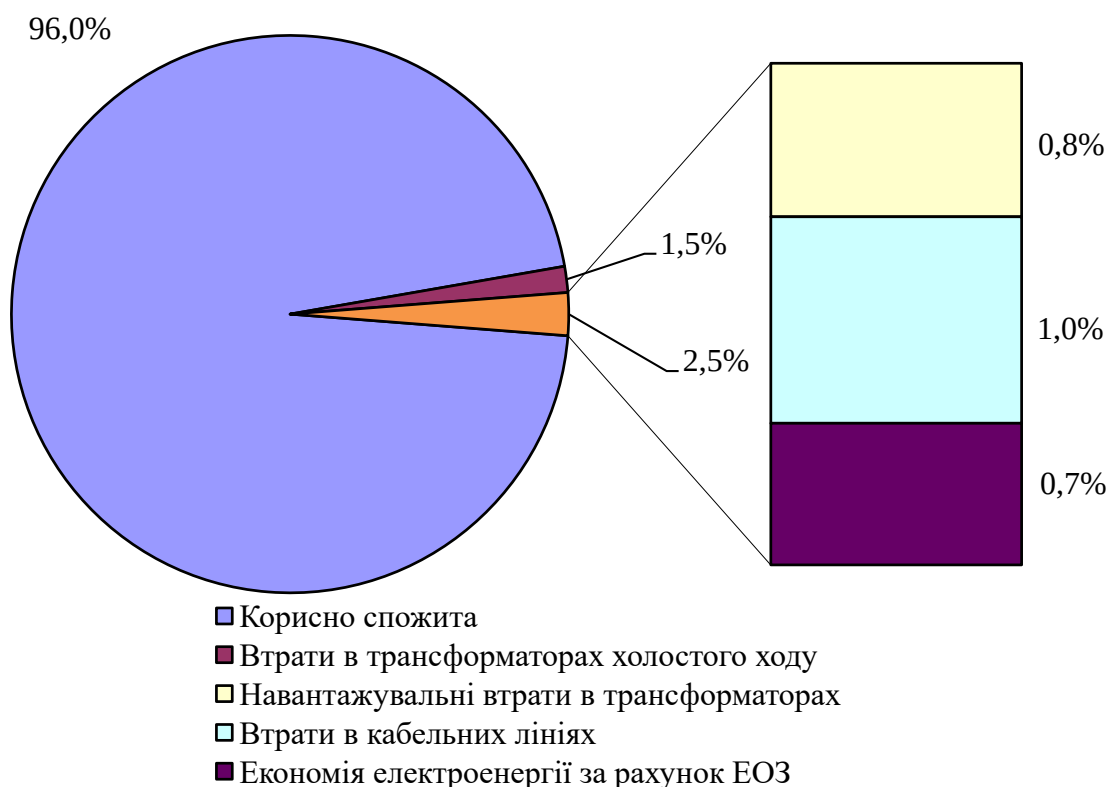


Рис. 4.8. Нормалізований баланс споживання активної енергії

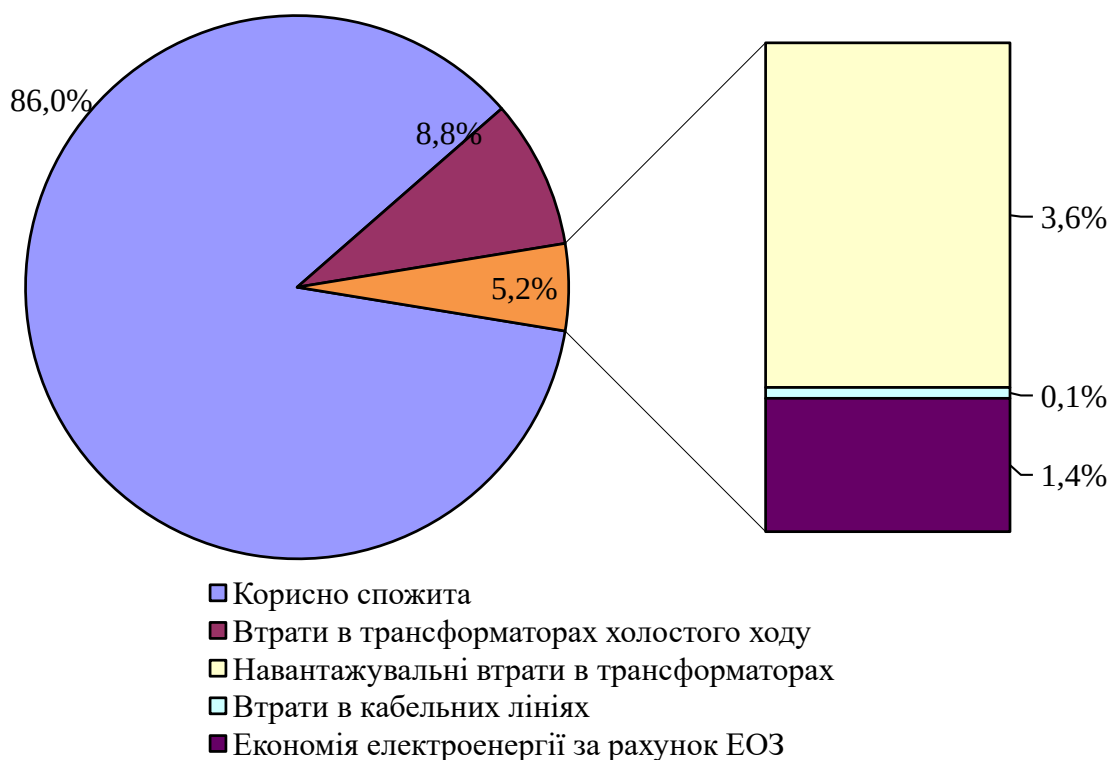


Рис. 4.9. Нормалізований баланс споживання реактивної енергії

Аналіз нормалізованих балансів на рис. 4.8 та 4.9 показав, що при впровадженні ВДЕ втрати активної енергії в електричних мережах району зменшилися на 1,5 %, а відповідні втрати реактивної енергії на 8,8 %.

Таблиця 4.3. Втрати в електричних мережах промислового району до та після впровадження ЕОЗ

Назва	W, кВт·год	V, квар·год	ΔW	ΔV
Всього після ЕОЗ	13245388,8	6100876,8	346089,00	1257776,00
Всього до ЕОЗ	13245388,8	11086592	419704,00	1398195,00
Різниця			73615,00	140419,00

Висновки до розділу 4

Результати моделювання режимів роботи дозволили отримати нормалізовані баланси активної та реактивної енергій, що показали розподіл технічних втрат між елементами мережі, що досліджувалась.

Проведене моделювання режимів роботи електричних мереж з ВДЕ за допомогою спеціалізованого програмного продукту дозволило визначити точки оптимального розміщення ВДЕ та отримати зменшення технологічних втрат в мережі на 8,9 %.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Безпека експлуатації на сонячних електростанціях, що входять до системи автономного електропостачання

Основне правило безпечного використання автономної системи – її періодичне обслуговування. Саме регулярність технічного догляду за сонячними батареями та іншими компонентами загальної системи стане запорукою її тривалої та безаварійної роботи. Такі роботи повинні проводитися 1-2 рази на рік (залежно від умов експлуатації сонячних батарей) та включати:

- перевірку цілісності батарей та кріпильних елементів;
- очищення інверторів від пилу, який може сприяти перегріву пристрою;
- перевірку заземлення та надійності ізоляції струмопровідних провідників;
- тестування електропроводки щодо витоків енергії.

Планові роботи не обійдуться і без очищення поверхні самих сонячних батарей, адже від чистоти панелей, що приймають на себе промені світла, залежить кількість отримуваної та генерованої в електричну сонячну енергію. Розрахунки показують, що багатомісячний шар пилу здатний довести рівень втрат у генерації струму до 20%. Ось чому регулярне очищення батарей – гарантія високого ККД під час роботи будь-якої сонячної електростанції.

5.2. Техніка безпеки при встановленні та роботі з сонячними батареями

Експлуатація системи на основі сонячних батарей потребує належного рівня технічних знань. Будь-яка робота із системою обов'язана здійснюватися тільки з виконанням заходів та правил техніки безпеки.

Сонячні батареї повинні використовуватися відповідно до їх прямих призначень. Заборонено вносити технічні зміни у конструкцію батарей. Під час монтажу слід дотримуватися всіх місцевих правил та норм безпеки. Також слід дотримуватися вимог безпеки та монтажу та експлуатації інших компонентів системи.

Сонячні батареї пристрої, що виробляють постійний струм. При розриві такого ланцюга може утворитися небезпечна електрична дуга.

При роботі з сонячними батареями необхідно додержуватися техніки безпеки:

- сонячні батареї ніколи не відключаються під навантаженням;
- використовуються лише справні проводки відповідного перерізу;
- контакти повинні бути в належному стані.

При роботі із сонячними батареями є небезпека ураження струмом. Напруга сонячної батареї може з'являтися при мінімальному зовнішньому освітленні. Отже, для безпечного відключення сонячних батарей від системи необхідно встановити вмикач, автоматичний вимикач або коробку запобіжників у доступному місці.

Сонячні батареї слід підключати з дотриманням полярності (позитивний висновок до позитивного, негативний до негативного). Неправильне підключення кабелів може призвести до пошкодження або руйнування обладнання.

Встановлення сонячних батарей не виконується за сильного вітру. Підготуйте робочу зону таким чином, щоб уникнути травмування.

При експлуатації сонячних батарей дотримуються максимально допустимі механічні навантаження. Не допускається максимально допустимий рівень механічних навантажень, перед установкою необхідно перевіряти, щоб вплив погодних умов не пошкодив сонячні батареї.

Переконайтеся, що сонячні панелі заземлені. Для того, щоб знизити ризик виникнення ураження електричним струмом або пожежі, сонячні батареї повинні бути заземлені згідно з правилами безпеки.[10]

5.3. Екологічні характеристики сонячної енергетики

Порівняно з іншими видами енергетики, сонячна енергетика є чистих в екологічному відношенні одним з чистих видів енергії. Однак минути повністю шкідливого впливу сонячної енергетики на людину та навколишнє середовище практично не таланить, якщо врахувати весь технологічний ланцюжок від необхідних матеріалів до виробництва електроенергії.

Найбільш своєрідні в цьому аспекті СФЕУ, експлуатація яких викликає мінімальної шкоди навколишньому середовищу. У той самий час підприємство напівпровідникових матеріалів є дуже екологічний і соціально небезпечним. У ряді країн світу фігурують дуже жорсткі вимоги до виготовлення напівпровідників для СФЕУ, а також програми знищення відходів виробництва, які відслужили свій термін або не працюють СФЕУ.

Найбільш небезпечні у цьому зв'язку кадмій Cd, а також Ga, As та Te. Сьогодні найбільш досліджено шкідливий дію кадмію на здоров'я людини і навіть упроваджено заборони на застосування в побутових умовах його з'єднань.

Тривале вдихання парів кадмію може викликати легеневі або бронхіальні захворювання і навіть смерть. Постійна дія малих доз кадмію

підводить до його накопичення в нирках та їх захворюванню. При цьому також відбиватимуться захворювання легень, розм'якшення та деформація кісткового складу скелета.

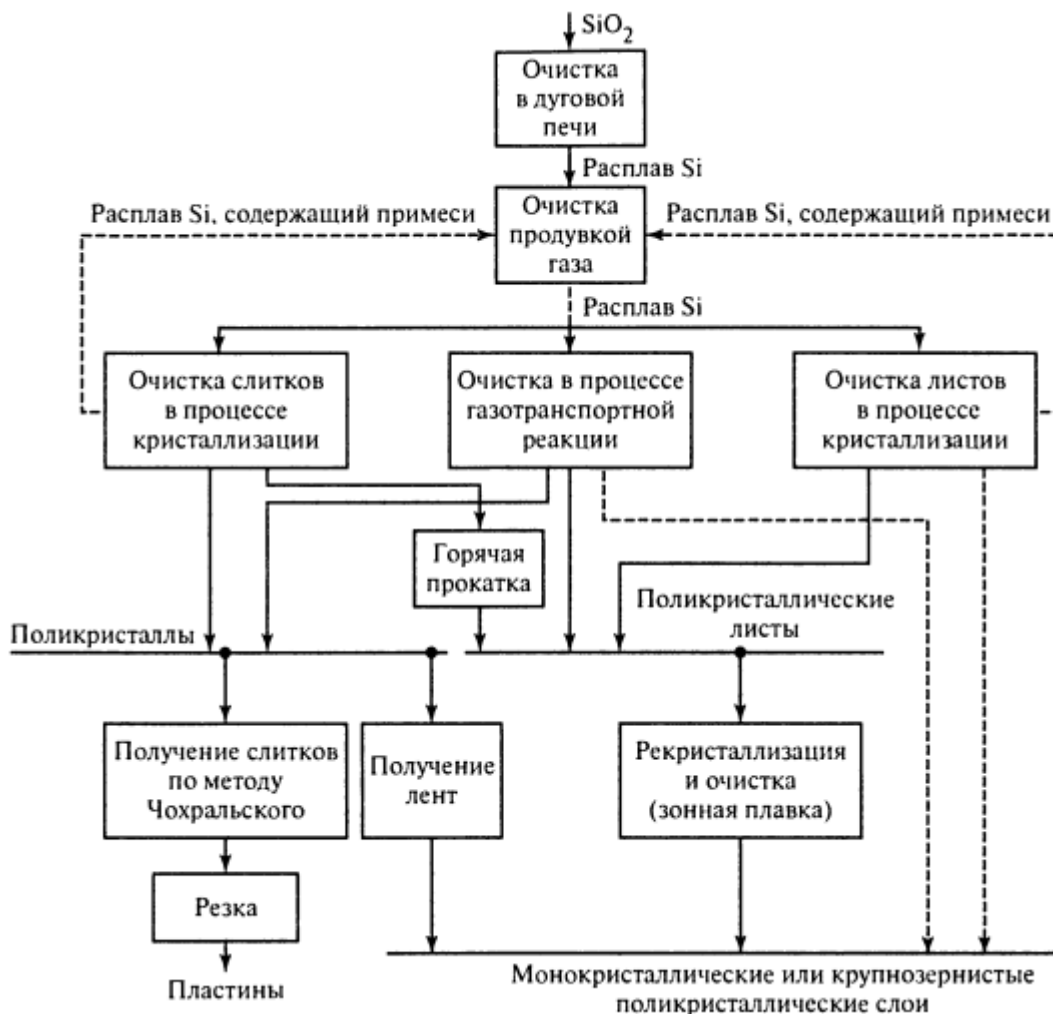


Рисунок 5.2 Послідовність технологічних операцій для виготовлення сонячних елементів

Дуже токсичні певні з'єднання селену. Наприклад, SeH , SeO_2 негативно діють на органи дихання. Дослідження відпрацьованих свій строк або відбракованих сонячних модулів на основі CuInSe_2 і CdTe підтвердили, що якщо перші з них задовольняють побажання американського Агентства захисту навколишнього середовища, то другі – ні, тому що ступінь кадмію в них виразився у 8-10 разів більшим за допустимі норми. Як наслідок цього

сонячні модулі на основі CdTe, що реалізували свій ресурс, ймовірно будуть класифікуватися як потенційно токсичні відходи і повертатися до їх виробників.

Найбільша екологічна небезпека для СФЕУ зв'язана з виробництвом певних СФЕУ, в ході яких здійснюється переробка значної кількості шкідливих речовин для здоров'я людини та навколишнього середовища. Аналогічне виробництво, очевидно, має бути абсолютно автоматизованим та улаштовуватися на значній відстані від населених пунктів.

Багатообіцяючим вважається також і використання хімічної взаємодії кремнію з чотирифтористим кремнієм. При цьому втілюється вилучення кремнію з розплаву, його очищення та хімічне осадження з парової фрази протягом однієї стадії технологічного процесу.

Сьогочасні методи одержання пластин та листів кремнію дуже численні. Головні зусилля тут цілеспрямовані на оптимізацію шляхів виготовлення полікристалічного та монокристалічного кремнію, з найвищим ККД.

Стандартизований технологічний хід, що допускає одержувати монокристалічний сонячний елемент діаметром до 7,6 см або елементи псевдопрямокутної конфігурації форматом до 2×8 см, заснований на культивуванні кристалів методом Чохральського з нарізанням пластин за допомогою алмазних стрічок та шліфуванням абразивним порошком, що небезпечно для здоров'я.

Таким чином, у сонячній фотоенергетиці найбільш шкідливим для людини та навколишнього середовища є технологічний процес виробництва сонячних елементів та їх утилізації. Для підняття економічності це виготовлення має бути великомасштабним, що вимагає великих капітальних та матеріальних витрат.

Самі сонячні електростанції відчутно матеріаломісткі (метал, скло, бетон тощо).

При роботі сонячних фотоелектричних станції здійснюється помітна пертурбація кліматичних умов у цьому місці, у тому числі злам ґрунтових умов, рослинності, циркуляції повітря в підсумку затінення поверхні, з одного боку, та нагрівання повітря – з іншого боку. Через завершальне міняється тепловий баланс вологості повітря, напрямок та величина вітрів. Для СЕС із концентраторами сонячного випромінювання існує небезпека перегріву систем від сонячного випромінювання.

Висновки до розділу 5

Аналіз чинників, що характеризують екологічну небезпеку для СФЕУ зв'язана з виробництвом певних типів СФЕУ, в ході яких здійснюється переробка значної кількості шкідливих речовин для здоров'я людини та навколишнього середовища.

Застосовування низькокиплячих рідин та їх невідворотні витoki в СЕС приводять до забруднення ґрунтових вод у регіоні.

У складі сонячних фотоелектричних установок присутні небезпечні рідини, що розміщують нітрити та хромати, які є дуже отруйними речовинами для сільськогосподарського виробництва.

6. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ПРИСТРОЯМИ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

В даній роботі розглянуто потенціал різних типів відновлюваних джерел енергії, наприклад, сонячні панелі на основі полікристалічного кремнію для визначення їх подальшого застосування в електрозабезпеченні потреб локальних електричних мереж.

В наслідку дослідження обґрунтовано достатність енергетичного потенціалу ВДЕ і запропоновані системи електропостачання: система на основі полікристалічних панелей.

Для розрахунку техніко-економічних показників і показників ефективності СЕС з різними типами панелей виконаємо обґрунтування економічної доцільності їх застосування.

6.1. Розрахунок капітальних інвестицій

Капітальні вкладення для виконання проектного технічного рішення залучають наступні умови:

- витрати на придбання обладнання, техніки, технології,
- технічних засобів контролю і обліку
- стан обладнання;
- витрати на будівельно-монтажні роботи;
- витрати на монтажну-налагоджувальні роботи;
- інші витрати.

При формулюванні розміру проектних капіталовкладень можна використати формулу:

$$K_{np} = K_{об} \cdot \left(\sum_{i=1}^K C_i \right) + Z_{тр} + Z_{мн} + Z_{дем} + Z_{пр}, \quad (6.1)$$

де $\left(\sum_{i=1}^K C_i \right)$ - витрати на придбання обладнання, матеріалів, засобів контролю і обліку, пристроїв діагностики, $K_{об}$ - сумарна вартість комплектуючих, грн; $Z_{тр}$ – транспортно-заготівельні витрати, $Z_{тр} = 0,05 \cdot K_{об}$, грн; $Z_{мн}$ – витрати на пуско-налагоджувальні роботи, $Z_{мн} = 0,07 \cdot K_{об}$, грн; $Z_{дем}$ – витрати на демонтаж обладнання, грн; $Z_{пр}$ – інші витрати, $Z_{пр} = 0,3 \cdot Z_{мн}$, грн.

Поточні витрати на роботи та обладнання наведені в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Капітальні видатки по варіантам

№ п/п	Назва	Кіл. шт	Ціна, тис.грн	Вартість, тис. грн	Монтаж, наладка тис. грн	Трансп. затрати, тис. грн	Інші витрати тис. грн	Всього
Варіант 1								
1	ДБЖ «ЛЕОТОН ХТ100»	2	25	50	5	2,5	15	72,5
2	АКБ «DELTA «STC 3000»	36	15	525	52,5	26,25	157,5	812,25
3	Сонячні панелі RISEN	63	5,5	346,5	34,65	17,325	103,95	502,425
Всього				921,5	92,15	46,075	276,45	1387,18
Варіант 2								
1	ДБЖ «ЛЕОТОН»	2	25	50	5	2,5	15	72,5
2	АКБ DELTA «STC 3000»	36	15	525	52,5	26,25	157,5	812,25

3	Сонячні панелі «QST 165»	262	5,8	1519	151,96	75,98	455,98	2203,58
Всього				2094	209,46	104,73	628,48	3088,28

Таким чином, капітальні видатки, потрібні для установки СЕС на основі полікристалу, згідно першого варіанту (таблиця 6.1)

визначаються:

$$K_{\text{пр1}} = K_{\text{об}}(\sum_{i=1}^k C_i) + 3_{\text{тр}} + 3_{\text{мн}} + 3_{\text{мн}} + 3_{\text{мн}} = 921,5 + 92,15 + 46,075 + 276,45 = 1387,175 \text{ тис. грн}$$

Для другого варіанту сонячних батарей розрахунок капітальних видатків становить:

$$K_{\text{пр2}} = K_{\text{об}}(\sum_{i=1}^k C_i) + 3_{\text{тр}} + 3_{\text{мн}} + 3_{\text{мн}} + 3_{\text{мн}} = 2094,6 + 209,46 + 104,73 + 628,48 = 3088,278 \text{ тис. грн}$$

6.2. Розрахунок експлуатаційних витрат

Основними витратами експлуатаційних затрат на електротехнічного обладнання будуть:

- Амортизаційні відрахування (C_a).
- Заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_z).
- Єдиний соціальний внесок (C_c).
- Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт обладнання і мереж ($C_{то}$).

- Вартість витрат електроенергії (C_e).
- Інші витрати ($C_{ін}$).

Таким чином річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають:

$$З = C_a + C_з + C_c + C_{то} + C_e + C_{ін} \quad (6.2)$$

6.2.1. Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизаційні відрахування це частка основних фондів направлених для відшкодування їх зносу в процесі експлуатації.

Термін корисного вживання об'єктів основних засобів і нематеріальних активів 5 років, виходячи з передбачуваних економічних вигід тощо.

Строк корисного застосовування нового обладнання становить 12 років.

Норма амортизації в нашому випадку буде постійною при прямолінійному методі впродовж всього амортизаційного терміну і визначається:

$$H_a = \frac{\Phi_n}{\Phi_n \cdot T_n} \cdot 100, \% \quad (6.3)$$

де T_n – термін амортизаційного періоду), років;

Φ_n –переоцінена кошторисна вартість основних коштів об'єкту, тис.грн.

Для першого варіанту норма амортизації:

$$H_a = \frac{1387,175}{1387,175 \cdot 12} \cdot 100\% = 8,33\%$$

Для другого варіанту амортизаційні відрахування:

$$H_a = \frac{3088,278}{3088,278 \cdot 12} \cdot 100\% = 8,33\%$$

Звідки, витрати на річні амортизаційні відрахування за запропонованим методом:

$$AB = \frac{H_a \cdot \Phi}{100} \quad (6.4)$$

Годові амортизаційні відрахування по варіантах становитимуть:

Перший варіант сонячної панелі:

$$C_a(1) = \frac{8,33 \cdot 1387,175}{100} = 115,55 \text{ тис.грн};$$

Другий варіант сонячної панелі:

$$C_a(2) = \frac{8,33 \cdot 3088,278}{100} = 257,25 \text{ тис.грн};$$

Зводимо результати розрахунків до таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Розрахунок амортизаційних відрахувань по варіантах

№ п/п	Найменування панелі	Капітальні вкладення, тис. грн	Норма амортизації, %	Амортизаційні відрахування, тис. грн
1	RISEN	1387,175	8,33	115,55
2	QST 165	3088,278	8,33	257,25

6.3. Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Приймаємо гарантійне обслуговування із розрахунку 200 грн на сонячну батарею та супутнє обладнання. Для першого варіанту, де кількість сонячних батарей становить 68 шт., загальна сума буде становити - 12,6 тис. грн/рік.

У випадку другого варіанту з кількість сонячних батарей - 36 шт., панелей – 7,2 тис. грн/рік.

Прийmemo витрати в розмірі 4500 грн/місяць для обслуговуючого персоналу для перевірки працездатності пристрою і протирання сонячних панелей від пилу.

Загальні витрати на обслуговування:

$$C_{т(1)} = 12,6 + 4,5 \cdot 12 = 66,6 \text{ тис. грн/рік}$$

$$C_{т(2)} = 7,2 + 4,5 \cdot 12 = 61,2 \text{ тис. грн/рік}$$

В такому випадку річні експлуатаційні витрати за варіантами проектування визначаються:

$$C_1 = C_a + C_p = 115,55 + 13,2 = 128,75 \text{ тис. грн};$$

$$C_2 = C_a + C_p = 257,25 + 7,8 = 265,05 \text{ тис. грн.}$$

6.4. Річної економії від впровадження сонячних електростанцій

Загальна річна економія від запровадження прийнятих технічних рішень обчислюється з урахуванням розрахунку експлуатаційних витрат для кожного з обраних варіантів, тис. грн:

$$E_{\text{річ.заг}} = E_{\text{річ}} - C_{\text{пр}} \quad (6.6)$$

де, $E_{\text{річ}}$ – прибуток від реалізації генерованої електроенергії від ВДЕ за зеленим тарифом, тис. грн.

$$E_{\text{річ.}} = W_{\text{річ}} - C_0 \quad (6.7)$$

де C_0 – вартість 1 кВт*год електроенергії за зеленим тарифом, в нашому випадку 5,32 грн/кВт*год.

Кількість енергії згенерованої енергії від ВДЕ визначається:

$$W_{\text{річ}} = n \cdot P \cdot k_i \cdot D \cdot k_s \quad (6.8)$$

де, n – кількість панелей обраного варіанту, шт; P – потужність панелі, кВт; k_i – коефіцієнт, що враховує, середньорічні пікові сонце-часи; D – кількість робочих днів за рік. k_s – коефіцієнт ефективності сонячних панелей.

У першому варіанті кількість річної виробленої енергії визначається:

$$W_1 = 63 \cdot 0,33 \cdot 4 \cdot 365 \cdot 1,95 = 59189,19 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Для другого варіанту кількість річної виробленої енергії становитиме:

$$W_2 = 262 \cdot 0,165 \cdot 4 \cdot 365 \cdot 1,67 = 105403,38 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Сума прибутку за річну енергію в першому варіанті:

$$E_{\text{річ1}} = 59189,19 \cdot 5,32 = 314,886 \text{ тис. грн};$$

Сума прибутку за згенеровану річну енергію у другому варіанті:

$$E_{\text{річ}2} = 105403,38 \cdot 5,32 = 560,745 \text{ тис. грн};$$

Загальна річна економія від впровадження технічного рішення:
в першому варіанті складає:

$$E_{\text{річ заг}1} = 314,886 - 128,75 = 186,13 \text{ тис. грн},$$

в другому варіанті складає:

$$E_{\text{річ заг}2} = 560,745 - 265,05 = 295,69 \text{ тис. грн},$$

6.5. Розрахунок економічної ефективності встановлення сонячної електростанції

Термін окупності запропонованого заходу визначається:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{пр}1}}{E_{\text{год повн}1}}, \text{ років} \quad (6.9)$$

Для полікристалічних панелей термін окупності складе:

$$T_{\text{ок}} = 1387,175 / 186,13 = 7,45 \text{ років}$$

Розрахункове значення терміну окупності, значно менше закладеного
впри проектуванні - 12 років.

Для аморфнокристалічних панелей термін окупності становить:

$$T_{\text{ок}} = 3088,278 / 295,69 = 10,44 \text{ років}$$

Порівняння терміну окупності варіантів показало, що полікристалічні панелі будуть мати більш швидкий строк повернення капіталовкладень.

Визначимо ефективність капіталовкладень, що обґрунтує доцільність використання того чи іншого із запропонованих варіантів.

Нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень визначається за формулою:

$$E_{н.} = \frac{1}{T_o} \quad (4.10)$$

де, $T_o = 12$ років, прийнятий термін окупності капітальних вкладень для даного виду електрообладнання.

Згідно формули (4.10) нормативне значення коефіцієнту ефективності становить:

$$E_{н.} = \frac{1}{T_o} = \frac{1}{12} = 0,083$$

Коефіцієнт ефективності використання капітальних витрат E_p визначається для першого варіанту:

$$E_{p1.} = \frac{E_{річ.заг1}}{K_{np1}} = \frac{186,13}{1387,18} = 0,13$$

Коефіцієнт ефективності використання капітальних витрат E_p визначається для першого варіанту:

$$E_{p2.} = \frac{E_{річ.заг2}}{K_{np2}} = \frac{295,69}{3088,3} = 0,095$$

Виконаємо перевірку ефективності використання капітановкладень:

$$E_{p1} > E_n$$

$$0,13 > 0,083;$$

$$E_{p2} > E_n$$

$$0,095 > 0,083$$

За даними порівняння більш доцільно використовувати перший варіант.

Висновки до розділу 6

В результаті виконання техніко-економічного порівняння визначена вартість проектів з полі- аморфнокристалічними сонячними панелями, яка становить 1387,175 тис. грн і 3088,278 тис. грн, відповідно.

Визначена економічна ефективність показала, що при використанні системи з полікристалічними панелями відбувається термін окупності становить 7,45 років, а для другої системи - 10,44 років, так як визначені терміни окупності не перевищують термін використання обладнання, це вказує на ефективність впровадження запропонованих проектів.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Виконано обґрунтування структури втрат електроенергії та визначена їх роль в оцінці резервів енергосистеми, потенціалу зниження втрат проведено їх ранжування в залежності від рівня втрат електроенергії.

Проведено дослідження впливу на комерційні втрати від точності системи обліку та її результуючої похибки, яка залежить від робочих параметрів електрообладнання та умов роботи лічильників.

Виконано аналіз роботи мереж показав наявність несиметричних режимів від роботи споживачів та ВДЕ. Запропоновано метод який обґрунтовує виявити внесок у погіршення якості електричної енергії, в мережі.

Проведений синтез впливу ВДЕ на добові навантаження локальної електричної мережі дозволив виявити шляхи оптимізації їх використання в сучасних енергосистемах.

Сучасні автоматизовані комплекси дозволяють реалізувати ефективну роботу централізованої системи керування режимами мереж з відновлювальними джерелами енергії.

Оптимальне розміщення ВДЕ залежить не тільки від потужності навантаження у вузлах мережі, потужності та точки приєднання ВДЕ. Проведений аналіз методів пошуку оптимального розміщення ВДЕ в розподільчій мережі за критерієм мінімуму втрат потужності дав можливість сформулювати алгоритм вирішення даної задачі.

Проведений аналіз чутливості до потужності відновлювальних джерел енергії, що підключені до розподільчих мереж. Запропонований метод, що враховує вплив перетікань від ВДЕ на загальний рівень втрат в мережі дозволяє виконати мінімізацію технологічних втрат в розподільчих мережах з ВДЕ.

Визначено, що оптимальне розміщення ВДЕ залежить не тільки від потужності навантаження у вузлах мережі, потужності та точки

приєднання ВДЕ. Проведений аналіз методів пошуку оптимального розміщення ВДЕ в розподільчій мережі за критерієм мінімуму втрат потужності дав можливість сформулювати алгоритм вирішення даної задачі.

Аналіз чинників, що характеризують екологічну небезпеку для СФЕУ зв'язана з виробництвом певних типів СФЕУ, в ході яких здійснюється переробка значної кількості шкідливих речовин для здоров'я людини та навколишнього середовища.

Застосовування рідин з низькою температурою кипіння та їх невідворотні витoki в СЕС приводять до забруднення ґрунтових вод у регіоні.

У складі сонячних фотоелектричних установок присутні небезпечні рідини, що розміщують нітроти та хромати, які є дуже отруйними речовинами для сільськогосподарського виробництва.

В результаті виконання техніко-економічного порівняння визначена вартість проектів з полі- аморфнокристалічними сонячними панелями, яка становить 1387,175 тис. грн і 3088,278 тис. грн, відповідно.

Визначена економічна ефективність показала, що при використанні системи з полікристалічними панелями відбувається термін окупності становить 7,45 років, а для другої системи - 10,44 років, так як визначені терміни окупності не перевищують термін використання обладнання, це вказує на ефективність впровадження запропонованих проектів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах // Технічна електродинаміка. - 2011. - №1. - С. 46-53.
2. Козирський В.В., Гай О.В. Розробка методів підвищення надійності забезпечення споживачів електричної енергії з використанням інтелектуальної системи контролю // Енергетика та електрифікація. - 2010. - № 12. - С. 68-71.
3. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І. Тенденції розвитку систем електропостачання // Електротехніка та електроенергетика. - 2000. - №2. - С. 73-76.
4. Р 50-072-98 Енергозбереження. Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0,38 до 110 кВ включно. — К.: Держстандарт України, 1998.
5. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. — М.: Энергоатомиздат, 1988. — 288 с.
6. Мельничук Л. Методологія обліку втрат електричної енергії // Тези доповідей VIII Міжнародної конференції КУСС – Вінниця – 2005.– С. 150.
7. Мельничук Л.М. Методологія обліку втрат електричної енергії // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія. – 2006. – №1. С. 31–34.
8. Рогальський Б., Свірідов М., Мельничук Л. Контроль втрат електричної енергії в мережах промислових підприємств // Тези доповідей VII Міжнародної конференції КУСС. – Вінниця – 2003.– С. 163.
9. Рогальський Б.С., Свірідов М.П., Мельничук Л.М. Контроль втрат електричної енергії в мережах промислових підприємств // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2003. – №6. – С. 225–227.

10. Бурбело М. Й., Мельничук Л. М. Стимулювання зменшення втрат в електричних мережах: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2008. – 110 с.
11. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А., Хоменко В.О. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. - 2011. - № 1. - С. 104-108.
12. Cutsem V. Voltage Stability of Electric Power Systems. - Kluwer Academic Publishers Group, Boston, 1998. - 379 p.
13. J. P. Lopes, et al., "Defining control strategies for microgrids islanded operation," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 21, pp. 916-924, 2006.
14. Кириленко О.В., Праховник А.В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови // Праці Інституту електродинаміки. Спеціальний випуск. - 2010. - С. 10-16.
15. Жильцов А. В., Гай О.В., Бодунов В.М. Алгоритм встановлення джерел альтернативної енергетики в електричних мережах // Збірник наукових праць Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. - 2011. - Вип. 59. - С. 3-7.
16. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Кравцов К.І. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2006. – 89 с.
17. 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.
18. 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.
19. Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam "ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution

Systems”, PowerThech, pp. 555-560, 2007.

20. 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.

21. 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.

22. 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.

23. Nikhil K. Ardeshta, Badrul H. Chowdhury, “Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation”, IEEE, pp. 1-8, 2010.

24. 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.

25. Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighizadeh, M. Sadighi “A Particle Swarm Optimization for Sizing and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses”.

26. Liu Zifa, Wu Ziping, Xue Xiaoqiang, Zhang Jianhua “Optimal Configuration for Capacity of Distributed Generation Interconnected to Distribution Network Based on Improved”.

27. 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.

ДОДАТКИ