

Центральноукраїнський національний технічний університет  
Факультет будівництва, транспорту та енергетики  
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”

Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ

к. т. н., професор

\_\_\_\_\_ Петро ПЛІШКОВ

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА** **за другим (магістерським) рівнем вищої освіти**

на тему:

**«Дослідження впливу локальних джерел енергії  
на режими роботи системи електропостачання  
промислового підприємства»**

Виконав здобувач вищої освіти

II курсу магістратури, групи ЕНМ-24М

ОПП «Енергетичний менеджмент»

спеціальності 141 «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

\_\_\_\_\_ Костянтин АНТОНОВ

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Керівник роботи к. т. н., доц.

\_\_\_\_\_ Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Рецензент \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

# Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна (Освітньо-наукова) програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Петро ПЛЄШКОВ

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

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

Антонов Костянтин Віталійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Дослідження впливу локальних джерел енергії на режими роботи системи електропостачання промислового підприємства.

Research on the impact of local energy sources on the operating modes of industrial enterprises' power supply systems»

2. Керівник роботи Козловський Олександр Антонович, к.т.н., доц.

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

3. Строк подання роботи до захисту 11.12.2025 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи обґрунтування оптимальної конфігурації та параметрів локальної генерації для забезпечення надійного електропостачання та ефективної роботи промислового підприємства в умовах переходу до активної системи розподілу.

Завдання: 1. Провести аналіз методів вибору потужності локальних джерел. 2. Розробити мат. модель оптимізації вибору кількості та потужності генераторів за критерієм мінімуму приведених витрат. 3. Виконати моделювання ustalених режимів роботи мережі заводу при різних сценаріях генерації. 4. Дослідити вплив локальної генерації на рівні напруги, втрати потужності та потекорозподіл в магістральній мережі 10 кВ. 5. Розробити рекомендації щодо керування режимами роботи ЛДЕ. 6. Сформуванати комплекс заходів безпеки для усунення дії небезпечних і шкідливих виробничих факторів при технічному обслуговуванні розподільних електромереж заводу.

## 5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<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. Актуальність дослідження</i>	<i>2.09 – 4.09</i>	
2	<i>Розділ 1. Аналіз сучасного стану та проблем електропостачання промислових підприємств з ЛДЕ</i>	<i>5.09 – 20.09</i>	
3	<i>Розділ 2. Обґрунтування параметрів та вибір типу локального джерела енергії</i>	<i>23.09 – 18.10</i>	
4	<i>Розділ 3. Моделювання та аналіз впливу локального джерела енергії на режими роботи системи електропостачання</i>	<i>21.10 – 8.11</i>	
5.	<i>Розділ 4. Охорона праці</i>	<i>11.11 – 15.11</i>	
6.	<i>Формулювання загальних висновків</i>	<i>18.11 – 22.11</i>	
7.	<i>Оформлення переліку використаних джерел</i>	<i>25.11 – 27.11</i>	
8.	<i>Оформлення презентаційного матеріалу у вигляді слайдів</i>	<i>28.11 – 8.12</i>	

Дата видачі завдання

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Підпис керівника \_\_\_\_\_

*Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ*  
(ім'я та прізвище)

Завдання прийнято до виконання

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Підпис здобувача \_\_\_\_\_

*Костянтин АНТОНОВ*  
(ім'я та прізвище)

## АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 90 с.; 15 рис.; 7 табл.; 40 джерел.

**Антонов К. В. Дослідження впливу локальних джерел енергії на режими роботи системи електропостачання промислового підприємства. – Рукопис.**

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

Мета роботи – обґрунтування оптимальної конфігурації та параметрів локальної генерації для забезпечення надійного електропостачання та ефективної роботи промислового підприємства в умовах переходу до активної системи розподілу.

У першому розділі виконано аналіз сучасного стану систем електропостачання промислових підприємств та виявлено проблеми, пов'язані з інтеграцією локальних джерел енергії в розподільчі мережі. У другому розділі розроблено математичну модель та здійснено техніко-економічне обґрунтування вибору виду палива, потужності та типу агрегатів локального джерела енергії. У третьому розділі проведено математичне моделювання усталених та післяаварійних режимів роботи мережі, досліджено вплив власної генерації на рівні напруги та струми короткого замикання, а також розроблено практичні рекомендації щодо керування активною системою розподілу в острівному режимі. У четвертому розділі проаналізовано шкідливі та небезпечні виробничі фактори на олійно-екстракційному заводі та обґрунтовано комплекс заходів із забезпечення електро- та пожежної безпеки.

Результати досліджень кваліфікаційної роботи можуть бути використані в проектних організаціях та енергетичних службах промислових підприємств при розробці проектів реконструкції систем електропостачання з впровадженням власної генерації.

**Ключові слова:** локальне джерело енергії, активна система розподілу, техніко-економічна ефективність, острівний режим, математичне моделювання

## ABSTRACT

Qualification work 90 p.; 15 fig.; 7 tabl.; 40 sources.

**Antonov K. V. Research on the impact of local energy sources on the operating modes of industrial enterprises' power supply systems. - Manuscript.**

Master's thesis in the specialty 141 "Electric Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics," educational program "Energy Management." – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The aim of the work is the substantiation of the optimal configuration and parameters of local generation to ensure reliable power supply and efficient operation of an industrial enterprise in the context of the transition to an active distribution system.

The first chapter analyzes the current state of industrial enterprise power supply systems and identifies problems related to the integration of local energy sources into distribution networks. The second chapter involves the development of a mathematical model and the techno-economic substantiation of the choice of fuel type, capacity, and type of local energy source units. The third chapter presents the mathematical modeling of steady-state and post-emergency network operation modes, investigates the impact of on-site generation on voltage levels and short-circuit currents, and develops practical recommendations for controlling the active distribution system in island mode. The fourth chapter analyzes harmful and dangerous production factors at the oil extraction plant and substantiates a set of measures to ensure electrical and fire safety.

The research results of the qualification paper can be used by design organizations and energy departments of industrial enterprises when developing projects for the reconstruction of power supply systems with the implementation of on-site generation.

**Keywords:** distributed energy resource, active distribution system, techno-economic efficiency, island mode, mathematical modeling.

## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ .....</b>	<b>9</b>
<b>ВСТУП .....</b>	<b>10</b>
<b>1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ТА ПРОБЛЕМ ЕЛЕКТРО- ПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ .....</b>	<b>13</b>
1.1. Сучасні тенденції розвитку систем електропостачання промислових підприємств.....	13
1.2. Вибір і характеристика промислового підприємства та його технологічного процесу .....	17
1.3. Огляд існуючих методів вибору локальних джерел живлення .....	22
1.4. Огляд існуючих методів аналізу режимів роботи розподільчих мереж при підключенні локальної генерації.....	27
1.5. Постановка мети та завдань дослідження .....	29
1.6. Висновки до розділу.....	31
<b>2. ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ТА ВИБІР ТИПУ ЛОКАЛЬНОГО ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ .....</b>	<b>32</b>
2.1. Розробка математичної моделі вибору потужності джерела за критерієм мінімуму приведених витрат .....	32
2.2. Алгоритм розв'язання оптимізаційної задачі в умовах дискретності потужностей генеруючого обладнання .....	38
2.3. Техніко-економічне обґрунтування вибору типу генеруючої установки	42
2.4. Вибір оптимальних параметрів локального джерела енергії .....	46
2.4.1 Вихідні дані до розрахунку.....	46
2.4.2 Формування матриці рішень.....	47
2.4.3 Результати моделювання.....	48
2.5. Висновки до розділу 2 .....	50

<b>3. РОЗДІЛ 3. МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ ВПЛИВУ ЛОКАЛЬНОГО ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ НА РЕЖИМИ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....</b>	<b>51</b>
3.1. Розробка розрахункової схеми та ідентифікація параметрів схеми заміщення розподільчої мережі 10 кВ .....	51
3.1.1. Топологія мережі та вузли навантаження .....	51
3.1.2. Параметри елементів схеми заміщення .....	54
3.1.3. Параметри навантаження .....	55
3.2. Дослідження ustalених режимів роботи мережі при живленні від енергосистеми (пасивний режим) .....	58
3.2.1. Вихідні дані для розрахунку режиму .....	58
3.2.2. Розрахунок падіння напруги в живлячій лінії .....	59
3.2.3. Перевірка пропускної здатності кабельних ліній .....	60
3.2.4. Розрахунок режимів внутрішніх магістралей .....	61
3.2.5. Аналіз базового режиму .....	62
3.3. Аналіз впливу власної генерації на розподіл потоків потужності та рівні напруги в нормальних режимах .....	63
3.3.1. Топологія та баланс потужності в нормальному режимі .....	64
3.3.2. Розрахунок рівнів напруги при роботі генераторів .....	65
3.3.3. Аналіз втрат потужності в мережі .....	65
3.4. Моделювання роботи активної системи розподілу в аварійних та ізольованих режимах .....	66
3.4.1. Робота в ізольованому режимі .....	66
3.4.2. Аварійне відключення одного генератора (критерій N-1) .....	67
3.4.3. Оцінка надійності схеми (втрати напруги) .....	67
3.5. Оцінка впливу генераторів на рівні струмів короткого замикання .....	68
3.5.1. Вихідні дані та розрахункова схема .....	68
3.5.2. Розрахунок сумарного струму КЗ .....	69
3.5.3. Перевірка обладнання на стійкість .....	70
3.5.4. Перевірка кабельних ліній на термічну стійкість .....	70
3.6. Рекомендації щодо керування режимами роботи активної системи розподілу .....	71
3.7. Висновки до розділу .....	73

<b>4. ОХОРОНА ПРАЦІ.....</b>	<b>75</b>
4.1. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів при обслуговуванні розподільних електромереж.....	75
4.2. Заходи безпеки щодо усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів.....	77
4.2.1. Організаційні заходи безпеки .....	77
4.2.2. Технічні заходи електробезпеки.....	78
4.3. Розрахунок заземлюючого пристрою ТП 10/0,4 кВ.....	81
4.4. Висновки до розділу .....	84
 <b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....</b>	<b>85</b>
 <b>ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>87</b>

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЧР – автоматичне частотне розвантаження;

АД – асинхронний двигун;

ГПКУ – газопоршнева когенераційна установка;

ГТУ – газотурбінна установка;

ЕС – енергосистема;

ОЗЗ – однофазне замикання на землю;

ПТУ – паротурбінна установка;

САВН – спеціальна автоматика вимкнення навантаження;

СЕП – система електропостачання підприємства;

ТП – трансформаторна підстанція;

PMS – Power Management System.

## ВСТУП

*Актуальність теми.* Забезпечення надійного електропостачання промислових підприємств є основою сталого економічного розвитку держави. В умовах сьогодення, коли енергетична інфраструктура України зазнає системних руйнувань внаслідок військової агресії, традиційна централізована модель ОЕС показала свою вразливість. Дефіцит генеруючих потужностей, ушкодження магістральних мереж і вимушені графіки обмеження споживання створюють істотні ризики для енергоємних виробництв з безперервним технологічним циклом.

Особливої гостроти ця проблема набуває для підприємств олійно-жирової галузі. Специфіка цих об'єктів полягає не лише у високій енергоємності, а й у підвищеній техногенній небезпеці. Використання у технологічному процесі легкозаймистих розчинників (гексану) висуває жорсткі вимоги до безперебійності електропостачання. Раптова втрата живлення може призвести до зупинки систем вентиляції та охолодження, що загрожує виникненням аварійних ситуацій з непередбачуваними екологічними та соціальними наслідками.

У цій ситуації вирішення проблеми лежить у площині децентралізації генерації та трансформації пасивних розподільчих мереж підприємств у активні системи на засадах концепції Smart Grid. Інтеграція локальних джерел енергії (ЛДЕ), що працюють на відходах власного виробництва, дає змогу створювати автономні енергоострови.

Водночас, просте встановлення генераторів без належного наукового обґрунтування їх параметрів та режимів роботи не гарантує бажаного результату. Неузгодженість характеристик джерела та мережі, відсутність адаптивних алгоритмів керування потоками потужності можуть призвести до зниження якості електроенергії, зростання втрат та навіть до порушення стійкості роботи системи в аварійних режимах. Існуючі методики проектування, розроблені для умов стабільної енергосистеми, потребують перегляду та адаптації до нових реалій, де пріоритетом стає не лише економічна ефективність, а насамперед живучість (resilience) та безпека.

Отже, обґрунтування параметрів і дослідження режимів роботи системи електропостачання промислових підприємств з ЛДЕ в умовах невизначеності зовнішнього живлення є актуальним науково-технічним завданням.

*Мета роботи* – обґрунтування оптимальної конфігурації та параметрів локальної генерації для забезпечення надійного електропостачання та ефективної роботи промислового підприємства в умовах переходу до активної системи розподілу.

Завдання дослідження:

- провести аналіз методів вибору потужності локальних джерел та виявити фактори, що обмежують їх застосування на підприємствах олієекстракційної галузі;

- розробити математичну модель оптимізації вибору кількості та потужності генераторів за критерієм мінімуму приведених витрат з урахуванням обмежень за паливом і надійністю;

- виконати моделювання усталених режимів роботи мережі заводу при різних сценаріях генерації;

- дослідити вплив локальної генерації на рівні напруги, втрати потужності та поточкорозподіл в магістральній мережі 10 кВ;

- розробити рекомендації щодо керування режимами роботи ЛДЕ для забезпечення мінімальних втрат та дотримання нормативів якості електроенергії;

- сформулювати комплекс заходів безпеки для усунення дії небезпечних і шкідливих виробничих факторів при технічному обслуговуванні розподільних електромереж заводу.

*Об'єкт дослідження* – процеси електропостачання промислових підприємств в умовах використання локальних джерел енергії.

*Предмет дослідження* – закономірності впливу параметрів локальних джерел на енергетичні ефективність, характеристики та надійність розподільчої мережі.

*Методи досліджень*: метод системного аналізу, методи математичного моделювання, аналітичні методи оптимізації, методи теорії електричних кіл

(зокрема, метод прямого та зворотного ходу), ймовірно-статистичні методи, методи техніко-економічного аналізу.

*Наукова цінність* отриманих результатів:

- удосконалено математичну модель вибору оптимальної потужності ЛДЕ за критерієм мінімуму приведених витрат, яка, на відміну від існуючих, враховує дискретність номінальних потужностей генеруючого обладнання та ресурсні обмеження щодо доступного обсягу палива;

- набули подальшого розвитку методи аналізу режимів роботи розподільчих мереж промислових підприємств з наскрізними магістралями при їх трансформації в активні мережі (Smart Grid), що дозволило обґрунтувати допустимі межі регулювання напруги та перетоків реактивної потужності в умовах двостороннього живлення.

*Практичне значення* отриманих результатів:

- запропоновано інженерну методику вибору оптимальної потужності та кількості агрегатів ЛДЕ;

- розроблено практичні рекомендації щодо керування режимами роботи магістральної мережі 10 кВ з двостороннім живленням, що забезпечують нормовані рівні напруги та стійкість роботи ЛДЕ при виділенні на ізольовану роботу, гарантуючи безперебійне живлення критичних споживачів та техногенну безпеку виробництва.

# РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ТА ПРОБЛЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

## 1.1 Сучасні тенденції розвитку систем електропостачання промислових підприємств

Проблема підвищення енергоефективності та надійності виробничих процесів є головним трансформаційним рушієм сучасної електроенергетики. Традиційна архітектура систем електропостачання (СЕП), побудована за принципом однонаправленого потоку потужності від великих електростанцій до споживача, поступово вичерпує свій технічний та економічний ресурс. Ця ситуація набуває критичного характеру з огляду на специфіку функціонування об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України в умовах воєнного стану. Починаючи з 2022 року, критична енергетична інфраструктура зазнає системних руйнувань внаслідок цілеспрямованих терористичних ракетно-дронових атак з боку РФ. Це призвело до виникнення принципово нових викликів, які раніше не зустрічалися у великих енергооб'єднаннях:

- дефіциту генеруючої потужності: втрата значної частини маневрової генерації (ТЕС, ГЕС) призвела до жорстких графіків погодинних відключень (ГПВ) та аварійних обмежень потужності промислових споживачів;

- зниження надійності магістральних мереж: пошкодження високовольтних підстанцій та ліній електропередавання 330-750 кВ порушує цілісність енергосистеми, створюючи ризики системних аварій (блекаутів) та розпаду ОЕС на незбалансовані частини;

- зміни парадигми надійності: пріоритетом стала не просто якість електроенергії, а живучість – здатність системи адаптуватися до раптових збурень катастрофічного характеру та відновлювати працездатність.

У цьому контексті побудова локальних джерел енергії на промислових підприємствах набуває стратегічного значення. Децентралізація генерації розглядається не лише як засіб підвищення енергоефективності, а як єдиний можливий сценарій забезпечення енергетичної безпеки держави.

Світовим трендом розвитку галузі стала концепція інтелектуальних енергетичних систем – Smart Grid [1]. Згідно з визначенням IEEE, Smart Grid – це концепція повністю інтегрованої, саморегульованої та самовідновлюваної електроенергетичної системи, яка забезпечує гнучку взаємодію всіх її суб'єктів у режимі реального часу [2]. Стосовно промислових підприємств ця концепція трансформується у створення активних систем розподілу (Active Distribution Networks) або локальних промислових мікромереж (Industrial Microgrids) [3]. Графічне зображення концепції локальної промислової мережі представлено на рис 1.1.

Розвиток таких систем базується на новому технологічному базисі:

- широке впровадження розподіленої генерації (Distributed Generation – DG);
- використання силової електроніки (інвертори, частотні перетворювачі);
- розвиток систем накопичення енергії (BESS);
- інтелектуалізація засобів релейного захисту та автоматики (мікропроцесорні термінали з підтримкою протоколу IEC 61850).

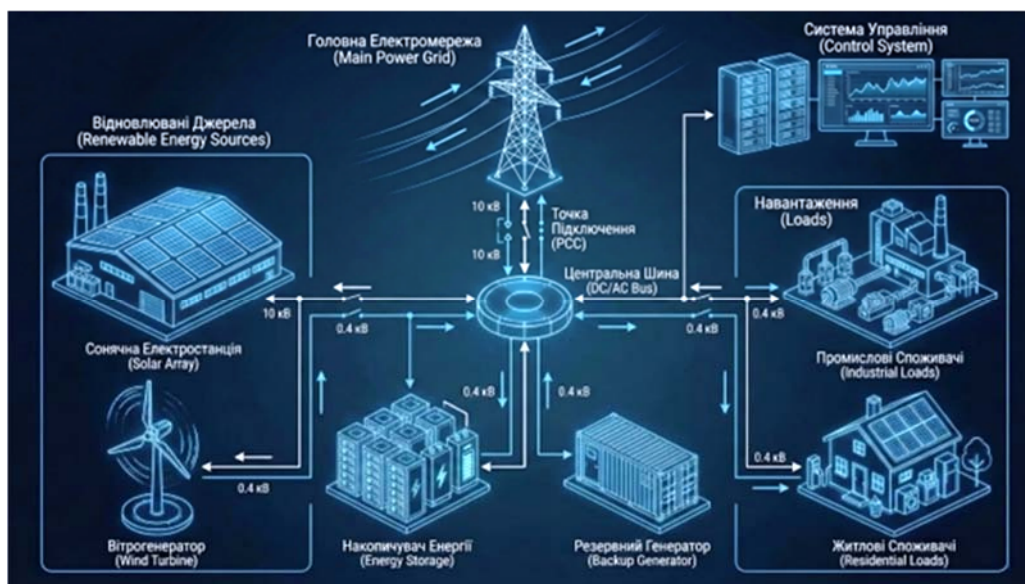


Рис 1.1 – Концепція локальної промислової мікромережі

Розвиток таких систем базується на новому технологічному базисі:

- широке впровадження розподіленої генерації (Distributed Generation – DG);
- використання силової електроніки (інвертори, частотні перетворювачі);
- розвиток систем накопичення енергії (BESS);
- інтелектуалізація засобів релейного захисту та автоматики (мікропроцесорні термінали з підтримкою протоколу IEC 61850).

Головним елементом модернізації промислових СЕП є впровадження локальних джерел енергії (ЛДЕ). Під цим терміном розуміють генеруючі установки, розташовані в безпосередній близькості до центрів навантаження. Це змінює статус підприємства з пасивного споживача на активного учасника ринку – «проз'юмера» (prosumer), здатного не лише споживати, а й генерувати та продавати електроенергію [4].

Створення розподіленої генерації на базі промислових підприємств дозволяє сформувати мережу «енергетичних островів». Такі об'єкти здатні:

- забезпечити автономне живлення критичної інфраструктури (водопостачання, зберігання продукції) при повному знеструмленні регіону;
- надавати допоміжні послуги оператору системи передачі (ОСП) з регулювання частоти та підтримки напруги;
- знизити навантаження на пошкоджені магістральні мережі, генеруючи електроенергію безпосередньо в центрах споживання.

Таким чином, для вітчизняних підприємств впровадження власних міні-ТЕЦ трансформується з суто економічного проекту в безальтернативну умову збереження бізнесу та підтримки стійкості енергосистеми України.

Локальна генерація має ряд переваг (рис. 1.2):

- енергетична безпека: можливість роботи в ізолюваному (острівному) режимі при аваріях у зовнішній мережі, що критично важливо для підприємств із безперервним циклом виробництва;
- зменшення втрат: генерація енергії в місці її споживання мінімізує втрати на передачу та розподіл, які в традиційних мережах можуть сягати 10-15% [5];

- економічна ефективність: можливість керування графіком навантаження (Peak Shaving) – використання власної генерації в години пікових тарифів енергосистеми;



Рис. 1.2 – Системний аналіз наслідків переходу до концепції інтелектуальних мереж

Однак інтеграція ЛДЕ створює низку нових технічних викликів для інженерів-проектувальників і експлуатаційного персоналу:

- двонаправлені потоки потужності: ЛДЕ розглядається як «негативне навантаження», що змінює картину розподілу струмів і напруг у мережі [6];

- ускладнення релейного захисту: традиційні струмові захисти радіальних мереж можуть втрачати селективність або чутливість (ефект «сліпої зони») при підживленні місця КЗ від локального генератора;

- якість електроенергії: необхідність забезпечення статичної та динамічної стійкості генераторів при різких накидах навантаження, характерних для промислових споживачів.

Експлуатація локальних джерел можлива у двох режимах [7]:

Синхронний режим (Grid-connected) передбачає паралельну роботу з енергосистемою. Найбільш економічно вигідний режим, що дозволяє оптимізувати перетоки потужності, але вимагає складних алгоритмів керування збудженням та захисту від втрати мережі (Anti-islanding protection).

Автономний режим (Island mode) передбачає живлення виділеної групи споживачів або всього підприємства при відключенні зовнішньої мережі.

Таким чином, сучасна СЕП промислового підприємства еволюціонує від пасивної мережі розподілу до складної кіберфізичної системи, де локальна генерація відіграє роль інструменту підвищення надійності та економічної ефективності.

## **1.2 Вибір і характеристика промислового підприємства та його технологічного процесу**

Найбільший потенціал для впровадження ЛДЕ мають підприємства переробної промисловості, зокрема олійно-екстракційні заводи. Це зумовлено наявністю власної паливної бази у вигляді відходів виробництва (лушпиння), які характеризуються високою теплотворною здатністю та потребують постійної утилізації. Разом з тим, ефективна інтеграція власної генерації в існуючу систему

електропостачання вимагає вирішення складної науково-практичної проблеми обґрунтування оптимальної потужності та кількості агрегатів. Такий вибір має базуватися на комплексному врахуванні особливостей технологічного циклу, обмежень зовнішньої живлячої мережі та топології внутрішнього розподілу електроенергії. Для подальшого аналізу та моделювання в роботі прийнято до розгляду типовий олійно-екстракційний завод.

Дане підприємство відноситься до категорії енергоємних виробництв з безперервним технологічним циклом. Специфіка його електропостачання визначається не лише особливостями технологічного процесу, а й з розташуванням виробничих потужностей, які знаходяться поблизу міської забудови.

Основне виробництво заводу розміщене у багаторівневих головному виробничому корпусі та елеваторі, також наявні окремі виробничі цехи і відділення – екстракційні №1, №2, грануляції шроту гідрації.

Головний виробничий корпус має три рівні на які займають відділення виробництва концентратів, ізолятів, підготовчі відділення №1, №2 та рушійно-віялочне відділення. До допоміжних підрозділів відносяться: компресорна станція та насосні станції, парова котельня, матеріальний склад та ремонтно-механічний цех. Основним навантаженням заводу є підйомно-транспортні механізми (елеватори, норії, конвеєри), подрібнювачі, насоси та вентилятори, рушійні та віялочні машини.

Технологічний процес переробки олійних культур підприємством складається з декількох основних етапів, кожен з яких має специфічні вимоги до електропостачання:

1. Приймання та підготовка сировини (елеватор, рушійно-віяльне відділення). Цей етап включає очищення, сушіння, обрушування насіння та відокремлення лушпиння. Основними споживачами електроенергії тут є значне число вентиляторів аспіраційних систем, норії, транспортери та дробарки. Характер навантаження – нерівномірний, залежить від надходження сировини.

2. Екстракція олії (цех екстракції). Це найбільш критична ділянка заводу. Після плющення на вальцях сировина надходить до екстрактора, де за допомогою розчинника (гексану) вимивається олія.

Вимоги до надійності та безпеки: цех екстракції є вибухопожежонебезпечним об'єктом (категорія А). На заводі наявне сховище розчинника (гексану). Враховуючи розташування підприємства в межах міста, зупинка систем примусової вентиляції та охолодження може призвести до підвищення концентрації парів гексану до вибухонебезпечних меж. Тому вентиляційні системи, аварійні насоси та системи пожежогасіння відносяться до особливої групи I категорії надійності і вимагають безперебійного живлення.

3. Обробка шроту (тостування та грануляція). Шрот (знежирений залишок) необхідно звільнити від розчинника та вологи. Процес тостування (волого-теплова обробка) вимагає значної кількості технологічної пари. Грануляція шроту здійснюється на пресах-грануляторах, приводи яких є одними з найпотужніших на підприємстві (200–315 кВт).

4. Рафінація та дезодорація олії. Процеси очищення олії вимагають підтримання точних температурних режимів та роботи вакуумних насосів. Перерва в живленні призводить до порушення вакууму, окислення продукту та отримання браку всієї партії олії.

Розрахункове електричне навантаження підприємства становить: активна потужність  $P_p = 7671$  кВт, реактивна –  $Q_p = 1183,2$  квар. Зовнішнє електропостачання здійснюється від енергосистеми на напрузі 10 кВ двома кабельними лініями марки  $2 \times \text{ААБл}-(3 \times 120)$  м<sup>2</sup>м. Схема внутрішнього електропостачання реалізована на базі подвійних наскрізних магістралей. Для дотримання нормативних вимог оператора системи розподілу, СЕП заводу обладнана системної компенсації реактивної потужності. Вона забезпечує підтримання коефіцієнта потужності на рівні  $\text{tg}\varphi = 0,15$  у години максимальних навантажень за допомогою статичних компенсаторів реактивної потужності 0,4 кВ і 10 кВ.

Режим роботи заводу – цілодобовий, тризмінний, тобто вихідних днів нема. Також ще однією особливістю його режиму роботи є сезонність. Завод зупиняється лише на капітальний ремонт, зазвичай влітку, перед новим врожаєм.

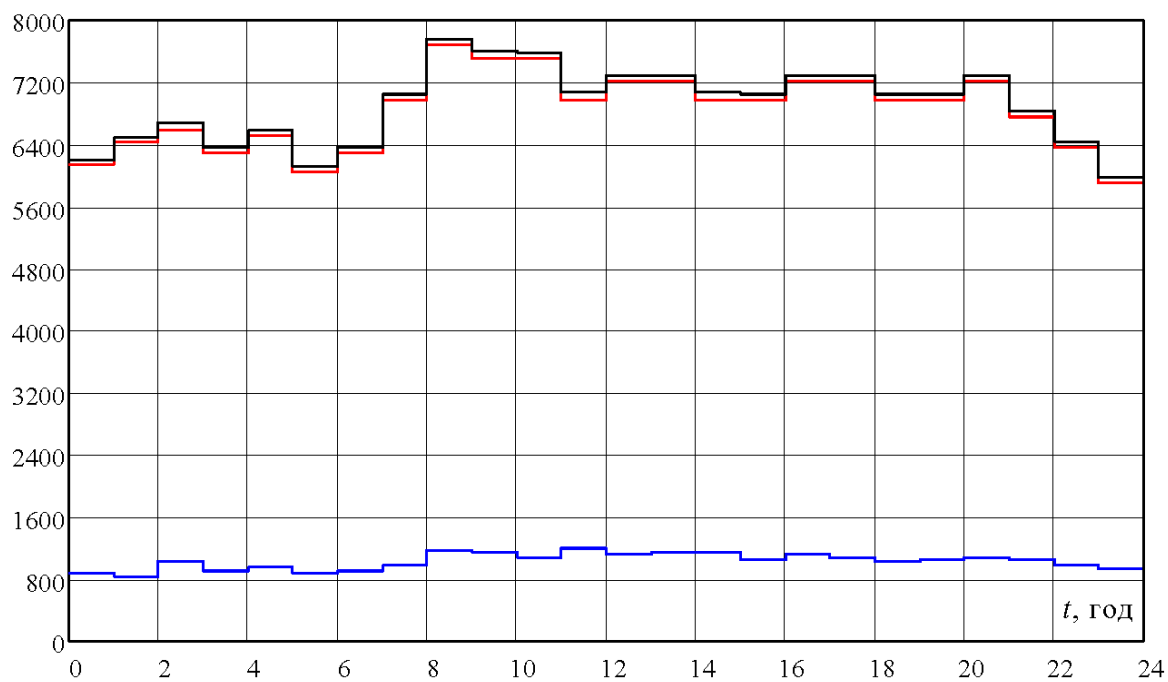
Графіки електричного навантаження (рис. 1.3) характеризуються високою щільністю ( $k_{\text{зап}} \approx 0,8-0,9$ ). Відсутність виражених піків та провалів створює сприятливі умови для впровадження власної базової генерації, оскільки обладнання зможе працювати в номінальному режимі без частих зупинок.

Для забезпечення потреб виробництва на підприємстві обладнано парову котельню. Пара використовується в жаровнях та тостерах для видалення розчинника зі шроту, а також у дистиляторах для випарювання олії. Така система паропостачання забезпечує безперервність виробничого циклу та дозволяє ефективно проводити екстракцію олії з насінневої сировини.

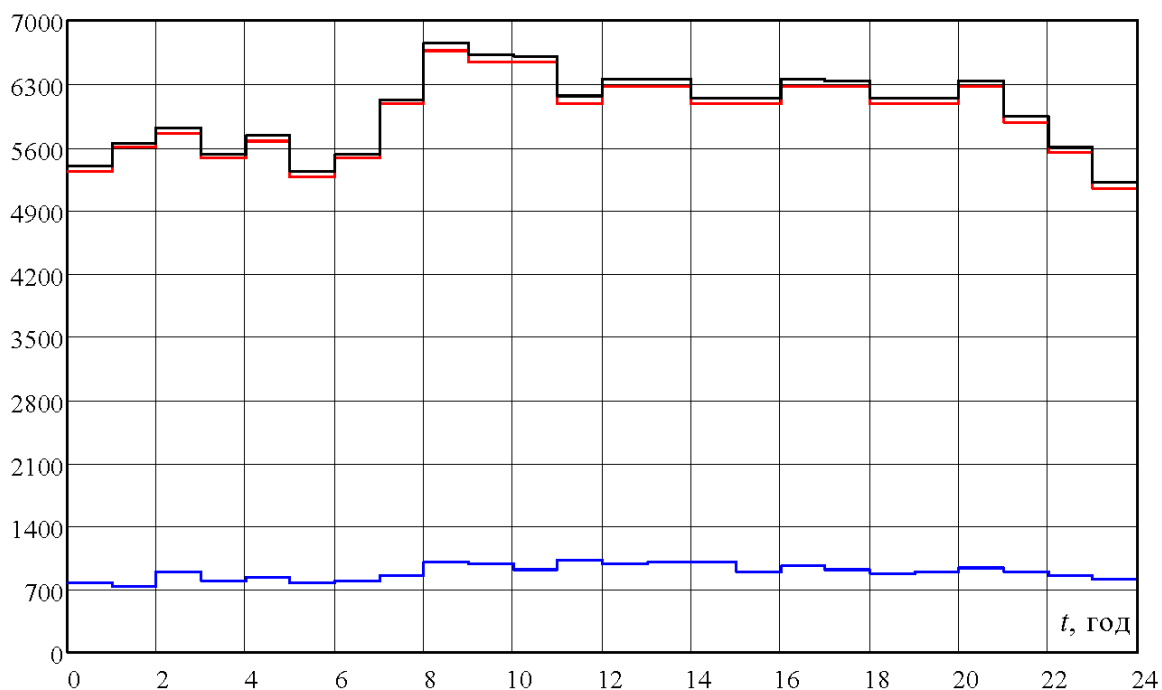
Вихід лушпиння складає 13-16% від маси переробленого насіння. Теплотворна здатність лушпиння становить близько 15-17 МДж/кг, що співмірно з енергетичними характеристиками паливних пелет.

Спалювання лушпиння в парових котлах дозволяє повністю забезпечити підприємство технологічною парою. Однак, за такої схеми (лише котельня) потенціал високого тиску пари не використовується для вироблення електроенергії, а дроселюється (знижується) до технологічних параметрів.

Потенційно впровадження когенераційної установки (наприклад, міні-ТЕЦ) на базі парової турбіни з протитиском або відбором пари дозволить реалізувати термодинамічний цикл Ренкіна – пара спочатку використовується для генерування електроенергії, а потім, з нижчими параметрами, йде на технологічні потреби. Така схема є найбільш енергоефективною для даного типу підприємств, забезпечуючи коефіцієнт використання палива на рівні 80-85%.



a)



- активна потужність  $P$ , кВт
- реактивна потужність  $Q$ , квар
- повна потужність  $S$ , кВА

б)

Рис. 1.3 – Добові графіки електроспоживання олійно-екстракційного заводу:

а) зимова доба; б) літня доба

### 1.3 Огляд існуючих методів вибору локальних джерел живлення

На сьогодні, у науково-технічній літературі відсутня єдина універсальна методика розрахунку параметрів (потужності та кількості агрегатів) локальної генерації, яка б задовольняла всі потреби промислових споживачів [8].

Розробка структури електротехнічних комплексів із локальними джерелами енергії в розподільчих мережах є багатокритеріальним оптимізаційним завданням. У загальному вигляді математичний опис задачі оптимізації режиму роботи або параметрів системи виглядає так [9]:

$$\begin{cases} \min F(x, u) \\ g(x, u) = 0, \\ h(x, u) \leq 0 \end{cases} \quad (1.1)$$

де  $F(x, u)$  – цільова функція (наприклад, вартість, втрати, надійність);

$u$  – вектор незалежних змінних керування (активна та реактивна потужність генераторів, коефіцієнти трансформації, стан комутаційних апаратів);

$x$  – вектор залежних змінних стану (вузлові напруги, кути фаз, струми гілок);

$g(x, u) = 0$  – рівняння балансу потужності (рівняння усталеного режиму);

$h(x, u)$  – експлуатаційні обмеження (ліміти напруги, пропускна здатність ліній, генераторні обмеження);

Вибір параметрів ЛДЕ залежить від комплексу факторів [8, 10]:

- технічних: втрати в лініях, якість електроенергії (рівні напруги), надійність схеми, пропускна здатність, вплив на струми КЗ і роботу релейного захисту;

- економічних: капітальні вкладення ( $K$ ), експлуатаційні витрати ( $H_a, H_c$ ), вартість електроенергії з мережі, вартість палива (або його відсутність для ВДЕ), прибуток від продажу надлишків;

- екологічних: емісія  $CO_2$  та інших забруднюючих речовин.

Неправильний вибір потужності генератора може призвести до негативних наслідків: зростання втрат через зворотні перетоки потужності [11, 12], виходу рівнів напруги за допустимі межі та зниження загальної надійності системи. Зокрема, встановлення в радіальну розподільчу мережу джерела надмірної потужності спричиняє значні втрати при експорті енергії в зовнішню мережу.

Аналіз публікацій [12, 13] дозволяє розподілити існуючі методи вибору параметрів ЛДЕ на п'ять основних груп (рис. 1.4):

*Аналітичні методи.* Ця група методів базується на класичному математичному аналізі, використовуючи інструменти диференціального числення та методи множників Лагранжа для пошуку екстремуму цільової функції. Основна ідея полягає у представленні залежності витрат або втрат потужності від змінних у вигляді неперервної функції, яку можна продиференціювати. Наприклад, у роботі [14] запропоновано аналітичний підхід для мінімізації втрат із використанням так званих В-коефіцієнтів (коефіцієнтів втрат). Головною перевагою аналітичних методів є висока швидкість розрахунку та математична точність отриманого рішення. Однак їх застосування обмежене відносно простими радіальними схемами. Вони погано справляються з великою кількістю обмежень і не враховують дискретний характер промислового обладнання (неможливість обрати турбіну довільної дробової потужності), що вимагає додаткових етапів округлення результатів.

*Чисельні методи математичного програмування.* До цієї групи належать методи лінійного (LP) та нелінійного (NLP) програмування, а також методи, що базуються на ітераційному розрахунку режимів (наприклад, метод Ньютона-Рафсона) [15]. Вони дозволяють вирішувати задачі великої розмірності зі складними обмеженнями, розбиваючи процес пошуку рішення на кроки.

Особливу цінність для проектування представляють методи частково-цілочисельного нелінійного програмування (MINLP – Mixed-Integer Non-Linear Programming). Вони дозволяють одночасно оперувати як неперервними змінними (напруга, кут навантаження), так і дискретними цілими числами (кількість генераторів, позиції перемикачів). Це робить їх найбільш адекватними для задач вибору обладнання, де потужність агрегатів суворо регламентована каталогами виробників.

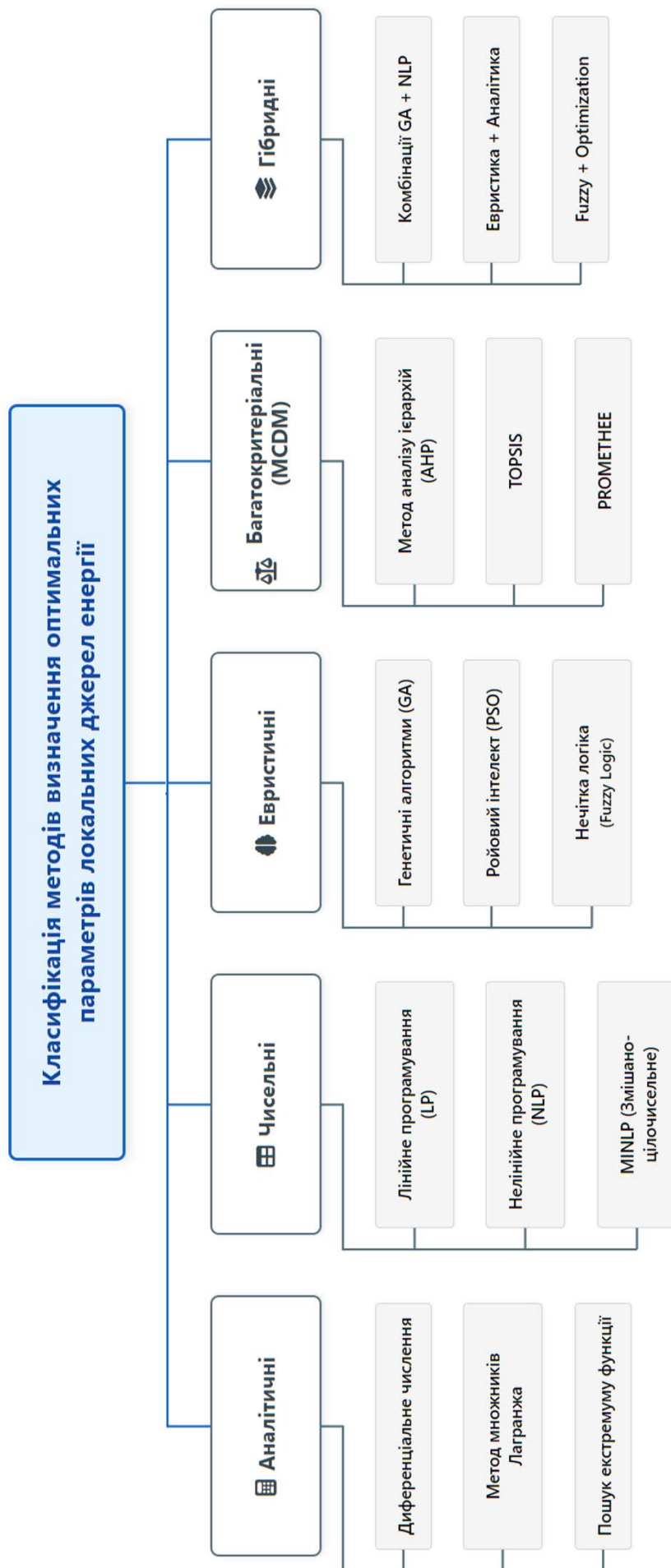


Рис. 1.4 – Класифікація методів вибору параметрів ЛДЕ

*Евристичні методи* (Штучний інтелект). Ця група включає алгоритми, запозичені з природних процесів: генетичні алгоритми (GA) [16, 17], метод рою частинок (PSO) [18], алгоритм колонії мурах (ACO) та імітацію відпалу (SA). Суть цих методів полягає у стохастичному (випадковому) пошуку оптимального рішення в заданому просторі параметрів без необхідності обчислення похідних функції.

Евристичні методи надзвичайно ефективні для задач типу "чорна скринька", де цільова функція має складну форму з багатьма локальними мінімумами, в яких традиційні градієнтні методи можуть "застрягти". Проте платою за універсальність є висока обчислювальна складність і відсутність гарантії, що знайдений розв'язок є абсолютно найкращим – глобальним оптимумом.

*Методи багатокритеріального прийняття рішень* (MCDM). У реальних проектах часто виникає конфлікт інтересів: наприклад, мінімізація вартості суперечить максимізації надійності або екологічності. Методи MCDM (Multi-Criteria Decision Making), такі як АНП (Analytic Hierarchy Process), TOPSIS або PROMETHEE, дозволяють формалізувати цей вибір [19, 20].

В основі цих методів лежить математична обробка експертних оцінок або згортка декількох критеріїв в один інтегральний показник за допомогою вагових коефіцієнтів [21]. Вони дозволяють ранжувати варіанти (наприклад, "ГПЕС" проти "Турбіни") не лише за ціною, а й за якісними показниками. Недоліком є певна суб'єктивність у визначенні ваги кожного критерію.

*Гібридні методи*. Ця група поєднує переваги попередніх підходів для нівелювання їхніх недоліків. Наприклад, використання нечіткої логіки (Fuzzy Logic) для формування початкової популяції рішень для генетичного алгоритму, або поєднання евристичного пошуку з локальною градієнтною оптимізацією [10]. Це дозволяє прискорити збіжність алгоритмів та підвищити точність результатів.

Порівняльна характеристика методів вибору параметрів ЛДЕ предсавлена в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Порівняльна характеристика методів вибору параметрів ЛДЕ

Група методів	Приклади	Джерело	Переваги	Недоліки
Аналітичні	Множники Лагранжа	[14]	Висока швидкість, прозорість розрахунку	Важко враховувати дискретність потужностей та обмеження напруги
Чисельні (MINLP)	Метод Ньютона, NLP	[9, 15]	Враховують дискретний ряд потужностей (каталожні дані)	Вимогливі до початкових умов, складні у реалізації для великих схем
Евристичні	GA, PSO, Ant Colony	[8, 18]	Ефективні для складних нелінійних задач, знаходять глобальний оптимум	Відсутність гарантії збіжності, висока обчислювальна складність ("довго рахують")
МСDM	АНР, TOPSIS	[20]	Дозволяють врахувати якісні показники (надійність, екологія) разом з кількісними	Суб'єктивність експертних оцінок

Для умов конкретного промислового підприємства, яке розглядається в роботі, задача вибору параметрів ЛДЕ має низку специфічних особливостей, що суттєво впливають на вибір методу оптимізації.

По-перше, місце встановлення генератора є жорстко фіксованим (територія котельні або майданчик біля ЗРУ-10 кВ) через технологічну прив'язку до паропроводів та існуючої інфраструктури. По-друге, потужність обмежена зверху обсягом доступного палива, а знизу – дискретним рядом типорозмірів парових турбін, доступних на ринку.

Накладання цих жорстких фізичних та технічних обмежень призводить до того, що розмірність простору пошуку рішень різко зменшується. Замість нескінченної множини варіантів ми отримуємо обмежений набір дискретних сценаріїв. У такій ситуації застосування складних стохастичних алгоритмів (генетичні алгоритми, ройовий інтелект), які призначені для сканування величезних просторів пошуку в умовах невизначеності, стає надлишковим. Вони не дадуть виграшу в точності, але значно ускладнюють розрахунки.

Тому найбільш доцільним є використання аналітичного методу оптимізації (на базі критерію мінімуму зведених витрат) з елементами повного перебору дискретних варіантів. Такий підхід гарантує знаходження глобального оптимуму, є прозорим для інженерного аналізу та дозволяє однозначно врахувати всі наявні обмеження.

#### **1.4 Огляд існуючих методів аналізу режимів роботи розподільчих мереж при підключенні локальної генерації**

Впровадження локальних джерел енергії змінює характер роботи розподільчої мережі. Якщо в традиційній мережі підживлення місця КЗ з боку навантаження обумовлювалося лише короткочасним вибігом потужних асинхронних двигунів (0,4 кВ), то з появою ЛДЕ цей процес набуває тривалого та сталого характеру. Мережа трансформується в активну систему розподілу (АРС), яка характеризується наявністю декількох джерел живлення та

можливістю протікання двонаправлених потоків потужності як у нормальних, так і в аварійних режимах [6].

Методи управління локальними джерелами енергії залежно від режимів виробництва та споживання на основі методу оптимального поточкорозподілу наведені у [23]. Показники режиму роботи розподільчої мережі з локальними джерелами енергії, а також вагові коефіцієнти багатокритеріальної оцінки, представлені в [21, 24].

Аналіз режимів роботи замкнутих концентрованих розподільчих мереж рекомендується проводити за допомогою методів Ньютона-Рафсона (NR) або Гауса-Зейделя (GS). Необхідно відзначити, що зазначені ітераційні методи, а також швидкий розрахунок поточкорозподілу з декомпозицією активної та реактивної потужностей (FDLF), створений на основі методу NR, мають ряд суттєвих особливостей та недоліків при застосуванні в активних мережах:

- проблеми збіжності: збіжність під час розрахунку за NR носить квадратичний характер, що забезпечує швидкість біля точки розв'язку, але вимагає вдалого вибору початкового наближення;
- обчислювальна складність: значна потреба в обчислювальних ресурсах під час розрахунку за методом Ньютона-Рафсона (через необхідність обернення матриці Якобі) порівняно з методами GS і FDLF;
- ризик розбіжності: існує ймовірність, що розрахунок не зійдеться до рішення, особливо у "важких" режимах (близьких до межі статичної стійкості);
- множинність рішень: імовірність того, що розрахунок зійдеться до фізично нереалізованого результату (низьковольтного рішення), оскільки система рівнянь поточкорозподілу нелінійна і має низку математичних коренів, з яких лише один можливий у реальних умовах;
- фрактальна природа збіжності: при наближенні хибних рішень до вірних (наприклад, при роботі енергосистеми в точці, близькій до режиму лавини напруг), розрахунок може зійтися до перших внаслідок явища фракталів Ньютона [25];
- чутливість (робастність): слабка робастність по відношенню до параметрів та режиму роботи системи, а також точності початкових наближень.

Окремо слід виділити проблему співвідношення активного та реактивного опорів ліній  $R/X$ ). У розподільчих мережах 6-10 кВ це співвідношення є відносно великим  $\approx 0,2-1,5$  [26]. Через це класичні методи Ньютона-Рафсона та Гауса-Зейделя, розроблені для високовольтних мереж (де  $X \gg R$ ), часто мають погану збіжність або застосовувати їх не рекомендується [9, 12, 22, 27, 28].

З іншого боку, застосування ітераційних методів до розрахунку режимів викликає труднощі при обліку локальних джерел енергії, які можуть працювати в різних режимах ( $PV$ -вузол або  $PQ$ -вузол) [26].

Для дослідження впливу генератора на режими роботи магістральної мережі 10 кВ заводу найбільш доцільним є використання методу прямого та зворотного ходу (Forward/Backward Sweep Method) або використання адаптованих ітераційних алгоритмів у спеціалізованих програмних комплексах (ETAP, MATLAB), які враховують специфіку розподільчих мереж (високе  $R/X$ ) та наявність генерації.

### **1.5 Постановка мети та завдань дослідження**

Метою роботи є підвищення ефективності та надійності системи електропостачання промислового підприємства шляхом обґрунтованого вибору параметрів локальної генерації та оптимізації режимів її роботи.

Для досягнення поставленої мети в роботі необхідно вирішити низку взаємопов'язаних науково-практичних завдань.

Першочерговим завданням є вдосконалення методики вибору встановленої потужності та кількості агрегатів локального джерела енергії для специфічних умов підприємств з переробки олійних культур. Існуючі методи часто не враховують жорсткі обмеження щодо обсягу доступного палива та дискретність потужності промислових парових турбін. Необхідно розробити математичну модель, яка базується на критерії мінімуму зведених витрат і дозволяє знайти оптимальне рішення з урахуванням вимог до надійності живлення критичних споживачів та обмежень на експорт електроенергії в зовнішню мережу.

Наступним кроком є перевірка технічної допустимості отриманих параметрів генерації шляхом моделювання усталених та аварійних режимів роботи розподільчої мережі. Оскільки впровадження генератора перетворює пасивну мережу на активну, необхідно виконати розрахунок поточкорозподілу та рівнів напруги для характерних сценаріїв (максимальне/мінімальне навантаження, режим «острова»). Це дозволить виявити потенційні проблеми, такі як неприпустимі відхилення напруги або перевантаження елементів мережі, та підтвердити правильність вибору потужності згідно з технічними умовами.

Важливим етапом дослідження є аналіз впливу локального джерела на втрати потужності в магістральній мережі 10 кВ та розробка рекомендацій щодо керування режимами роботи ЛДЕ. Необхідно визначити оптимальні закони регулювання збудження генератора та положення РПН трансформаторів для мінімізації втрат та забезпечення нормативної якості електроенергії. Також слід розробити алгоритми автоматичного розвантаження (Load Shedding) для забезпечення стійкості роботи генераторів при переході в автономний режим, що є критичним для техногенної безпеки підприємства.

Завершальним етапом дослідження є розробка заходів безпеки щодо усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів при обслуговуванні розподільних електромереж. Інтеграція власної генерації створює специфічний ризик ураження персоналу електричним струмом від зворотної напруги (backfeed), яка може з'явитися на вимкненій для ремонту ділянці мережі з боку працюючого генератора. Враховуючи наявність на підприємстві вибухонебезпечних зон (цех екстракції, сховище гексану), особливу увагу слід приділити запобіганню іскроутворенню при комутаціях та розробці схемних рішень (блокувань), що унеможливають помилкові дії оперативного персоналу в умовах двостороннього живлення.

## 1.6 Висновки до розділу

1. Встановлено, що критичні проблеми надійності та дефіциту потужності в сучасних умовах неможливо вирішити в рамках традиційної пасивної архітектури мереж, тому ефективне вирішення цих проблем можливе лише шляхом впровадження концепції Smart Grid з інтеграцією локальних джерел енергії, що забезпечує енергетичну автономність та гнучкість технологічних процесів промислових підприємств.

2. Для умов конкретного промислового підприємства, де місце встановлення генератора є фіксованим (біля ЗРУ-10 кВ), а потужність обмежена дискретним рядом турбін та обсягом палива, використання складних евристичних алгоритмів є надлишковим. Найбільш доцільним є використання комбінованого підходу: формування аналітичної цільової функції мінімізації зведених витрат (як у методах MINLP) з подальшим перебором дискретних варіантів потужності, що доступні на ринку. Це забезпечить точність, інженерну прозорість та врахування реальних характеристик обладнання.

3. Встановлено, що для розподільчих мереж з високим  $R/X$  і джерелами локальної генерації для аналізу режимів роботи комбінованої мережі найбільш доцільним є використання методу прямого та зворотного ходу.

## РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ТА ВИБІР ТИПУ ЛОКАЛЬНОГО ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

### 2.1 Розробка математичної моделі вибору потужності джерела за критерієм мінімуму приведених витрат

Для вирішення задачі оптимізації параметрів локального джерела енергії (ЛДЕ) обрано детермінований підхід, що базується на порівнянні техніко-економічних показників варіантів [19, 20]. Як цільову функцію оптимізації обрано критерій мінімуму річних приведених витрат  $Z_{\Sigma}$ . Цей метод дозволяє привести одноразові капітальні вкладення (на етапі будівництва) та поточні щорічні витрати (на етапі експлуатації) до єдиної розмірності для коректного порівняння варіантів [11].

Математична модель має вигляд:

$$Z_{\Sigma}(P_{\text{ген}}) = E_{\text{н}} K_{\Sigma}(P_{\text{ген}}) + C_{\text{оп}}(P_{\text{ген}}) + B(P_{\text{ген}}) + 3(P_{\text{ген}}) \rightarrow \min, \quad (2.1)$$

де  $P_{\text{ген}}$  – номінальна активна потужність локального джерела енергії (варійований параметр), кВт;

$E_{\text{н}}$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень. Для енергетичних об'єктів промислових підприємств приймається на рівні 0,12;

$K_{\Sigma}$  – сумарні капітальні вкладення у створення генеруючої потужності, грн;

$C_{\text{оп}}$  – операційні витрати на забезпечення енергетичного балансу підприємства, грн/рік;

$B$  – вартість технологічних втрат електроенергії у зовнішніх живлячих лініях, грн/рік;

$3$  – математичне сподівання економічних збитків від ненадійності електропостачання, грн/рік.

Величина капіталовкладень є дискретною функцією від потужності, оскільки залежить від вартості конкретних моделей основного обладнання, доступних на ринку:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ген}}(P_{\text{ген}}) + K_{\text{пн.р}} + K_{\text{д.о}} + K_{\text{д.г}}, \quad (2.2)$$

де  $K_{\text{ген}}$  – вартість основного енергетичного обладнання (турбогенератор, газопоршнева установка);

$K_{\text{пн.р}}$  – вартість будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт, приймаємо 20% від вартості обладнання;

$K_{\text{д.о}}$  – витрати на приєднання до внутрішньої мережі заводу (установка додаткових шаф ЗРУ-10 кВ, прокладання кабельних перемичок тощо);

$K_{\text{д.г}}$  – вартість допоміжного господарства (система паливоподачі, водопідготовка, насосна група тощо).

Впровадження власної генерації змінює структуру енергозабезпечення. Підприємство переходить на комбіноване живлення: частина графіка покривається власною генерацією, а частина – споживанням з енергосистеми. Отже, операційні витрати складуть:

$$C_{\text{оп}} = (W_{\text{м}} - W_{\text{ген}})c_0 + C_{\text{п}}^{\text{net}} + C_{\text{об}}, \quad (2.3)$$

де  $W_{\text{м}}$  – повна річна потреба підприємства в електроенергії, кВт·год;

$W_{\text{ген}}$  – річний виробіток власного джерела

$$W_{\text{ген}} = \int_0^{8760} P_{\text{ген}}(t) dt \approx P_{\text{ген}} \cdot T_{\text{р}}, \quad (2.4)$$

$T_{\text{р}}$  – число годин роботи генератора на рік;

$c_0$  – середньозважений тариф на покупну електроенергії, грн/кВт·год;

$C_{\Pi}^{net}$  – вартість палива, що спожив генератор. Цей параметр у моделі представлений в універсальному вигляді, що дозволяє порівнювати різні технології генерації (ПТУ на біомасі, ГТУ/ГПКУ на газі);

$C_{об}$  – витрати на технічне обслуговування та ремонти.

Особливістю моделі є методика визначення чистих витрат на паливо  $C_{\Pi}^{net}$ , яка враховує товарну цінність відходів виробництва (лушпиння). Оскільки лушпиння є ліквідною сировиною для виробництва паливних пелет, воно приносить заводу прибуток у разі продажу. Тому порівняння варіантів здійснюється з урахуванням альтернативної вартості:

- для варіантів на викопному паливі (Газ/Дизель) – у цьому сценарії лушпиння не спалюється на заводі, а реалізується стороннім контрагентам. Отриманий дохід вираховується із витрат на закупівлю газу, що знижує загальні експлуатаційні витрати:

$$C_{\Pi}^{net} = (V_{газ} \cdot c_{газ}) - (m_{р.л} \cdot c_{л}), \quad (2.5)$$

де  $V_{газ}$  – об'єм газу, що споживається, м<sup>3</sup>;

$c_{газ}$  – ринкова вартість 1 м<sup>3</sup> газу, грн.;

$m_{р.л}$  – річна маса лушпиння, що виробляється заводом, т

$$m_{р.л} = k_{л} \cdot m_{н}, \quad (2.6)$$

$k_{л}$  – коефіцієнт виходу лушпиння, приймаємо 15%;

$m_{н}$  – річна маса насіння, що переробляє завод, т;

$c_{л}$  – ринкова вартість лушпиння, тис. грн/т;

- для варіанту на біомасі (Міні-ТЕЦ) підприємство використовує лушпиння для власних потреб, відмовляючись від його продажу. У цьому випадку вартістю палива вважається втрачена вигода від нереалізованої продукції

$$C_{\Pi}^{net} = m_{р.л} (c_{л} + B_{л.п} + B_{п.п}), \quad (2.7)$$

$B_{л.п}, B_{п.п}$  – витрати, відповідно, на логістику та підготовку палива.

Такий підхід дозволяє коректно оцінити реальну економічну ефективність: варіант на біомасі вигідний лише тоді, коли економія на відмові від газу перевищує дохід, який можна було б отримати, просто продаючи лушпиння.

Згідно з характеристикою об'єкта, зовнішнє електропостачання здійснюється двома кабельними лініями 10 кВ (КЛ-1, КЛ-2), які працюють роздільно на свої секції шин. Для забезпечення пропускну здатності кожна лінія виконана двома паралельно прокладеними кабелями ААБл-(3×120). Підключення генератора до однієї з секцій (наприклад, сш-І) зменшує споживання потужності із зовнішньої мережі по відповідній лінії (КЛ-1), що знижує навантажувальний струм і, відповідно, втрати. Отже, струми в лініях:

КЛ-1 (секція І, з генератором)

$$I_I = \frac{\sqrt{(P_{р.І} - P_{ген})^2 + (Q_{р.І} - Q_{ген})^2}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (2.8)$$

де  $P_I, Q_I$  – активна та реактивна розрахункові потужності споживачів, що підключені до сш-І ЗРУ10 кВ заводу, відповідно, кВт, квар;

$U_{ном}$  – номінальна напруга розподільної мережі заводу, кВ;

КЛ-2 (секція ІІ, без генератора):

$$I_{II} = \frac{S_{р.ІІ}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (2.9)$$

де  $S_{р.ІІ}$  – повна розрахункова потужність споживачів, що підключені до сш-ІІ ЗРУ10 кВ заводу, кВА. Відповідно до схеми електропостачання та характеристики заводу  $S_{р.ІІ} \approx S_{р.І}$ .

Зниження втрат потужності у живлячій лінії

$$\Delta P_{кл} = 3(I_{II}^2 - I_I^2)R_{кл}, \quad (2.10)$$

де  $R_{\text{кл}}$  – активний опір жили кабелю

Зміна вартості втрат за рік (економічний ефект):

$$B = 3(I_1^2 - I_2^2)R_{\text{кл}} \cdot \tau \cdot c_0, \quad (2.11)$$

де  $R_{\text{кл}}$  – опір кабельної лінії:

$$R_{\text{кл}} = \frac{1}{n} r_0 \cdot l_{\text{кл}}, \quad (2.12)$$

$n$  – кількість кабелів у кабельній лінії, шт.;

$r_0$  – питомий активний опір одного кабелю ААБл-(3×120), Ом/км;

$l$  – довжина лінії, км.

Оскільки  $I_1 < I_2$ , величина  $B$  буде мати знак, що зменшує загальні витрати.

Складова збитків від ненадійності електропостачання відображає залежність економічних ризиків від потужності власного джерела [7, 16].

Функція  $Z(P_{\text{ген}})$  має спадаючий характер: зі збільшенням потужності генератора здатність системи протистояти аваріям зростає, а очікувані збитки зменшуються.

Математичне очікування збитків розраховується як:

$$Z = y_0 P_{\text{кр}} T_{\text{ср}} \lambda_{\text{сис}} (1 - p_{\text{г.а.р}}), \quad (2.13)$$

де  $y_0$  – питомі збитки від недоотримання електроенергії, приймаємо 145 грн/кВт·год;

$P_{\text{кр}}$  – активна потужність критичного навантаження заводу, кВт;

$\lambda_{\text{сис}}$  – частота відмов зовнішньої системи електропостачання (одночасна відмова КЛ- і КЛ2);

$T_{\text{ср}}$  – середній час відновлення живлення;

$p_{\text{г.а.р}}$  – ймовірність успішного переходу генератора в автономний режим.

Залежність збитків від  $P_{\text{ген}}$  реалізується через параметр  $p_{\text{г.а}}$ . Якщо номінальна потужність генератора менша за критичне навантаження  $P_{\text{ген}} < P_{\text{кр}}$ , автономна робота неможлива без глибокого розвантаження, тому  $p_{\text{г.а.р}} \rightarrow 0$ , а збитки  $Z$  є максимальними. Якщо  $P_{\text{ген}} > P_{\text{кр}}$ , генератор здатен забезпечити живлення відповідальних споживачів, ймовірність успіху  $p_{\text{г.а.р}} \rightarrow 1$ , а збитки прямують до нуля  $Z \rightarrow 0$ .

Пошук мінімуму функції  $Z_{\Sigma}$  здійснюється при виконанні наступних умов:

1. Баланс активної потужності:

$$P_{\text{ген}} \leq P_{\text{нав.}\Sigma} + P_{\text{export}}^{\text{limit}}, \quad (2.14)$$

де  $P_{\text{export}}^{\text{limit}}$  – дозволена потужність видачі в мережу, кВт.

2. Обмеження за доступністю енергоресурсу:

$$P_{\text{ген}} \leq P_{\text{рес}}^{\text{lim}}. \quad (2.15)$$

Для варіанту на біомасі це обмеження визначається річним обсягом переробки насіння  $m_{\text{р.л}}$ , для варіантів на газі – пропускною здатністю газопроводу.

3. Тепловий графік (для когенерації) – кількість теплової енергії (пари/гарячої води), що виробляється утилізаційним контуром  $Q_{\text{ген.т}}(P_{\text{ген}})$ , повинна відповідати технологічним потребам  $Q_{\text{техн}}$ :

$$Q_{\text{ген.т}}(P_{\text{ген}}) \geq Q_{\text{техн}}. \quad (2.16)$$

Визначивши математичний апарат і алгоритм пошуку рішення, наступним кроком є формування вихідної множини альтернатив. Для цього необхідно провести техніко-економічне порівняння доступних технологій генерації та обґрунтувати вибір типу установки, найбільш придатного для умов олійно-екстракційного заводу.

## 2.2 Алгоритм розв'язання оптимізаційної задачі в умовах дискретності потужностей генеруючого обладнання

Аналіз цільової функції (2.1) свідчить про її складну структуру. Залежність сумарних приведених витрат  $Z_{\Sigma}$  від потужності генератора  $P_{\text{ген}}$  є нелінійною, а в частині капітальних витрат – розривною (дискретною).

У класичній теорії оптимізації пошук екстремуму (мінімуму) неперервної функції  $F(x)$  здійснюється шляхом знаходження її похідної та прирівнювання її до нуля:  $F'(x) = 0$ . Однак, застосування даного методу для розв'язання поставленої задачі є неможливим з двох причин [20]:

1. Дискретність аргументу. Потужність енергетичних установок (парових турбін, газопоршневих двигунів) не може змінюватися довільно. Вона приймає фіксовані значення зі стандартизованого ряду номінальних потужностей виробників (наприклад, 4 МВт, 6 МВт, 12 МВт).

2. Складність аналітичного опису. Вартісні характеристики обладнання  $K_{\Sigma}(P_{\text{ген}})$  не описуються єдиною гладкою залежністю, а мають східчастий характер. Функція надійності  $Z(P_{\text{ген}})$  також має пороговий вигляд (різка зміна збитків при досягненні потужності, достатньої для покриття критичного навантаження).

Враховуючи зазначені особливості, для знаходження оптимального рішення в роботі пропонується застосувати метод направленої перебору дискретних варіантів. Цей підхід гарантує знаходження глобального мінімуму приведених витрат на обмеженій множині допустимих рішень.

Розроблений алгоритм вибору потужності ЛДЕ складається з наступних етапів.

*Етап 1.* Формування множини альтернатив  $\{S\}$ . На основі аналізу ринку енергетичного обладнання та технічних каталогів провідних виробників формується база даних потенційних генеруючих установок. Кожен елемент множини  $\{i\}$  характеризується вектором техніко-економічних параметрів:

$$S_i = \{P_{\text{ном},i}, K_i, B_i, \eta_i\}, \quad (2.17)$$

де  $P_i$  – номінальна електрична потужність генератора, кВт;

$K_i$  – вартість генераторної установки, тис. грн;

$B_i$  – питома витрата палива на генерацію 1 кВт·год;

$\eta$  – електричний ККД генератора.

*Етап 2.* Перевірка обмежень (фільтрація). З початкової множини виключаються варіанти, які не задовольняють граничним умовам, сформульованим у п. 2.1.

Умова відсіву за паливним ресурсом:

$$P_{\text{ном.}i} > P_{\text{рес}} \Rightarrow \text{варіант відхиляється,} \quad (2.18)$$

де  $P_{\text{рес}}$  – максимальна потужність, яку може забезпечити завод наявним обсягом енергоресурсу (кількістю лушпиння або лімітом газу), кВт.

Умова відсіву за режимом приєднання:

$$P_{\text{ном.}i} > P_k \Rightarrow \text{, варіант відхиляється,} \quad (2.19)$$

де  $P_k$  – технічне обмеження на приєднання до шин 10 кВ (термічна стійкість обладнання).

*Етап 3.* Розрахунок критерію оптимальності. Для кожного  $i$ -го варіанту, що пройшов фільтрацію, виконується розрахунок значення річних приведених витрат:

$$Z_i = E_n K_{\Sigma,i} + C_{\text{оп.}i} + B_i + Z_i, \quad (2.20)$$

На цьому етапі для кожного варіанту моделюється усталений режим роботи мережі (для розрахунку втрат  $B_i$ ) та оцінюється ймовірність успішної роботи в автономному режимі (для розрахунку збитків  $Z_i$ ).

*Етап 4.* Ранжування та вибір. Отримані значення  $Z_i$  заносяться до результуючої таблиці та сортуються за зростанням. Оптимальним вважається варіант  $S_{\text{опт}}$ , якому відповідає мінімальне значення критерію:

$$S_{\text{опт}} : Z(S_{\text{опт}}) = \min\{Z_1, Z_2, \dots, Z_k\}. \quad (2.21)$$

Графічна інтерпретація алгоритму представлена у вигляді блок-схеми на рис. 2.1. Алгоритм вибору оптимальних параметрів локального джерела енергії реалізується у такій послідовності.

На початку здійснюється ініціалізація процедури розрахунку (блок 1). Після цього виконується введення масиву вихідних даних, що описують стан об'єкта дослідження: параметрів графіків електричного навантаження  $P_p$ ,  $Q_p$ , технічних характеристик зовнішньої мережі: довжини ліній  $l_{\text{кл}}$ , перерізу  $F_{\text{кл}}$ , тарифу на електроенергію  $c_0$ ; а також ресурсних обмежень (обсяг доступного палива  $m_{\text{л}}$  та економічних нормативів  $E_{\text{н}}$ ,  $y_0$  (блок 2). Далі з бази даних завантажується множина доступних варіантів генеруючого обладнання  $\{S\}$ , де кожен запис містить вектор параметрів агрегату: номінальну потужність  $P_{\text{г.ном}}$ , капіталовкладення  $K_{\text{ген}}$ , витратну характеристику та ККД  $\eta_{\text{ген}}$  (блок 3).

Наступним етапом алгоритму є запуск ітераційного циклу перебору можливих варіантів, у якому з множини  $\{S\}$  послідовно вибирається поточний варіант обладнання. Для обраного варіанту здійснюється перевірка технічних обмежень: порівняння номінальної потужності генератора  $P_{\text{г.ном}}$  з енергетичним потенціалом наявного палива  $P_{\text{л}}$  та з пропускнуою здатністю точки приєднання  $P_{\text{пр}}$  (блоки 5, 6). Якщо хоча б одна з умов не виконується, варіант відхиляється, і алгоритм повертається до вибору наступного запису з множини  $\{S\}$ .

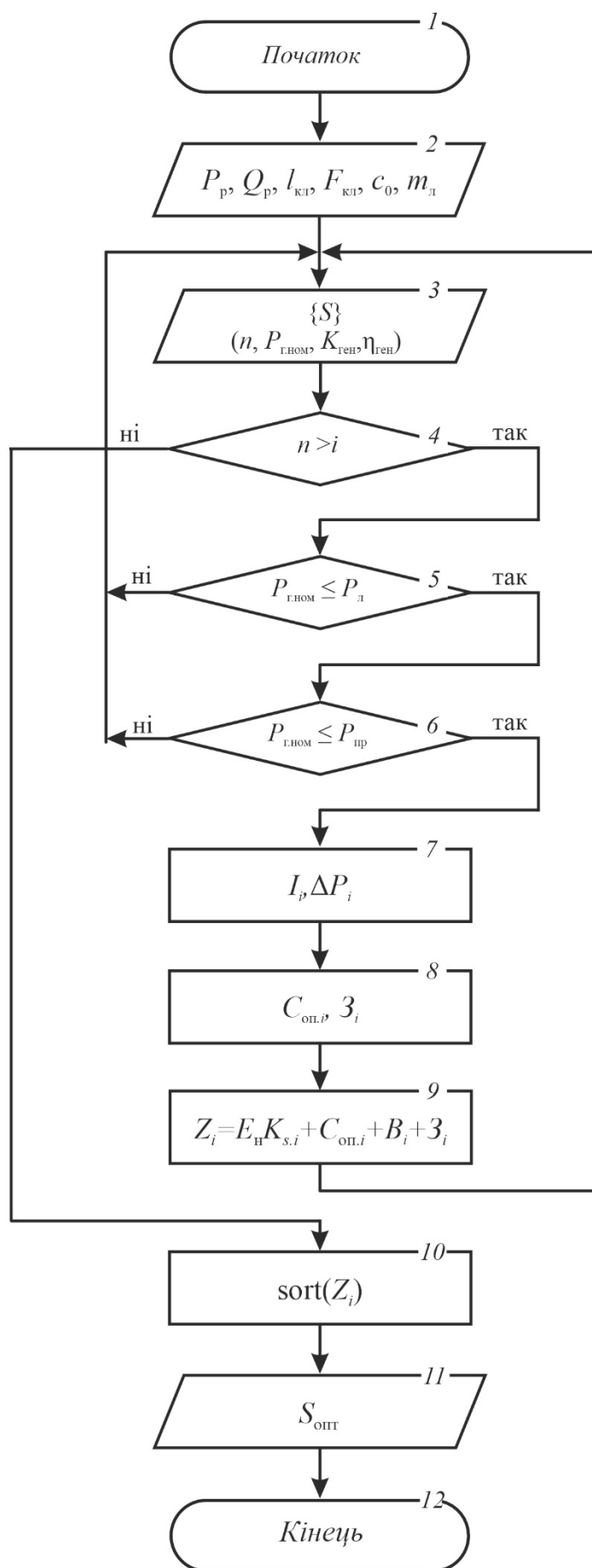


Рис. 2.1 – Алгоритм вибору потужності ЛДЕ

Для варіантів, що пройшли перевірку, виконується основний цикл обчислень. Спочатку проводиться розрахунок поточкорозподілу  $I_{j,i}$  та визначається величина зменшення втрат потужності  $\Delta P_i$  в мережі при встановленні генератора (блок 7). На наступному кроці визначаються операційні витрати  $C_{оп,i}$ , розраховується ймовірність успішного переходу в автономний режим та оцінюються очікувані збитки від перерв у електропостачанні  $Z_i$  (блок 8). На основі отриманих складових виконується розрахунок значення цільової функції (приведених витрат)  $Z_i$  для поточного варіанту (блок 9), після чого цикл повторюється для наступного запису.

Після завершення перебору всіх варіантів з множини  $\{S\}$  здійснюється сортування (ранжування) масиву розрахованих значень  $Z$  за зростанням (блок 10). У результаті проводиться вибір оптимального варіанту  $S_{опт}$ , що відповідає першому елементу відсортованого списку (мінімальні витрати), та виведення результатів оптимізації (блок 11), після чого робота алгоритму завершується (блок 12).

Запропонований алгоритм дозволяє уникнути похибок апроксимації, характерних для неперервних методів, та оперує реальними фізичними моделями обладнання, що підвищує практичну цінність отриманих результатів.

### **2.3 Техніко-економічне обґрунтування вибору типу генеруючої установки**

Перед етапом чисельної оптимізації одиничної потужності необхідно визначитися з технологією генерації електроенергії, яка буде покладена в основу моделі. Специфіка олійно-екстракційного виробництва формує ряд жорстких вимог до джерела енергії:

1. Теплове навантаження – технологія екстракції та тостування шроту вимагає значних обсягів насиченої пари (тиск 10–13 бар), що робить недоцільним використання чисто електричних станцій без глибокої утилізації тепла (когенерації).

2. Паливний ресурс – наявність власного висококалорійного відходу (лушпиння соняшнику з  $Q_{\text{нр}} \approx 16$  МДж/кг) створює передумови для заміщення дороговартісного природного газу.

3. Режим роботи – ЛДЕ повинно забезпечувати базове навантаження заводу з можливістю роботи в автономному режимі при зникненні зовнішньої напруги.

Для порівняльного аналізу розглянуто три найбільш поширені сценарії реалізації локальних енергоджерел на промислових підприємствах:

**Варіант 1.** Паротурбінна установка (ПТУ) на біомасі (міні-ТЕЦ). Реалізує термодинамічний цикл Ренкіна: спалювання лушпиння в парових котлах → отримання гострої пари (40-60 бар) → розширення в турбіні з протитиском → подача відпрацьованої пари на технологічні потреби заводу.

До головних її переваг слід віднести: нульову паливну залежність (замкнений цикл), високу надійність, ідеальну відповідність тепловому графіку (виробляється саме пара, а не гаряча вода).

З точки зору інтеграції в енергосистему існуючого підприємства міні-ТЕЦ також матиме і ряд недоліків: високі первинні капітальні вкладення (складне котельне господарство, хімводоочищення), низьку маневреність.

**Варіант 2.** Газотурбінна установка (ГТУ). Реалізує цикл Брайтона: спалювання природного газу в турбіні → генерація електроенергії → утилізація тепла вихлопних газів (500 °С) у котлі-утилізаторі для отримання пари.

До переваг типової ГТУ відносяться компактність, висока маневреність і швидкий запуск, а до недоліків – повна залежність собівартості електроенергії від ціни на природний газ, відносно низький електричний ККД у класі малих потужностей.

**Варіант 3.** Газопоршнева когенераційна установка (ГПКУ). Використання двигунів внутрішнього згоряння (цикл Отто/Дизеля) на газі з системою утилізації тепла сорочки охолодження та вихлопних газів.

Установки даного класу мають найвищий електричний ККД до 45%, а також збереження ефективності при роботі на часткових навантаженнях. З точки зору використання ГПКУ для олійно-екстракційного виробництва найбільшим

недоліком є складність отримання технологічної пари (основний продукт утилізації тепла – гаряча вода 90 °С, яка має обмежене застосування на виробництві, а також високі витрати на обслуговування).

З метою об'єктивного вибору технологій, було виконано порівняння їх техніко-економічних показників, результати якого представлені в табл. 2.1. В якості джерел даних про капітальні витрати використано звіти Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA) [29] та аналітичні огляди Lazard [30], а також технічні специфікації виробників турбінного обладнання (Siemens, MAN) [31]. Розрахунок операційних витрат виконано на основі актуальних тарифів на енергоносії для промисловості України. Ціна природного газу для промисловості прийнята на рівні 26400 грн/1000 м<sup>3</sup> (з урахуванням ПДВ та тарифу на розподіл). Облікова вартість лушпиння (витрати на внутрішню логістику та підготовку) прийнята 400-600 грн/т.

Таблиця 2.1 – Порівняльна характеристика технологій генерації для потужності 5-10 МВт

Показник	ПТУ (лушпиння)	ГТУ (природний газ)	ГПКУ (природний газ)
<b>Енергетичний баланс</b>			
1. Електричний ККД (нетто), % (Частка енергії палива на електроенергію)	22 – 25% (обмежено протитиском)	28 – 33 %	42 – 45 %
2. Тепловий ККД (нетто), % (Частка енергії палива на корисне тепло)	60 - 65 % (Насичена пара)	45- 50% (Пара)	40 – 45% (Переважно гаряча вода)
3. Коефіцієнт використання палива (КВП), %	85 – 90 %	75 – 83 %	82 – 88 %
<b>Економічні показники</b>			
Вартість паливної складової, грн/кВт·год	0,4 – 0,6	9,2 – 10,5	6,8 – 7,5
Питомі капітальні витрати $k_{\Sigma}$ , \$/кВт	2800-3500 [29]	900 – 1300 [30]	800 – 1100 [30]
Рентабельність відносно мережі	Висока (тариф мережі ~ 9,62 грн.)	Від'ємна (дорожче мережі)	Низька / Гранична

Вищий діапазон капітальних витрат для ПТУ зумовлений необхідністю будівництва складного котельного та паливного господарства, що є характерним для біоенергетичних проектів.

Проведені розрахунки показують, що ціновий фактор є визначальним. При поточній вартості природного газу (понад 26 грн/м<sup>3</sup>) собівартість електроенергії від газових установок (ГТУ, ГПКУ) досягає 6,8–10,5 грн/кВт·год. Це перевищує вартість купівлі електроенергії із зовнішньої мережі, що робить газову генерацію економічно недоцільною для постійної роботи. Натомість варіант ПТУ на лушпинні забезпечує собівартість паливної складової на рівні 0,4–0,6 грн/кВт·год, що гарантує швидке повернення інвестицій.

Низький показник електричного ККД (22–25%) для паротурбінної установки не є недоліком обладнання, а є наслідком роботи за тепловим графіком. Турбіна з протитиском обмежує розширення пари до тиску 10–13 бар, необхідного для технологічного процесу заводу. Це зменшує виробіток електроенергії, але дозволяє досягти максимального коефіцієнта використання палива (до 90%) за рахунок повної утилізації теплоти пароутворення, що є пріоритетом для олійно-екстракційного виробництва.

Високоєфективні газопоршневі машини (ГПКУ) мають суттєвий недолік – близько 50% корисного тепла виділяється у вигляді гарячої води (90°C). Оскільки завод потребує пари, це тепло неможливо корисно використати в повному обсязі, що призводить до його розсіювання в навколишнє середовище (градирні) та зниження реальної ефективності системи.

Проведене техніко-економічне обґрунтування показало, що встановлення паротурбінної ТЕЦ на біомасі є єдиним економічно ефективним рішенням для досліджуваного підприємства. Використання природного газу в поточних ринкових умовах призводить до збитковості власної генерації порівняно з централізованим електропостачанням. Тому, подальша оптимізація параметрів (кількості та одиничної потужності агрегатів) у п. 2.4 буде виконуватися для паротурбінної установки з протитиском.

## 2.4 Вибір оптимальних параметрів локального джерела енергії

На основі розробленої математичної моделі (2.1) – (2.16), алгоритму (п. 2.2) та обґрунтування технології (п. 2.3), в даному підрозділі виконується чисельна оптимізація встановленої потужності та кількості агрегатів.

### 2.4.1 Вихідні дані до розрахунку

Вихідні дані для проведення розрахунку характерні для олійно-екстракційного заводу середньої потужності в умовах мирного часу представлені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Вхідні параметри моделі

Група параметрів; параметр	Умовне позначення	Одиниця вимірювання	Значення
<i>1. Енергоспоживання</i>			
Розрахункова активна потужність	$P_p$	кВт	7671
Критичне навантаження ( $0,25P_p$ )	$P_{кр}$	кВт	1920
Річний фонд робочого часу	$T_p$	год	8000
<i>2. Зовнішня мережа</i>			
Тариф на електроенергію (2 клас)	$c_0$	грн./кВт·год	9,6248
Довжина лінії (від ПС до ЗРУ-10)	$l$	км	1,5
Питомий опір кабелю (ААБл-3×120)	$r_0$	Ом/км	0,258
<i>3. Паливний ресурс</i>			
Потужність переробки насіння	$m_n$	т/добу	1400
Вихід лушпиння (15%)	$m_l$	т/добу	210
Максимальна генерація (потенціал)	$P_{ген.мах}$	кВт	≈9700
Вартість підготовки палива (лушпиння)	$B_l$	грн./т	400
<i>4. Економічні показники</i>			
Коефіцієнт ефективності	$E_n$	в.о.	0,12
Витрати на експлуатацію	$H_a$	%	15
Витрати на експлуатацію	$H_e$	%	5
<i>5. Надійність та ремонт</i>			
Тривалість планового ремонту	$T$	год/рік	360
Аварійний простій мережі (мирний час)	$T_a$	год/рік	20
Питомі збитки від аварій	$y_0$	грн./кВт·год	145

### 2.4.2 Формування матриці рішень

Виходячи з графіків навантаження зимовий максимум  $P_{p.з} = 7,7$  МВт, літній мінімум 5,2 МВт), до порівняння прийнято три дискретні конфігурації генеруючої потужності:

Варіант №1 (базовий):  $1 \times 6,0$  МВт, передбачає встановлення однієї турбіни Siemens типорозміру SST-060 (рис. 2.3). Потужність агрегату покриває літній мінімум, але взимку вимагає постійної закупівлі дефіциту ( $\sim 1,7$  МВт) з мережі.

Варіант №2 (адаптивний):  $2 \times 4,0$  МВт, передбачає встановлення двох турбін Siemens типорозміру SST-060. Кожен агрегат комплектується генератором номінальною потужністю 4,0 МВт та проточною частиною, розрахованою на відповідну витрату пари. Це дозволяє зменшити капітальні витрати порівняно з базовою версією (6 МВт) та забезпечити роботу в зоні максимального ККД. Сумарна потужність станції – 8,0 МВт. Схема забезпечує повне покриття навантаження з резервуванням за принципом  $N-1$ . Питома вартість будівництва прийнята 3100 у.о./кВт (враховано зниження витрат при монтажі двох однотипних агрегатів в одному машинному залі).



Рис. 2.3 – Зовнішній вигляд ПТУ Siemens SST-060

Варіант №3 (Моноблок):  $1 \times 8,0$  МВт, розглядається встановлення однієї потужної турбіни Siemens типорозміру SST-300. Забезпечує покриття піків, але не має резерву. Пітома вартість будівництва – 3000 у.о. /кВт.

#### 2.4.3 Результати моделювання

Розрахунок цільової функції мінімуму приведених витрат  $Z_{\Sigma}$  виконано з урахуванням фактору планових ремонтів  $T = 360$  год/рік.

Для Варіанту №2 під час ремонту одного агрегату другий продовжує нести навантаження (4 МВт), що дозволяє докуповувати лише різницю, суттєво економлячи кошти.

Для Варіанту №3 зупинка на ремонт призводить до закупівлі 100% енергії з мережі за високим тарифом 9,6248 грн /кВт·год.

Результати техніко-економічного розрахунку зведені в табл. 2.3.

Для наочного представлення структури витрат та обґрунтування вибору побудовано діаграму складових цільової функції, яка наведена на рис. 2.4.

Таблиця 2.3 – Результати оптимізаційного розрахунку параметрів ЛДЕ

Показник	Одиниця	Варіант №1 ( $1 \times 6$ МВт)	Варіант №2 ( $2 \times 4$ МВт)	Варіант №3 ( $1 \times 8$ МВт)
<i>1. Енергетичний баланс</i>				
Виробіток власної енергії	МВт·год/рік	46800	51400	49800
Купівля з мережі (дефіцит)	МВт·год/рік	7480	1950	3550
<i>2. Інвестиційна складова</i>				
Повні капітальні вкладення	млн грн	756	1041,6	1008
Річна інвест. складова ( $0,32 \cdot K_{\Sigma}$ )	млн грн/рік	241,92	333,31	322,56
<i>3. Операційні витрати</i>				
Паливна складова (лушпиння)	млн грн/рік	16,85	18,5	17,93
Купівля електроенергії (9,62 грн)	млн грн/рік	72	18,77	34,17
<i>4. Ризики (Надійність)</i>				
Збитки від аварійних перерв	млн грн/рік	5,56	0	5,56
<i>5. Цільова функція (<math>Z_{\Sigma}</math>)</i>				
Сумарні приведені витрати	млн грн	336,33	370,58	380,22
Різниця з Варіантом №3			-9,64	(База)

Варіант №1 фактично має найнижчі приведені витрати, проте висока частка купованої енергії робить його вразливим до подальшого зростання тарифів і не дозволяє досягти повної енергонезалежності.

При порівнянні варіантів повного покриття (вар. №2 проти вар. №3), чітко видно перевагу двоагрегатної схеми. Хоча інвестиційна складова у вар. №2 дещо вища (через потребу у двох турбінах SST-110), це повністю компенсується зниженням витрат на купівлю енергії під час планових ремонтів та відсутністю ризиків аварійних збитків.

За рахунок вищої експлуатаційної гнучкості, варіант № 2 забезпечує річну економію приведених витрат у розмірі 9,6 млн грн порівняно з моноблочним варіантом № 3.

Таким чином, на основі виконаного оптимізаційного розрахунку з урахуванням актуальних тарифів (9,62 грн/кВт·год) та вимог до надійності: були відхилені варіанти використання газової генерації через збитковість. В якості оптимального рішення прийнято встановлення двох паротурбінних агрегатів Siemens SST-110 з номінальною потужністю 4 МВт кожен. Така конфігурація забезпечує стійкість системи електропостачання заводу до зовнішніх збурень, дозволяє проводити технічне обслуговування без зупинки виробництва та гарантує мінімальну собівартість енергії в довгостроковій перспективі.

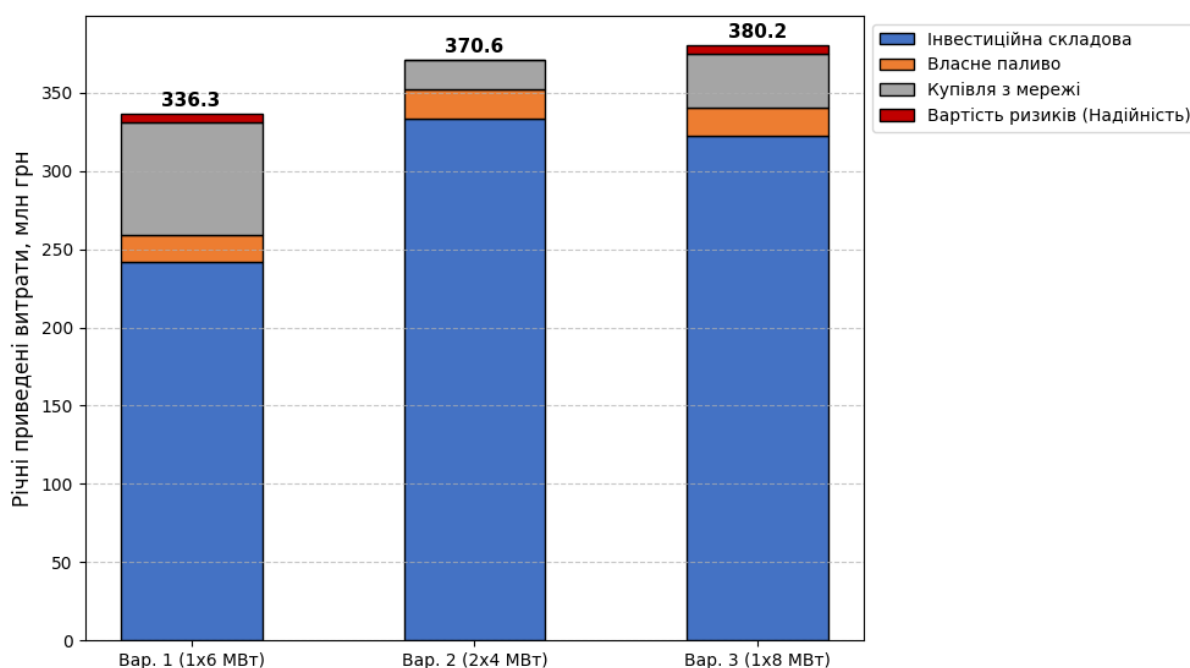


Рис. 2.4 – Оптимізація параметрів ЛДЕ

## 2.5 Висновки до розділу

1. Розроблено математичну модель, що дозволяє комплексно оцінити ефективність впровадження ЛДЕ, враховуючи специфіку роботи кабельної мережі підприємства та універсалізувати розрахунок для різних видів палива. Наявність у цільовій функції дискретних (інвестиції) та нелінійних (втрати) складових, а також пороговий характер функції надійності, унеможливорює використання аналітичних методів диференціювання, що обумовлює необхідність застосування алгоритму перебору варіантів.

2. Обґрунтовано доцільність використання методу перебору дискретних варіантів для розв'язання задачі оптимізації, оскільки він дозволяє безпосередньо оперувати каталожними характеристиками обладнання та враховувати порогові ефекти надійності. Наступним етапом дослідження є формування вхідної множини альтернатив шляхом техніко-економічного порівняння різних технологій генерації для умов досліджуваного підприємства.

3. На основі проведеного техніко-економічного обґрунтування встановлено, що варіант №1 є єдиним техніко-економічним ефективним рішенням для досліджуваного підприємства. Використання природного газу в поточних ринкових умовах призводить до збитковості власної генерації порівняно з централізованим електропостачанням.

4. На основі результатів чисельного моделювання режимів роботи та техніко-економічного порівняння варіантів обґрунтовано оптимальну конфігурацію локального джерела енергії у складі двох паротурбінних агрегатів Siemens SST-110 одиничною потужністю 4 МВт кожен, що забезпечує мінімум приведених витрат завдяки відсутності збитків від аварійних перерв і зниженню обсягів закупівлі електроенергії під час планових ремонтів.

### **РОЗДІЛ 3. МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ ВПЛИВУ ЛОКАЛЬНОГО ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ НА РЕЖИМИ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

#### **3.1 Розробка розрахункової схеми та ідентифікація параметрів схеми заміщення розподільчої мережі 10 кВ**

Схема внутрішнього електропостачання заводу реалізована на базі трьох подвійних наскрізних магістралей, що живлять шість двотрансформаторних цехових підстанцій 10/0,4 кВ (рис.3.1).

Для дослідження усталених режимів роботи системи електропостачання підприємства розроблено розрахункову модель розподільчої мережі напругою 10 кВ, яка наведена на рис. 3.2.

##### **3.1.1. Топологія мережі та вузли навантаження**

Розрахункова схема представлена у вигляді графа, де вузлами є шини 10 кВ цехових ТП та закритої розподільної установки, а вітками – кабельні лінії. Враховуючи симетричність схеми (однакове завантаження трансформаторів Т1 та Т2 на підстанціях та ідентичні параметри КЛ у кожній магістралі), для спрощення розрахунків складено однолінійну схему заміщення для однієї секції шин. При цьому навантаження вузлів приймається рівним половині від сумарного навантаження підстанції. Топологія мережі описується наступними магістралями:

- магістраль №1: ЗРУ-10 кВ → ТП-1 → ТП-2;
- магістраль №2: ЗРУ-10 кВ → ТП-3 → ТП-4;
- магістраль №3: ЗРУ-10 кВ → ТП-5 → ТП-6.

Локальне джерело енергії у складі двох турбогенераторів підключається безпосередньо до збірних шин ЗРУ-10 кВ (вузол 1).



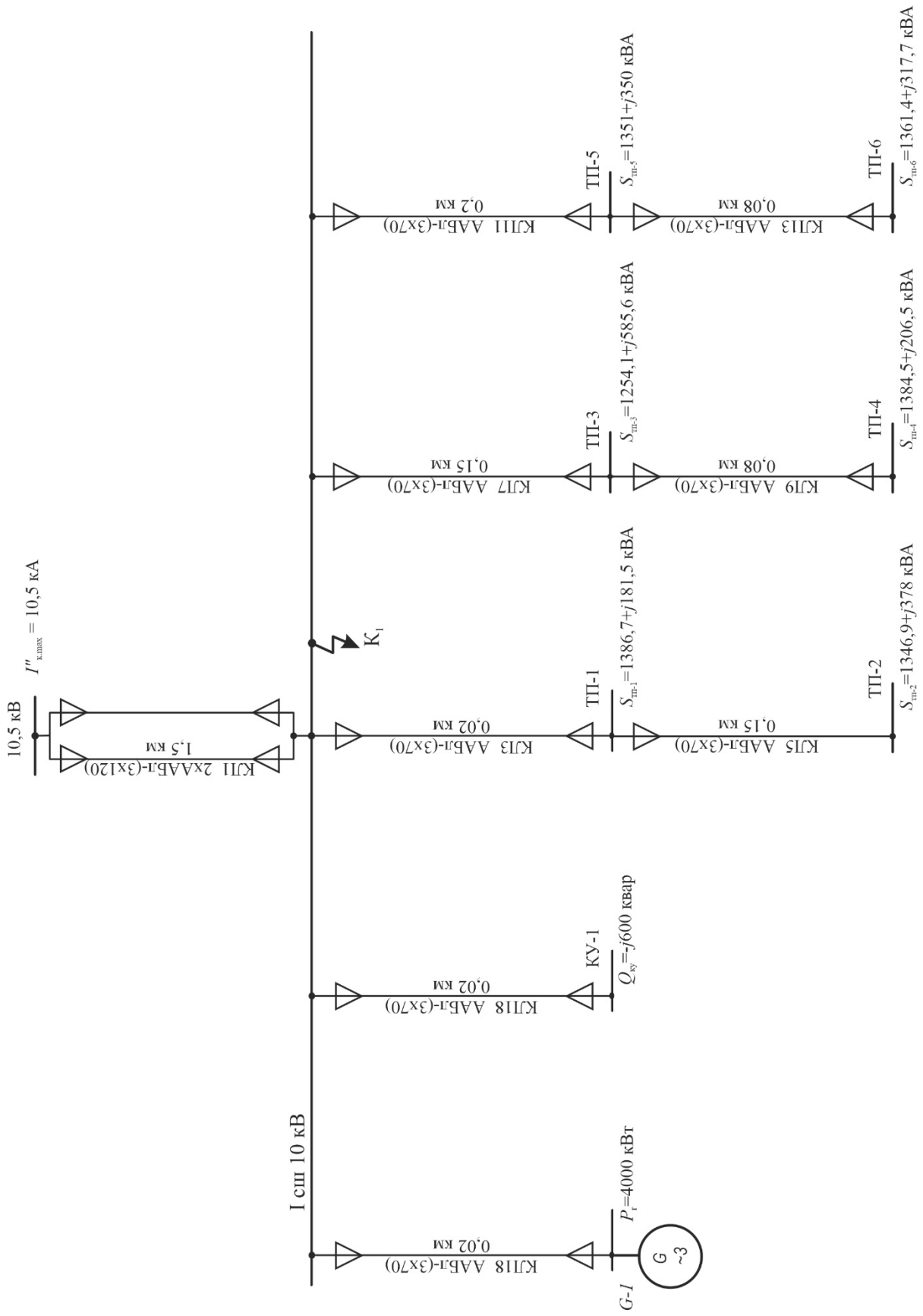


Рис. 3.2 – Розрахункова схема олійно-екстракційного заводу

### 3.1.2. Параметри елементів схеми заміщення

Для розрахунку параметрів кабельних ліній використано каталожні дані кабелів марки ААБл-10: активний  $r_0$  та індуктивний  $x_0$  опори. Параметри ділянок мережі, розраховані на основі довжин, наведених у вихідних даних, зведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Параметри кабельних ліній розподільчої мережі 10 кВ

Ділянка мережі (вузли)	Марка кабелю	Довжина $l_{кл}$ , км	Активний опір $R_{кл}$ , Ом	Індуктивний опір $X_{кл}$ , Ом
<b>Магістраль №1</b>				
ЗРУ-10 → ТП-1	ААБл-(3×70)	0,02	0,0089	0,0020
ТП-1 → ТП-2	ААБл-(3×70)	0,15	0,0665	0,0147
<b>Магістраль №2</b>				
ЗРУ-10 → ТП-3	ААБл-(3×70)	0,15	0,0665	0,0147
ТП-3 → ТП-4	ААБл-(3×70)	0,08	0,0354	0,0078
<b>Магістраль №3</b>				
ЗРУ-10 → ТП-5	ААБл-(3×70)	0,20	0,0886	0,0196
ТП-5 → ТП-6	ААБл-(3×70)	0,08	0,0354	0,0078

Параметри трансформаторів та навантаження. На всіх підстанціях встановлено однотипні трансформатори ТМГ-1000/10/0,4. Розрахункові параметри схеми заміщення трансформатора (приведені до напруги 10 кВ):

$$R_T = \frac{\Delta p_{кз} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{10,5 \cdot 10^2}{1000^2} 10^3 = 1,05 \text{ Ом};$$

$$X_T = \frac{u_{кз} \% \cdot U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}^2} = \frac{5,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 1} = 5,5 \text{ Ом},$$

де  $\Delta p_{кз}$  – втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

$u_{кз}$  – напруга короткого замикання трансформатора, %.

### 3.1.3. Параметри навантаження

Розрахункові навантаження вузлів у режимі максимуму наведені в табл. 3.2.

Розрахункове навантаження на шинах 10 кВ заводу становить  $P_p = 7671,5$  кВт,  $Q_p = 1183,2$  квар. У подальших розрахунках режимів для перевірки пропускної здатності кабельних ліній використовується сума максимумів по ТП (найважчий режим), а для балансу потужності на вводі – значення з урахуванням  $k_{од}$ .

Таблиця 3.2 – Вузлові навантаження (режим максимуму)

Вузол (підстанція)	Основні споживачі	Активна потужність $P_{max}$ , кВт	Реактивна потужність, $Q_{max}$ квар	$\cos\varphi$
ТП-1	концентрат, ізоляти	1386,7	181,5	0,99
ТП-2	водопідготовка, елеватор	1346,9	378,0	0,96
ТП-3	котельня, грануляція	1254,1	585,6	0,91
ТП-4	компресорна, підготовка	1384,5	206,5	0,99
ТП-5	цех гідратації	1351,0	350,3	0,97
ТП-6	цех екстракції	1361,4	317,7	0,97
<b>ВСЬОГО</b>	(на шинах 10 кВ)	<b>8084,6</b>	<b>2019,6</b>	<b>0,97</b>

Таким чином, сформовано детальну розрахункову модель системи внутрішнього електропостачання заводу. Визначено топологію мережі, що складається з трьох наскрізних магістралей, та розраховано електричні параметри ( $R$ ,  $X$ ) елементів схеми заміщення. Значення вузлових навантажень відповідають режиму виробничого максимуму, що дозволяє виконувати перевірку пропускної здатності мережі та рівнів напруги в найбільш напружених умовах експлуатації. Отримана математична модель є основою для подальшого моделювання поточкорозподілу. Наступним кроком є визначення базових показників роботи мережі (втрат потужності та відхилень напруги) за відсутності власної генерації.

### 3.1.4. Математична модель режиму на основі методу вузлових напруг

Для розрахунку параметрів режиму застосовано метод вузлових напруг у формі ітераційного алгоритму Гауса-Зейделя [32, 33]. Схема заміщення для однієї секції шин представлена у вигляді графа з трьома вузлами (рис. 3.3).

Вузол 1: ЗРУ-10 кВ (Базисний вузол).

Вузол 2: Шини 10 кВ ТП-5 (Вузол навантаження  $P_2, Q_2$ ).

Вузол 3: Шини 10 кВ ТП-6 (Вузол навантаження  $P_3, Q_3$ ).

Напряга базисного вузла  $U_1$  визначається з урахуванням втрат напруги у живлячій лінії КЛ-1, що з'єднує підстанцію енергосистеми та ЗРУ заводу:

$$U_1 = U_c - \Delta U_{\text{кл-1}}, \quad (3.1)$$

де  $U_c$  – напруга на шинах підстанції енергосистеми;

$\Delta U_{\text{кл-1}}$  – падіння напруги в живлячій лінії.

#### 1. Формування параметрів схеми заміщення.

Визначаємо повні опори  $\underline{Z}$  та провідності  $\underline{Y}$  ділянок мережі:

$$\underline{Z}_{12} = R_{12} + jX_{12}; \quad \underline{Y}_{12} = \frac{1}{\underline{Z}_{12}} = \frac{R_{12} - jX_{12}}{R_{12}^2 + X_{12}^2} = g_{12} - jb_{12}; \quad (3.1)$$

$$\underline{Z}_{23} = R_{23} + jX_{23}; \quad \underline{Y}_{23} = \frac{1}{\underline{Z}_{23}} = \frac{R_{23} - jX_{23}}{R_{23}^2 + X_{23}^2} = g_{23} - jb_{23}. \quad (3.2)$$

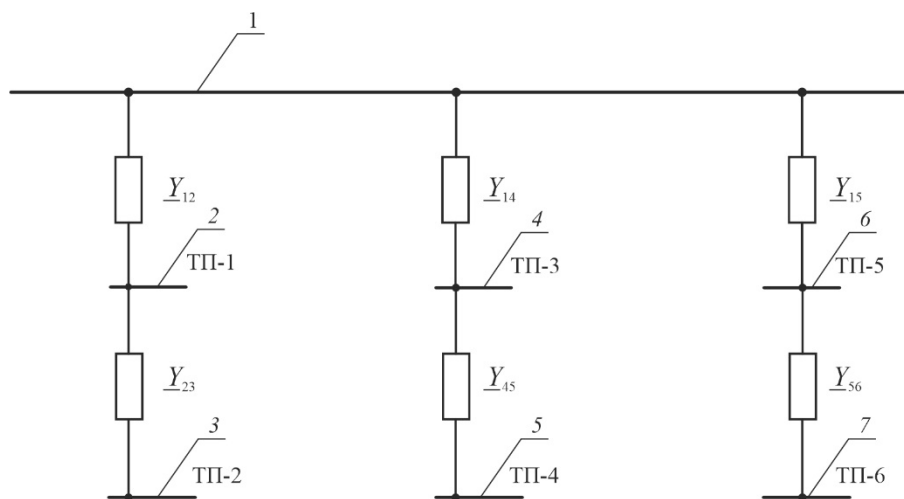


Рис. 3.3 – Схема заміщення секції шин

2. Формування матриці вузлових провідностей. Запишемо матрицю провідностей у розгорнутому вигляді для магістралі №1. Для тривузлової схеми матриця провідностей  $\underline{Y}$  розмірністю  $3 \times 3$  формується за правилом:

- діагональні елементи  $\underline{Y}_{ii}$  – сума провідностей гілок, що сходяться у вузлі  $i$ ;
- недіагональні елементи  $\underline{Y}_{ij}$  – провідність гілки між вузлами  $i$  та  $j$  зі знаком «-»

$$\underline{Y} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{12} & -\underline{Y}_{12} & 0 \\ -\underline{Y}_{12} & (\underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{23}) & -\underline{Y}_{23} \\ 0 & -\underline{Y}_{23} & \underline{Y}_{23} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

3. Система рівнянь (Алгоритм Гауса-Зейделя). Струм вузла  $\underline{J}_i$  залежить від потужності  $\underline{S}_i$  та шуканої напруги  $\underline{U}_i$

$$\underline{J}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i} = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*}. \quad (3.4)$$

Загальне рівняння для розрахунку напруги в  $i$ -му вузлі на  $(k+1)$ -й ітерації:

$$\underline{U}_i^{(k+1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left( \frac{P_i - jQ_i}{(\underline{U}_i^{(k)})^*} - \sum_{j=1}^{i-1} \underline{Y}_{ij} \underline{U}_j^{(k+1)} - \sum_{j=i+1}^n \underline{Y}_{ij} \underline{U}_j^{(k)} \right). \quad (3.5)$$

Розгорнута система рівнянь для нашої мережі (вузли 2 і 3):

$$\begin{cases} \underline{U}_2^{(k+1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{22}} \left( \frac{P_2 - jQ_2}{(\underline{U}_2^{(k)})^*} - \underline{Y}_{21} \underline{U}_1 - \underline{Y}_{23} \underline{U}_3^{(k)} \right) \\ \underline{U}_3^{(k+1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{33}} \left( \frac{P_3 - jQ_3}{(\underline{U}_3^{(k)})^*} - \underline{Y}_{32} \underline{U}_2^{(k+1)} \right) \end{cases}. \quad (3.5)$$

де  $\underline{U}_1$  – фіксована напруга балансуєчого вузла (ЗРУ-10 кВ).

Чисельна реалізація алгоритму розрахунку.

1. Початкове наближення ( $k = 0$ ). Приймаємо напруги у всіх вузлах рівними номінальній або напрузі базисного вузла:  $\underline{U}_2^{(0)} = \underline{U}_3^{(0)} = 11,0$   $\underline{U}_2^{(0)} = \underline{U}_3^{(0)} = 11,0$  кВ.

2. Ітераційний процес. Послідовно уточнюємо напруги  $\underline{U}_2$  та  $\underline{U}_3$  за наведеними формулами. На кожному кроці враховується оновлене значення напруги сусіднього вузла.

3. Критерій зупинки. Розрахунок припиняється, коли зміна напруги між ітераціями стає меншою за допустиму похибку  $\varepsilon = 0,001$  кВ

$$\max || \underline{U}_i^{(k+1)} | - | \underline{U}_i^{(k)} || \leq \varepsilon. \quad (3.5)$$

Після знаходження комплексних напруг  $\underline{U}_i$  розраховуються потоки потужності  $\underline{S}_{ij}$  та втрати  $\Delta \underline{S}$  у гілках:  $\underline{S}_{ij} = \underline{U}_i \cdot \left( \underline{Y}_{ij} (\underline{U}_i - \underline{U}_j) \right)^*$ .

### **3.2 Дослідження усталених режимів роботи мережі при живленні від енергосистеми (пасивний режим)**

#### **3.2.1. Вихідні дані для розрахунку режиму**

Визначення рівнів напруги у вузлах навантаження (ТП-1 – ТП-6) та сумарних втрат потужності в мережі до моменту впровадження власної генерації. Розрахунок виконується для найбільш важкого режиму – зимового максимуму навантаження.

Згідно з технічними умовами, енергосистема здійснює зустрічне регулювання напруги в центрі живлення (ПС 110/10 кВ), тоді напруга джерела складе:  $U_m = 1,1 U_{ном} = 11,0$  кВ.

Схема живлення: I секція шин ЗРУ-10 кВ заводу отримує живлення по кабельній лінії КЛ-1 2×ААБл-(3х120), довжиною 1,5 км.

Параметри КЛ-1:

$$R_{\text{кл-1}} = \frac{1}{n} r_0 \cdot l_{\text{кл}} = \frac{1}{2} 0,258 \cdot 1,5 = 0,194 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{кл-1}} = \frac{1}{n} x_0 \cdot l_{\text{кл}} = \frac{1}{2} \cdot 0,086 \cdot 1,5 = 0,065 \text{ Ом},$$

де  $n$  – число кабелів у одній кабельній лінії;

$r_0, x_0$  – питомі опори КЛ, відповідно, активний та реактивний, Ом;

$l_{\text{кл}}$  – довжина кабельної лінії, км.

Враховуючи симетрію, навантаження I секції становить 50%:

$$P_{\text{р-1}} = 3835,8 \text{ кВт}, \quad Q_{\text{р-1}} = 591,6 \text{ квар.}$$

### 3.2.2. Розрахунок падіння напруги в живлячій лінії

Падіння напруги від ПС енергосистеми до шин ЗРУ-10 кВ заводу визначається за формулою [34]:

$$\Delta U_{\text{кл-1}} = \frac{P_{\text{р-1}} R_{\text{кл-1}} + Q_{\text{р-1}} X_{\text{кл-1}}}{U_{\text{м}}} = \frac{3835,8 \cdot 0,194 + 591,6 \cdot 0,065}{11000} \cdot 10^3 = 0,07 \text{ кВ.}$$

Напруга на шинах ЗРУ-10 кВ

$$U_{\text{зру}} = U_{\text{м}} - \Delta U_{\text{кл-1}} = 11 - 0,07 = 10,93 \text{ кВ.}$$

Завдяки зустрічному регулюванню та виконанню живлячих КЛ заводу спареними, на його ввідних шинах підтримується напруга вище номінальної (+9,3%), що створює запас для компенсації втрат у внутрішній мережі.

### 3.2.3. Перевірка пропускної здатності кабельних ліній

Перевірка виконується шляхом порівняння розрахункових струмів із тривало допустимими  $I_{\text{доп}}$ , скоригованими з урахуванням умов прокладання [35].

1. Живляча лінія КЛ-1 (ввід):

Допустимий струм для одного кабелю ААБл-(3х120) становить  $I_{\text{доп}} = 183,1$  А. Для лінії з двома кабелями увімкненої паралельно отримуємо  $I_{\text{доп.кл-1}} = 2 \cdot 183,1 = 366,2$  А.

Згідно з балансом потужності розрахунковий струм навантаження I секції становить  $I_{\text{р.кл-1}} = 203,9$  А, тоді коефіцієнт завантаження КЛ-1 складе

$$k_3 = \frac{I_{\text{р.кл-1}}}{I_{\text{доп.кл-1}}} = \frac{203,9}{366,2} = 0,56.$$

При виходу з ладу КЛ-2, все навантаження заводу переводиться на КЛ-1 (робота АВР). Тоді струм післяаварійного режиму  $I_{\text{па.кл-1}} = 2I_{\text{р.кл-1}} = 2 \cdot 203,9 = 407,8$  А.

Для кабелів з паперовою просоченою ізоляцією на період ліквідації аварії (до 6 годин) допускається перевантаження з коефіцієнтом  $k_{\text{п}} = 1,25$ , отже допустимий аварійний струм:  $I_{\text{доп.ав.кл-1}} = 366,2 \cdot 1,25 = 457,8$  А.

Умова  $407,8 \text{ А} < 457,8 \text{ А}$  виконується, тому пропускна здатність вводів достатня для забезпечення надійності за категорією N-1.

Серед внутрішніх магістралей, магістраль №3, найбільш завантажена). Виконаємо перевірку для її головної ділянки (ЗРУ→ТП-5), по якій протікає сумарний струм навантаження одного трансформатора ТП-5 та транзит до ТП-6. Для кабелю ААБл-(3×70) допустимий струм становить 131,2 А (з урахуванням умов прокладання), тоді його завантаження складе

$$k_3 = \frac{I_{\text{р.кл-5}}}{I_{\text{доп.кл-5}}} = \frac{78}{131,2} = 0,59,$$

де  $I_{\text{кл-5}}$  – розрахунковий струм КЛ-5

$$I_{\text{р.кл-5}} = \frac{S_{\text{кл-5}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1417,2}{\sqrt{3} \cdot 10,9} = 75,2 \text{ А}.$$

Для перемичок між ТП-5 і ТП-6 використовується кабель ААБл-(3×50) з допустимим струмом  $I_{\text{доп}} = 123$  А. Оскільки по них протікає струм лише одного трансформатора  $\approx 40$  А, то запас пропускної здатності є значним.

### 3.2.4. Розрахунок режимів внутрішніх магістралей

Для визначення поточкорозподілу та рівнів напруги у вузлах внутрішньої мережі застосовано розроблений алгоритм на базі методу Гауса-Зейделя.

В якості базисного вузла прийнято шини ЗРУ-10 кВ з напругою, розрахованою з урахуванням падіння у живлячій лінії  $U_{\text{баз}} = 10,93$  кВ. Розрахунок виконано для режиму зимового максимуму.

Результати розрахунку напруги у вузлах зведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Розрахункові рівні напруги на шинах 10 кВ (максимальний режим)

№ Ітерації	Базис $U_1$ (ЗРУ)	Магістраль №1 ( $U$ , кВ)		Магістраль №2 ( $U$ , кВ)		Магістраль №3 ( $U$ , кВ)		Макс. нев'язка $\delta U$ , кВ
		ТП-1 (вузол 2)	ТП-2 (вузол 3)	ТП-3 (вузол 4)	ТП-4 (вузол 5)	ТП-5 (вузол 6)	ТП-6 (вузол 7)	
–	–							–
<b>0</b>	10,9300	10,9300	10,9300	10,9300	10,9300	10,9300	10,9300	–
<b>1</b>	10,9300	10,9282	10,9095	10,9175	10,9118	10,9112	10,9065	0,0235
<b>2</b>	10,9300	10,9281	10,9091	10,9171	10,9114	10,9108	10,9061	0,0004
<b>3</b>	10,9300	<b>10,9281</b>	<b>10,9091</b>	<b>10,9171</b>	<b>10,9114</b>	<b>10,9108</b>	<b>10,9061</b>	<b>0,0000</b>

Як видно з табл. 3.3, ітераційний процес швидко збігається (3 ітерації). Найнижча напруга спостерігається на ТП-6 (10,9061 кВ), що пояснюється найбільшою електричною віддаленістю від центру живлення та значним навантаженням цеху екстракції. Всі значення напруги знаходяться в межах допустимих відхилень, що підтверджує надійність схеми електропостачання.

Елюра напруг найбільш протяжної ділянки мережі (ЦЖ→ТП→ТП-6) представлена на рис. 3.4.

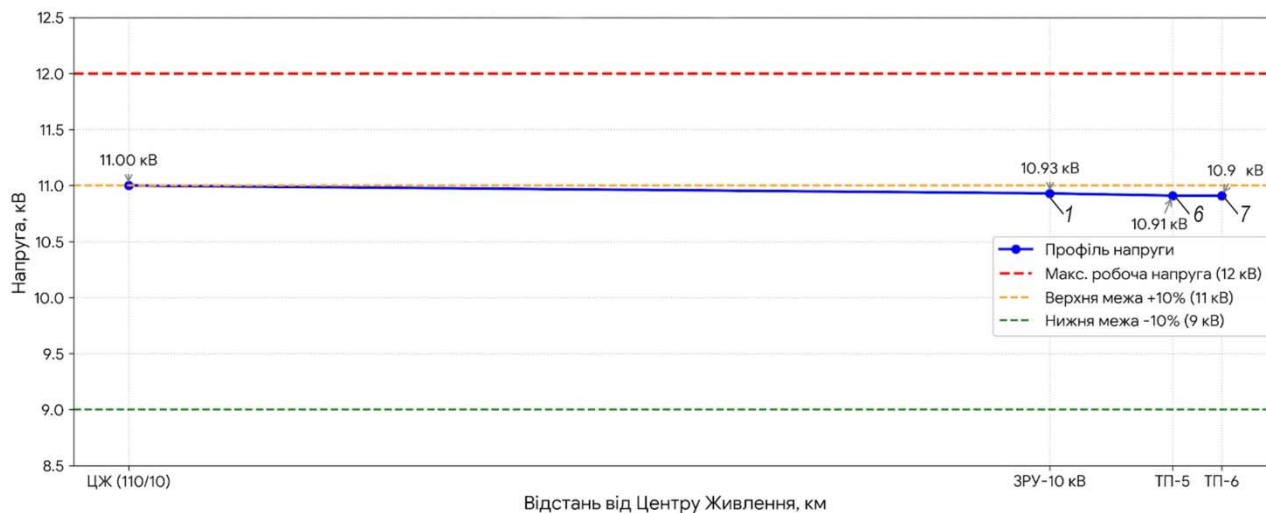


Рис. 3.4 – Епюра напруг ділянки мережі (ЦЖ→ТП-6)

### 3.2.5. Аналіз базового режиму

1. Завантаження мережі. Перевірка показала, що існуюча мережа працює в номінальному режимі з коефіцієнтом завантаження 0,6–0,7. Це забезпечує необхідний технічний ресурс та відсутність перегріву ізоляції.

2. Рівень напруги. У режимі максимального навантаження напруга у найвіддаленішій точці розподільної мережі заводу 10 кВ знаходиться в межах допустимих норм (10,9 кВ), завдяки зустрічному регулюванню з боку енергосистеми.

Аналіз базового режиму підтвердив, що існуюча розподільча мережа має достатню пропускну здатність (запас за струмом складає понад 40%) та забезпечує нормативний рівень напруги у споживачів. Це дозволяє перейти до моделювання інтеграції локального джерела енергії без попередньої реконструкції мережі.

### 3.3 Аналіз впливу власної генерації на розподіл потоків потужності та рівні напруги в нормальних режимах

#### 3.3.1. Топологія та баланс потужності в нормальному режимі

Дослідження виконується для двох характерних режимів, що визначають граничні умови роботи обладнання.

1. Режим зимового максимуму. Характеризується повним завантаженням виробничих потужностей. У цьому режимі генерація повністю покриває потреби підприємства, а по лінії КЛ-1 відбувається незначний експорт надлишкової активної потужності в енергосистему. Втрати активної потужності у зовнішній мережі при цьому наближаються до нуля.

2. Режим літнього мінімуму. У теплу пору року спостерігається суттєве зниження електричного навантаження внаслідок відсутності потреб в опаленні та зменшення технологічного споживання. Це призводить до виникнення значного реверсного перетоку (експорту) потужності в енергосистему по лінії КЛ-1. Даний режим є найбільш напруженим з точки зору підвищення рівня напруги на шинах підприємства.

Розрахунковий баланс активної потужності  $P_{\text{net}}$  у вузлі приєднання (ЗРУ-10 кВ) визначається як різниця між споживанням та генерацією:

$$P_{\text{net}} = P_{\text{нав}} - P_{\text{ген}}. \quad (3.5)$$

Розрахунок енергетичного балансу виконано у вигляді табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Енергетичний баланс вузла ЗРУ-10 кВ

Параметр	Одиниця	Режим 1: Зимовий максимум	Режим 2: Літній мінімум
Споживання заводу $P_p$	кВт	7672	5200
Генерація ЛДЕ $P_{\text{ген}}$	кВт	8000	8000
<b>Баланс <math>P_{\text{net}}</math></b>	кВт	-328	-2800
Напрямок потоку в КЛ-1	-	Експорт в мережу	Експорт в мережу

Аналіз результатів представлених у табл. 3.4 показує, що в обох режимах потужність власної генерації перевищує споживання заводу. Це означає, що вектор потоку потужності в живлячій лінії КЛ-1 змінює напрямок на протилежний (реверс потужності в енергосистему).

### 3.3.2. Розрахунок рівнів напруги при роботі генераторів

Для перевірки допустимості режиму визначимо напругу на шинах ЗРУ 10 кВ при експорті надлишків генерації.

Для режиму мінімальних навантажень (літній період) приймаємо знижений рівень напруги на центрі живлення:

$$U_{ц.ж} = 1,05 \cdot U_{ном} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Потік потужності (експорт):

- активна:  $P_{exp} = 2800$  кВт.

- реактивна: приймаємо, що генератори видають у мережу реактивну потужність, тобто працюють з  $\cos\phi = 0,9$ . З урахуванням споживання заводу, експорт реактивної енергії складе  $Q_{exp} \approx 3000$  квар.

Підвищення напруги при реверсі потужності:

$$\begin{aligned} U &= U_{ц.ж} + \Delta U = U_{ц.ж} + \frac{P_{exp} \cdot R_{кл-1} + Q_{exp} \cdot X_{кл-1}}{U_{ген}} = \\ &= 10,5 + \frac{2800 \cdot 0,194 + 3000 \cdot 0,065}{10,5} = 10,57 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Отримане значення 10,57 кВ значно нижче гранично допустимої робочої напруги для обладнання 10 кВ ( $U_{max} = 12$  кВ) [36]. Запас складає:

$$\Delta U_{зп} = 12,00 - 10,57 = 1,43 \text{ кВ.}$$

Епюра рівнів напруги ділянки мережі (ЦЖ→ТП-6) з працюючим ЛДЕ представлена на рис. 3.5.

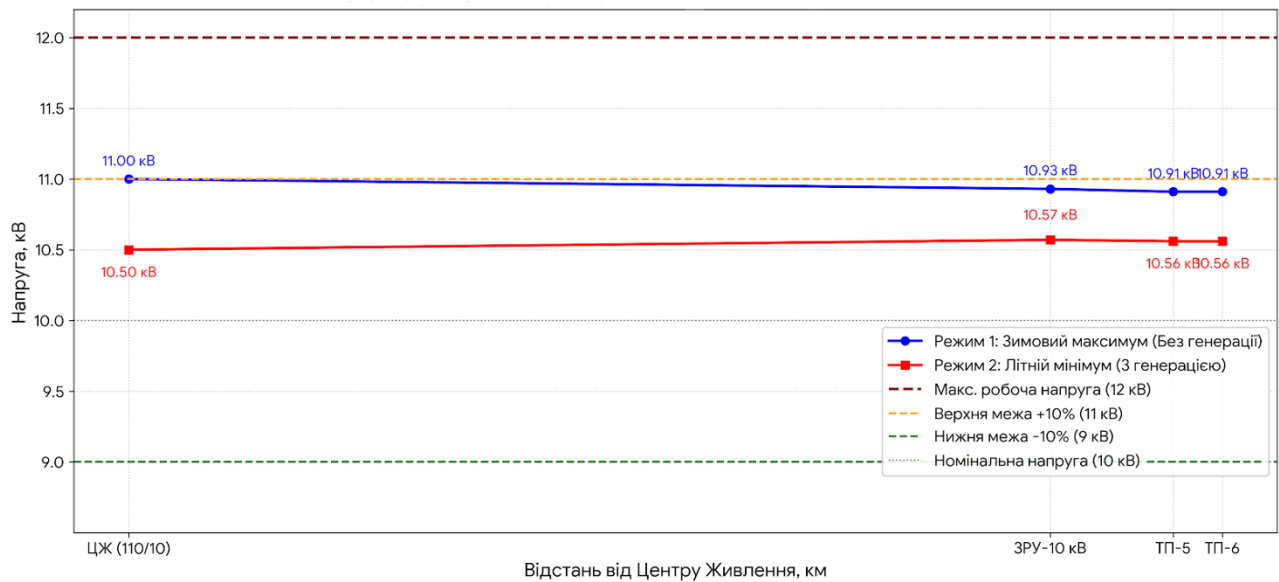


Рис. 3.5 – Епюра напруг ділянки мережі (ЦЖ→ТП-6) з працюючим ЛДЕ

### 3.3.3. Аналіз втрат потужності в мережі

Впровадження генерації дозволяє мінімізувати перетоки енергії через живлячі лінії. У базовому режимі (без генерації) втрати в КЛ-1 становлять 52 кВт. У режимі власної генерації (зимовий період) перетік близький до нуля, а втрати складають менше 0,1 кВт. У режимі експорту (літній період) втрати на транспорт надлишків складають:

$$\Delta P_{exp} = \frac{S_{exp}^2}{U^2} \cdot R_{кл-1} \approx \frac{(4,1)^2}{10,5^2} \cdot 0,194 = 30 \text{ кВт.}$$

Це в 1,7 рази менше, ніж втрати при імпорті енергії в базовому режимі.

Отже, інтеграція ЛДЕ потужністю 8 МВт не призводить до порушення нормальних режимів роботи мережі. Навіть у найбільш несприятливому режимі (літній мінімум навантаження з максимальним експортом потужності) рівень напруги на шині заводу становить 10,57 кВ, що гарантує безпечну експлуатацію електрообладнання та залишає значний запас до критичної межі 12 кВ. Малий опір кабельної мережі забезпечує "жорсткість" напруги: вплив генерації на зміну напруги не перевищує 0,7%.

### 3.4 Моделювання роботи активної системи розподілу в аварійних та ізольованих режимах

Головною перевагою впровадження власної генерації є підвищення категорійності електропостачання та енергетична безпека заводу. У даному підрозділі досліджується стійкість системи при виникненні збурень. Розрахунок параметрів режиму (рівнів напруги) виконується ітераційним методом Гауса-Зейделя, який демонструє високу збіжність для розподільчих мереж промислового типу.

#### 3.4.1. Робота в ізольованому режимі

Моделюється ситуація повного знеструмлення з боку енергосистеми (аварія на підстанції 110/10 кВ або пошкодження КЛ-1). Секційний вимикач 10 кВ залишається увімкненим, ЛДЕ переходить в режим регулювання частоти та напруги ( $V/f$  control).

Баланс потужності (зимовий максимум):

- споживання заводу:  $P_p = 7672$  кВт;
- генерація (2 турбіни):  $P_{ген} = 8000$  кВт;
- резерв:  $\Delta P = +328$  кВт.

Оскільки  $P_{ген} > P_p$ , перехід в острівний режим відбувається без відключення споживачів. Система АРЧ турбін зменшує подачу пари, знижуючи потужність до рівня споживання 7672 кВт. Рівень напруги на шинах ЗРУ 10 кВ підтримується АРЗ генераторів на заданому рівні (наприклад, 11 кВ).

Найбільш важким для «острова» є пуск потужних двигунів 0,4 кВ. Критичним вузлом є ТП-6 (цех екстракції), де при пуску двигуна потужністю 250 кВт  $I_{п} = (6-7)I_{ном}$  виникає провал напруги. Завдяки малому електричному віддаленню генераторів від навантаження (довжина ліній  $< 0,5$  км) та швидкодії безщіткових систем збудження, провал напруги не перевищує 15-20%, що забезпечує успішний самозапуск відповідальних механізмів.

### 3.4.2. Аварійне відключення одного генератора (критерій N-1)

Розглянемо ситуацію, коли завод працює в ізольованому режимі (або живиться від мережі), і стається аварійна зупинка однієї турбіни (втрата 4 МВт).

Баланс (зимовий максимум) Потреба: 7672 кВт. Залишкова генерація: 4000 кВт. Дефіцит: 3672 кВт. Алгоритм дії автоматики (САВН): Якщо є зв'язок з системою: дефіцит миттєво покривається перетоком з КЛ-1. Кабель ААБл-3х120 має пропускну здатність 5800 кВА, що достатньо для покриття дефіциту. Перерви в живленні немає. Якщо завод в «острові»: Виникає лавиноподібне зниження частоти. Для порятунку станції діє система автоматичного частотного розвантаження (АЧР).

- черга №1 (миттєва) – відключення неперіоритетних навантажень (ТП-1, ТП-2, ТП-4). Сумарне навантаження, що скидається:  $\approx 3400$  кВт.

Залишкове навантаження: ТП-3 (Котельня) + ТП-5, ТП-6 (Екстракція) 4200 кВт. Турбіна, що залишилася (4 МВт), працює з перевантаженням 5% (допустимо протягом 15-20 хв), забезпечуючи живлення критичних технологічних процесів та безаварійну зупинку заводу.

### 3.4.3. Оцінка надійності схеми (втрати напруги)

У післяаварійному режимі (живлення по одній лінії або від одного джерела) перевіряється рівень напруги у найвіддаленішому вузлі (ТП-6). При живленні від одного генератора (Вузол 1) через Магістраль №3 (Вузол 1 → 5 → 6):

- сумарний опір ділянки  $R_{\Sigma} = 0,0886 + 0,0497 = 0,138$  Ом.

- навантаження (екстракція, гідратація):  $S = 2700$  кВА.

Втрата напруги:

$$\Delta U \approx \frac{2000 \cdot 0,138 + 1800 \cdot 0,028}{10500} \cdot 10^3 \approx 30 \text{ В.}$$

Навіть в аварійному режимі падіння напруги у внутрішній мережі не перевищує 0,5%, що гарантує якісне електропостачання споживачів.

Отже, система здатна працювати в острівному режимі, повністю забезпечуючи потреби заводу за рахунок власної генерації (8 МВт > 7,67 МВт). Виконання критерію N-1 забезпечується при втраті одного генератора система автоматики зберігає живлення критично важливих цехів (котельня, цех екстракції), відключаючи другорядні навантаження.

### 3.5 Оцінка впливу генераторів на рівні струмів короткого замикання

Інтеграція локального джерела енергії (ЛДЕ) змінює топологію мережі з радіальної на двосторонню, що неминуче призводить до збільшення струмів короткого замикання (КЗ). У даному підрозділі виконується перевірка комутаційного обладнання та кабельних ліній на стійкість до підвищених струмів КЗ.

#### 3.5.1. Вихідні дані та розрахункова схема

Розрахункова схема включає джерело живлення (енергосистему), живлячу кабельну лінію та власні генератори.

Енергосистема (зовнішня мережа). Згідно з вихідними даними, значення періодичної складової надперехідного струму КЗ на шинах 10 кВ при живленні від енергосистеми прийнято рівним  $I_m = 10,5$  кА. Тоді опір системи складе

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}I_c''} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \approx 0,577 \text{ Ом.}$$

Локальне джерело енергії (турбогенератори). До шин підключено два турбогенератори потужністю 4 МВт кожен. Повна потужність генератора:  $S_{ген} = P / \cos \varphi = 4 / 0,8 = 5,0$  МВА.

Номінальний струм генератора:

$$I_{г.ном} = \frac{S_{ген}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \approx 0,275 \text{ А.}$$

Надперехідний індуктивний опір (за каталогом Siemens/MAN):  
 $x_d'' \approx 14\% = 0,14$  в.о. Надперехідний струм одного генератора:

$$I_{\text{ген}}'' = \frac{I_{\text{Г.НОМ}}}{x_d''} = \frac{0,275}{0,14} \approx 1,96 \text{ кА.}$$

Сумарний струм від двох генераторів:  $I_{\text{ген}\Sigma} = 2 \cdot 1,96 \approx 3,92 \text{ кА.}$

### 3.5.2. Розрахунок сумарного струму КЗ

При трифазному КЗ на шинах ЗРУ 10 кВ струми від системи та від генераторів підсумовуються. Ударний коефіцієнт приймаємо  $k_{\text{уд}} = 1,8$ .

Визначаємо сумарний опір кола від джерела енергосистеми до шин ЗРУ-10 кВ заводу:

$$R_{\Sigma} = R_c + R_{\text{кл-1}} = 0 + 0,194 = 0,194 \text{ Ом};$$

$$X_{\Sigma} = X_c + X_{\text{кл-1}} = 0,577 + 0,065 = 0,642 \text{ Ом};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{0,194^2 + 0,642^2} = 0,671 \text{ Ом.}$$

Складова струму КЗ від енергосистеми на шинах заводу:

$$I_c'' = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,671} = 9,0 \text{ кА.}$$

Сумарний періодичний струм  $I_{\Sigma}''$ :

$$I_{\Sigma}'' = I_c'' + I_{\text{Г}} = 9,0 + 3,92 = 12,92 \text{ кА.}$$

Ударний струм  $i_{уд}$  :

$$i_{уд} = \sqrt{2}I_{\Sigma}'' \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 12,95 \cdot 1,8 \approx 34,8 \text{ кА}.$$

Вплив ЛДЕ збільшує струм КЗ на 37%.

### 3.5.3. Перевірка обладнання на стійкість

У ЗРУ-10 кВ встановлено вакуумні вимикачі типу ВР1-10-20/630. Умова перевірки:

$$I_{\Sigma}'' \leq I_{\text{відкл.ном}} ;$$

$$12,92 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

Вимикачі проходять перевірку за вимикаючою здатністю. Заміна комутаційних апаратів у ЗРУ-10 кВ не потрібна.

### 3.5.4. Перевірка кабельних ліній на термічну стійкість

Збільшення струму КЗ створює загрозу перегріву кабелів, що відходять від шин ЗРУ. Перевірці підлягає кабель ААБл-(3×70). У існуючій системі РЗА заводу використовуються мікропроцесорні захисти, налаштовані на ступінь селективності до 0,15–0,2 с. Прийемо сумарний час відключення вакуумного вимикача  $t_{\text{відкл}} = 0,15$  с, тоді мінімальний переріз кабелю за умовою термічної міцності становитиме

$$F_{\text{min}} = \frac{I_{\Sigma}'' \sqrt{t_{\text{відкл}}}}{C} = \frac{12950 \cdot \sqrt{0,15}}{90} \approx 56 \text{ мм}^2,$$

де  $C$  – термічний коефіцієнт для кабелів з алюмінієвими жилами та паперовою ізоляцією 90;

$t_{\text{відкл}}$  – повний час відключення струму КЗ, с.

Отже, кабельні ліній, що знаходяться експлуатації умові термічної міцності задовольняють.

### 3.6 Рекомендації щодо керування режимами роботи активної системи розподілу

На основі результатів математичного моделювання усталених, аварійних та післяаварійних режимів роботи системи електропостачання з власним генеруючим джерелом, розроблено технічні рекомендації, що спрямовані на забезпечення надійності, живучості та безпеки експлуатації електрообладнання.

1. Керування рівнями напруги та реактивною потужністю. Розрахунки показали, що в режимі мінімальних навантажень із видачею надлишків потужності в енергосистему напруга на шинах 10 кВ підвищується. Для утримання напруги в допустимому діапазоні (до 12 кВ) та мінімізації втрат рекомендовано: підтримувати коефіцієнт потужності генераторів у діапазоні  $\cos\varphi = 0,85-0,90$  (індуктивний характер). Це дозволить компенсувати реактивне споживання АД заводу безпосередньо на шинах 10 кВ, розвантаживши живлячу лінію КЛ-1. У режимі ізольованої роботи («острів») роботу системи АРЗ генераторів переводити в режим підтримки постійної напруги ( $U = \text{const}$ ), встановивши уставку на рівні 10,5-11,0 кВ, що є оптимальним для пуску потужних електродвигунів.

2. Налаштування РЗА. У зв'язку зі зростанням струмів короткого замикання на шинах 10 кВ до 12,95 кА при паралельній роботі з системою, для забезпечення термічної стійкості кабельних ліній необхідно: на ввідних та секційних вимикачах, а також на лініях, що відходять до цехових ТП, застосовувати мікропроцесорні термінали захисту, а для кабельних ліній перерізом  $3 \times 70$  мм<sup>2</sup> налаштування струмової відсічки без витримки часу. Час ліквідації КЗ не повинен перевищувати 0,15 с. Це гарантує збереження цілісності ізоляції кабелів при близьких КЗ.

3. Алгоритм забезпечення живучості. Для забезпечення безперебійного живлення критичних споживачів при аварійному переході в автономний режим (ізольована робота) або при втраті одного з генераторів (критерій N-1) рекомендується впровадити автоматику спеціального розвантаження

(АЧР/САВН) з наступною пріоритетністю: 1-ша черга (миттєве відключення): При зниженні частоти нижче 49,0 Гц або фіксації відключення вводу при дефіциті генерації – автоматично відключати вимикачі ліній «Магістраль №1» (ТП-1, ТП-2) і «Магістраль №2» (ТП-4). Це дозволить скинути близько 3,4 МВт неперіоритетного навантаження (елеватор, підготовка, допоміжні цехи). Захищена група (Живлення зберігається): Генерація, що залишилася (мінімум 4 МВт), спрямовується на живлення ТП-3 (Котельня) та ТП-5, ТП-6 (Цехи екстракції та гідратації). Такий алгоритм запобігає повному погашенню станції та забезпечує техногенну безпеку вибухонебезпечного виробництва.

4. Режим нейтралі та заземлення. При роботі в автономному режимі мережа 10 кВ втрачає зв'язок із заземленням через резистор на стороні підстанції енергосистеми. Для запобігання перенапругам при однофазних замиканнях на землю (ОЗЗ) в локальній мережі рекомендується встановити в нейтралі статорних обмоток генераторів високоомні резистори. Це забезпечить селективну роботу захистів від ОЗЗ та зменшить ризик переходу однофазного замикання у міжфазне.

5. Зменшення впливу пускових струмів. Для забезпечення стійкості генераторів при пуску потужних двигунів (зокрема, насосів цеху екстракції потужністю 250 кВт) в режимі ізолюваної роботи рекомендується: оснастити приводи найбільш потужних механізмів пристроями плавного пуску (Soft Starters) або частотними перетворювачами. Це дозволить обмежити пускові струми до рівня  $(2-2,5)I_{ном}$ , уникнути глибоких просадок напруги та хибного спрацювання захистів генераторів. Впровадити організаційне блокування одночасного пуску кількох потужних двигунів при роботі від власної генерації.

6. Синхронізація та відновлення паралельної роботи. Для безаварійного повернення з острівного режиму до нормальної схеми живлення від енергосистеми необхідно передбачити встановлення колонок автоматичної синхронізації на секційному вимикачі 10 кВ та ввідних вимикачах. Система повинна контролювати різницю напруг ( $\Delta U$ ), частот ( $\Delta f$ ) та кутів зсуву фаз ( $\Delta \delta$ ) і

дозволяти вмикання лише при виконанні умов точної синхронізації, щоб уникнути ударних електромагнітних моментів на валу турбоагрегатів.

7. Моніторинг та диспетчеризація. Для ефективного керування активною системою розподілу рекомендується інтеграція локальної системи керування генераторами (PMS – Power Management System) із загальнозаводською системою SCADA. Це забезпечить централізований контроль потоків активної та реактивної потужності в режимі реального часу, автоматичне архівування аварійних подій та можливість дистанційного керування комутаційними апаратами для швидкої реконфігурації мережі.

### 3.7 Висновки до розділу

1. Сформовано детальну розрахункову модель системи внутрішнього електропостачання заводу. Визначено топологію мережі, що складається з трьох наскрізних магістралей, та розраховано електричні параметри ( $R$ ,  $X$ ) елементів схеми заміщення. Зафіксовані значення вузлових навантажень відповідають режиму виробничого максимуму, що дозволяє виконувати перевірку пропускну здатності мережі та рівнів напруги за найтяжчих умов експлуатації.

3.2. Визначено, що існуюча схема зовнішнього електропостачання заводу має запас пропускну здатності понад 40% і забезпечує роботу в післяаварійному режимі без обмеження споживачів. Внутрішні магістралі, виконані кабелями ААБл-(3×70) працюють у номінальному режимі без перевантажень. Рівень напруги на шинах споживачів у режимі максимуму становить 10,90-10,93 кВ, що є оптимальним показником і свідчить про "жорстку" мережу з малими втратами напруги.

3.3. Встановлено, що інтеграція двох ЛДЕ сумарною потужністю 8 МВт не призводить до порушення нормальних режимів роботи мережі. Навіть у найбільш несприятливому режимі (літній мінімум навантаження з максимальним експортом потужності) рівень напруги на шинах заводу становить 10,6 кВ, що гарантує безпечну експлуатацію електрообладнання. Малий опір кабельної

мережі забезпечує "жорсткість" напруги: вплив генерації на зміну напруги не перевищує 0,7%.

3.4. Результати моделювання підтверджують високу живучість запропонованої схеми. Система здатна працювати в острівному режимі, повністю забезпечуючи потреби заводу за рахунок власної генерації, також забезпечується виконання критерію N-1 – при втраті одного генератора система автоматики зберігає живлення критично важливих цехів, відключаючи другорядні навантаження. Параметри кабельної мережі забезпечують жорсткість напруги навіть при пускових струмах в автономному режимі.

3.5. Визначено, що підключення двох турбогенераторів сумарною потужністю 8 МВт призводить до зростання струмів короткого замикання на шині 10 кВ до 12,95 кА. Встановлені вакуумні вимикачі ВВР1-10-20/630 не потребують заміни. Термічна стійкість кабельних магістралей також забезпечується завдяки застосуванню мікропроцесорних пристроїв РЗА.

3.6. Розроблено рекомендації, які дозволяють безпечно інтегрувати локальне джерело енергії потужністю 8 МВт у існуючу заводу. Впровадження запропонованих алгоритмів керування збудженням, налаштування мікропроцесорних захистів на час спрацювання  $t < 0,15$  с та реалізація автоматики частотного розвантаження дозволяють компенсувати негативні фактори та забезпечують живучість системи електропостачання в аварійних режимах.

## РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів при переробці олійних культур

Технологічний процес переробки олійних культур методом екстракції супроводжується наявністю ряду факторів, що створюють загрозу для персоналу та безаварійної роботи електрообладнання (рис. 4.1). Специфікою виробництва є поєднання пожежо- вибухонебезпечного середовища з необхідністю експлуатації потужних електроустановок.

Основним джерелом небезпеки є наявність у повітрі робочої зони парів розчинника (гексану) та органічного пилу (зернового, шротового). При їх змішуванні з повітрям утворюються вибухонебезпечні суміші. Відповідно до ПУЕ [37], приміщення екстракційного цеху належать до вибухонебезпечних зон (клас В-Іа). Це накладає жорсткі вимоги до електроустаткування: будь-яке



Рис. 4.1 – Схема класифікації небезпечних виробничих факторів

іскріння контактів, перегрів кабелів або розряд статичної електрики може стати ініціатором вибуху. Особливу увагу слід приділяти статичній електриці, яка накопичується при транспортуванні шроту та переміщенні рідин трубопроводами.

Електрична небезпека обумовлена використанням у вологому та струмопровідному середовищі обладнання, що живиться від трифазної мережі змінного струму напругою 380 В. Ризик ураження електричним струмом виникає як при прямому дотику до струмоведучих частин (у разі порушення цілісності оболонок, шаф керування), так і при непрямому дотику (поява напруги на корпусах двигунів чи металоконструкціях внаслідок пробоя ізоляції) [39]. Додатковим фактором ризику є можливість виникнення напруги кроку при замиканні фази на землю.

Згідно ПУЕ [37], виробничі приміщення екстракційного цеху та елеватора відносяться до категорії «особливо небезпечних». Це зумовлено наявністю одночасно двох і більше умов підвищеної небезпеки:

- струмопровідний пил. Органічний пил осідаючи на електрообладнанні під дією вологи може переходити в провідний стан. Це створює ризик перекриття ізоляції, виникнення коротких замикань та переходу напруги на неструмоведучі частини обладнання;

- струмопровідна підлога. Металеві майданчики обслуговування, ґратчасті настили, а також залізобетонні підлоги (особливо у разі зволоження або забруднення хімічними речовинами) мають низький перехідний опір контакту з землею. Це значно збільшує силу струму, що проходить через людину у випадку дотику до фази;

- хімічно активне середовище. Пари розчинників та агресивні домішки у повітрі спричиняють пришвидшене старіння та руйнування ізоляції кабелів і електроапаратів, знижуючи її діелектричні властивості.

Мікроклімат також є одним з чинників, що впливає на тяжкість наслідків ураження струмом. Робота в умовах підвищеної температури призводить до різкого зниження електричного опору шкіри людини. Якщо у нормальних

умовах розрахунковий опір тіла людини приймається рівним 1000 Ом, то у вологому та жаркому середовищі він може знижуватися до 300-500 Ом. Згідно із законом Ома, при незмінній напрузі дотику це призводить до зростання струму через тіло до смертельно небезпечних значень навіть при напрузі, яка в звичайних умовах вважалася б безпечною.

Додатковим специфічним фактором є природа виникнення статичної електрики в даному технологічному процесі [40]. Рослинна олія та гексан – це діелектрики. При перекачуванні їх по трубопроводах, а також при вільному падінні струменя рідини, відбувається інтенсивна електризація (потенціал може досягати десятків кіловольт). Оскільки середовище вибухонебезпечне, навіть мікророзряд енергією в декілька міліджоулів здатен ініціювати вибух. Це вимагає від інженера-електрика проектування не лише захисного заземлення (для захисту людей), а й спеціалізованих контурів заземлення для зняття статичного заряду з технологічного обладнання, трубопроводів та ємностей.

До супутніх шкідливих факторів належать підвищений рівень шуму та вібрації, що генеруються електродвигунами, компресорами та вентиляційними установками [39, 40]. Також присутні механічні загрози від рухомих частин машин (конвеєрів, насосів) та підвищена температура поверхонь сушильного обладнання.

## **4.2 Заходи безпеки по усуненню небезпечних і шкідливих виробничих факторів**

Для забезпечення безпечних умов праці та мінімізації впливу шкідливих факторів на персонал виробництва розроблено комплекс технічних та організаційних заходів.

### **4.2.1. Організаційні заходи безпеки**

Безпека експлуатації електрогосподарства забезпечується чітким дотриманням організаційних вимог згідно з НПАОП 40.1-1.21-98 [38].

На заводі наказом призначається особа, відповідальна за електрогосподарство. Електротехнічний персонал проходить обов'язкове медичне обстеження, навчання та перевірку знань з присвоєнням кваліфікаційної групи з електробезпеки:

- III група – для самостійної роботи в установках до 1000 В;
- IV-V група – для інженерно-технічного персоналу та керівників робіт.

Усі роботи в діючих електроустановках проводяться:

- за нарядом-допуском: роботи, що вимагають зняття напруги, встановлення заземлень, роботи на висоті або у вибухонебезпечних зонах;
- за розпорядженням: короточасні та невеликі за обсягом роботи;
- у порядку поточної експлуатації: перелік таких робіт затверджується головним інженером (заміна ламп, протирання корпусів, огляд щитів).

#### 4.2.2. Технічні заходи електробезпеки

Безпечна експлуатація електроустановок забезпечується реалізацією комплексу технічних заходів захисту, регламентованих ПУЕ. До основних заходів належать: захисне заземлення, автоматичне вимикання живлення, захисне відключення (використання ПЗВ), електричне розділення мереж, контроль стану ізоляції струмоведучих частин, а також виконання системи зрівнювання потенціалів.

Перед початком робіт із зняттям напруги виконуються технічні заходи:

- вимкнення комутаційних апаратів (створення видимого розриву);
- вивішування заборонних плакатів («Не вмикати! Працюють люди»);
- перевірка відсутності напруги покажчиком напруги;
- встановлення переносного заземлення (за необхідності);
- огороження робочого місця.

У вибухонебезпечних цехах (наприклад, цех екстракції) застосовується комбінована систему заземлення TN-C-S, яка реалізується наступним чином:

- зовнішні мережі та безпечні приміщення (TN-C): живлення від трансформаторної підстанції до ввідно-розподільної установки (ВРУ) цеху

здійснюється кабелем з алюмінієвими жилами. У цій частині мережі функцію нульового робочого та нульового захисного провідників виконує один суміщений провідник PEN.

- вибухонебезпечні зони цеху (TN-S): відповідно до ПУЕ [37], у вибухонебезпечних зонах будь-якого класу використання PEN-провідника заборонено через небезпеку іскріння контактів та виникнення потенціалу на корпусах обладнання при протіканні робочих струмів. Тому у ВРУ (розміщеному в електрощитовому приміщенні з нормальним середовищем) виконано розділення PEN-провідника на нульовий робочий провідник (N, блакитного кольору) і нульовий захисний провідник (PE, жовто-зеленого кольору). Подальша розводка до електродвигунів технологічного обладнання (насоси, вентилятори, конвеєри) у межах цеху виконується 5-жильними кабелями з мідними жилами. Повторне об'єднання N та PE провідників після точки розділення не допускається.

Така схема забезпечує надійне спрацювання апаратів захисту при однофазних замиканнях на корпус та дозволяє використання пристроїв захисного відключення (ПЗВ) для запобігання пожежам.

Для запобігання виникненню небезпечної різниці потенціалів та захисту від іскріння застосовується система зрівнювання потенціалів. Головна заземлювальна шина (ГЗШ) з'єднує між собою:

- PE-провідники живильних ліній;
- металеві труби комунікацій (водопровід, паропроводи, продуктопроводи);
- металеві конструкції будівель;
- заземлення для блискавкозахисту.

Враховуючи високу ймовірність накопичення статичного заряду при переміщенні шроту та гексану у виробничих приміщеннях передбачено:

- заземлення обладнання: усі технологічні ємності, екстрактори, дистилятори, бункери та транспортери приєднані до контуру заземлення;
- шунтування фланців: на всіх фланцевих з'єднаннях трубопроводів встановлені мідні шунтуючі перемички для забезпечення безперервного

електричного кола. У місцях контактів використовуються залужені зубчасті шайби для покращення перехідного опору;

- антистатичні домішки: використання струмопровідних матеріалів для покриття підлоги та конвеєрних стрічок;

- встановлення ПЗВ дозволяє створити додатковий захист персоналу від прямого дотику, а також запобігти пожежам внаслідок витоків струму;

- влаштування зовнішньої системи блискавкозахисту для захисту від прямих ударів блискавки, а також встановлення ПЗП (пристроїв захисту від імпульсних перенапруг) у щитах для захисту електронної апаратури від вторинних проявів блискавки.

Для запобігання утворенню вибухонебезпечних концентрацій передбачено:

- автоматичний контроль концентрації парів розчинника (гексану) газоаналізаторами, при досягненні 20% від нижньої межі вибуховості автоматично вмикається аварійна вентиляція та подається звуковий сигнал;

- герметизація обладнання та організація аспірації запиленого повітря з подальшим очищенням у циклонах та рукавних фільтрах.

На заводі основними джерелами шуму є електродвигуни, вентилятори та дробарки. Для зниження рівнів звукового тиску до санітарних норм (80 дБА) впроваджено наступні заходи:

- балансування роторів;

- розміщення найбільш шумного обладнання (компресорів, вакуум-насосів) в окремих приміщеннях зі звукоізолюючими дверима та перегородками;

- встановлення вентиляторів та насосів на віброопори або пружинні амортизатори,

- з'єднання повітропроводів з вентиляторами через гнучкі вставки для запобігання передачі вібрації на конструкції будівлі.

У випадках, коли технічні засоби не можуть повністю усунути шкідливі фактори, персонал забезпечується ЗІЗ:

- діелектричні рукавички, килимки, ізолюючі штанги та покажчики напруги, діелектричний інструмент;

- костюми з антистатичної тканини, що не накопичує заряд, спецвзуття з підошвою, стійкою до мастил та ковзання.

- протишумові навушники (для зон з рівнем шуму >80 дБА) та респіратори при роботах в умовах запиленості.

Регулярно проводяться профілактичні випробування ізоляції кабелів (опір не менше 0,5 МОм) та перевірка спрацювання захисної апаратури, що фіксується у відповідних журналах.

### 4.3 Розрахунок заземлюючого пристрою ТП 10/0,4 кВ

Заземлювальний пристрій виконується виносним, оскільки ЗРУ 10 кВ розташована у приміщенні корпусу №1. Розміщення вертикальних електродів передбачено в один ряд. У якості вертикальних заземлювачів прийнято сталеві стрижні діаметром 16 мм та довжиною 2,2 м. З'єднання вертикальних електродів з горизонтальним заземлювачем (сталевою смугою) виконується методом зварювання. Розрахункова модель ґрунту прийнята двошаровою (див. рис. 4.2). Біля корпусу №1 є природній заземлювач, опір якого складає  $R_{\Pi} = 18$  Ом.

Відповідно до нормативних вимог [37], опір заземлювального пристрою для електроустановок напругою до 1000 В не повинен перевищувати 4 Ом. Виходячи з цього, розрахунковий опір приймаємо рівним  $R_3 = 4$  Ом.

Опір штучного заземлювача

$$R_i = \frac{R_3 \cdot R_{\Pi}}{R_{\Pi} - R_3} = \frac{4 \cdot 16}{16 - 4} = 5,33 \text{ Ом.}$$

Розрахункові питомі опори ґрунту, з урахуванням підвищуючих коефіцієнтів, для вертикальних і горизонтальних заземлювачів становлять:

$$\rho_{p,r} = \rho_{\Pi} \cdot K_{\Pi,r} = 100 \cdot 1,8 = 180 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$\rho_{p,v} = \rho_{\Pi} \cdot K_{\Pi,v} = 500 \cdot 1,3 = 650 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

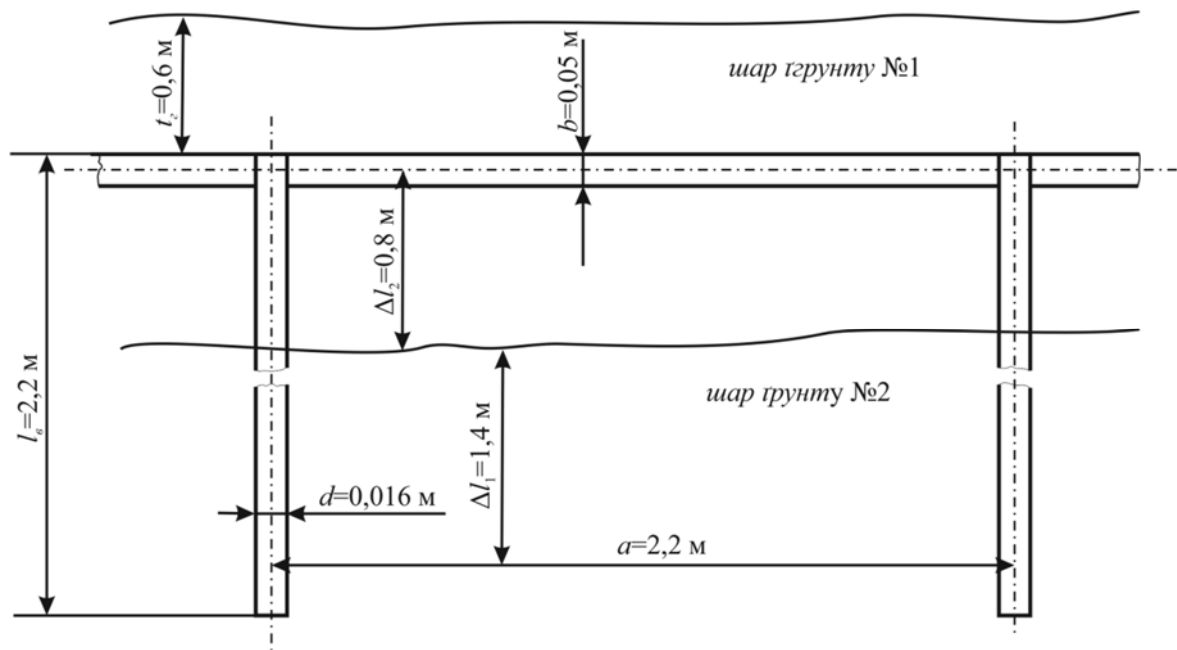


Рис. 4.2. Розрахункова схема контуру заземлення у двошаровій землі

Розрахункове значення еквівалентного питомого опору двошарової моделі ґрунту для вертикального заземлювача:

$$\rho_{\text{р.в.е}} = \frac{l}{\frac{\Delta l_1}{\rho_{\text{р.г}}} + \frac{\Delta l_2}{\rho_{\text{р.в}}}} = \frac{2,2}{\frac{0,8}{500} + \frac{1,4}{100}} = 141 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

Опір розтіканню струму одного вертикального електрода:

$$R_{\text{в.о}} = \frac{\rho_{\text{р.в.е}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[ \ln \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \ln \frac{4t_1 + l}{4t_1 - l} \right] =$$

$$= \frac{141}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,2} \left[ \ln \frac{2 \cdot 2,2}{16 \cdot 10^{-3}} + 0,5 \ln \frac{4 \cdot 1,7 + 2,2}{4 \cdot 1,7 - 2,2} \right] = 60,76 \text{ Ом},$$

де  $t_1$  – глибина закладання середини вертикального електрода

$$t_1 = t_r + 0,5 \cdot l = 0,6 + 0,5 \cdot 2,2 = 1,7 \text{ м.}$$

Орієнтовне число вертикальних електродів за коефіцієнта використання  $K_{i.B} = 0,68$

$$N' = \frac{R_{B.o}}{K_{i.B} \cdot R_i} = \frac{60,8}{0,68 \cdot 5,3} = 16,7 \text{ шт.}$$

Розрахунковий опір розтіканню горизонтальних заземлювачів за коефіцієнта використання  $K_{i.r} = 0,65$

$$R_r = \frac{\rho_{p.r}}{2\pi \cdot l_r \cdot K_{i.r}} \cdot \ln \left[ \frac{2l_r^2}{b \cdot t_r} \right] = \frac{180}{2 \cdot 3,14 \cdot 40 \cdot 0,65} \cdot \ln \left[ \frac{2 \cdot 40^2}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6} \right] = 15,3 \text{ Ом.}$$

Уточнене значення необхідного опору вертикальних електродів

$$R_B = \frac{R_r \cdot R_i}{R_r - R_i} = \frac{15,3 \cdot 5,3}{15,3 - 5,3} = 8,2 \text{ Ом.}$$

Остаточне число вертикальних електродів при  $K_{i.B.e} = 0,65$

$$N_B = \frac{R_{B.o}}{K_{i.B.e} \cdot R_B} = \frac{60,76}{0,65 \cdot 8,2} = 11,4 \approx 12 \text{ шт.}$$

Опір вертикальних електродів (остаточно)

$$R_B = \frac{R_{B.o}}{K_{i.B} \cdot N} = \frac{60,8}{0,65 \cdot 12} = 7,8 \text{ Ом.}$$

Остаточний опір заземлюючого пристрою

$$R_3 = \frac{1}{\frac{1}{R_B} + \frac{1}{R_r} + \frac{1}{R_{II}}} = \frac{1}{\frac{1}{7,8} + \frac{1}{15,3} + \frac{1}{16}} = 3,9 \text{ Ом.}$$

## Перевірка

$$3,903 < 4,0 \text{ Ом.}$$

### 4.4 Висновки до розділу

1. Встановлено, що основними небезпечними та шкідливими виробничими факторами на заводі є: ризик ураження електричним струмом в умовах підвищеної вологості та струмопровідного пилу, накопичення зарядів статичної електрики на технологічному обладнанні, підвищений рівень шуму та вібрації, висока ймовірність виникнення вибухо-пожежонебезпечних сумішей парів гексану та органічного пилу з повітрям.

2. Обґрунтовано, що безпечна експлуатація електроустановок заводу досягається шляхом реалізації комплексу організаційних і технічних захисних заходів, зокрема: виконанням робіт за нарядом-допуском, розпорядженням і в порядку поточної експлуатації, влаштуванням заземлювальних пристроїв, застосуванням у вибухонебезпечних зонах системи заземлення TN-C-S з розділенням PEN-провідника, виконанням системи зрівнювання потенціалів, а також використанням систем автоматичного контролю вибухонебезпечних сумішей, застосуванням персоналом ЗІЗ, проведенням періодичного навчання та перевірки знань з електробезпеки.

3. Розрахунками підтверджено, що виносний заземлювальний пристрій, який складається з вертикальних стрижневих електродів діаметром 16 мм та горизонтальної з'єднувальної смуги довжиною 40 м, забезпечує опір розтіканню струму, що не перевищує нормативного значення 4 Ом.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Кваліфікаційна робота присвячена вирішенню актуальної науково-практичної проблеми забезпечення енергетичної автономності та техногенної безпеки підприємств з переробки олійних культур в умовах нестабільності централізованого електропостачання.

Головні результати роботи полягають у наступному:

1. Встановлено, що критичні проблеми надійності електропостачання та дефіциту потужності в сучасних умовах неможливо ефективно вирішити в рамках традиційної пасивної архітектури розподільчих мереж, а їх подолання можливе лише шляхом впровадження концепції Smart Grid з інтеграцією локальних джерел енергії, що може забезпечити енергетичну автономність підприємств та безпеку технологічних процесів.

2. Обґрунтовано, що найбільш доцільним методом для визначення потужності джерела підприємства з переробки олійних культур є аналітичний метод оптимізації за критерієм мінімуму зведених витрат, який, на відміну від евристичних підходів, дозволяє отримати точне інженерне рішення з урахуванням дискретності параметрів обладнання та ресурсних обмежень палива.

3. Розроблено математичну модель та алгоритм комплексного оцінювання ефективності впровадження ЛДЕ, які враховують дискретність технічних характеристик наявного на ринку обладнання, нелінійний характер витрат у кабельній мережі та вартість ризиків аварійних перерв. Обґрунтовано доцільність застосування методу перебору варіантів для розв'язання сформульованої оптимізаційної задачі, що дозволяє уникнути проблем диференціювання розривних функцій та знайти глобальний мінімум приведених витрат.

4. На основі техніко-економічного аналізу доведено неефективність використання природного газу для власної генерації в сучасних ринкових умовах та обґрунтовано вибір біомаси як основного палива. Визначено оптимальну конфігурацію енергоцентру у складі двох турбоагрегатів Siemens SST-110 потужністю 4 МВт кожен, що забезпечує мінімізацію приведених витрат завдяки

відсутності збитків від недоданої електроенергії та можливості ефективного резервування потужності під час планових ремонтів.

5. За результатами математичного моделювання режимів роботи активної системи розподілу підтверджено технічну можливість інтеграції локального джерела енергії потужністю 8 МВт у існуючу інфраструктуру олійно-екстракційного заводу. Встановлено, що параметри розподільної мережі забезпечують необхідну «жорсткість» напруги (робочий діапазон 10,6–10,93 кВ) і достатню пропускну здатність як у режимах максимального споживання, так і при експорті електроенергії, що дозволяє реалізувати проект без реконструкції силової частини розподільчої мережі.

6. Доведено високу живучість запропонованої схеми електропостачання, яка здатна забезпечити безперебійне живлення відповідальних споживачів в ізольованому режимі та при виконанні критерію N-1. Визначено, що підвищення рівня струмів короткого замикання до 12,95 кА внаслідок роботи генераторів є допустимим для встановленого комутаційного обладнання, але вимагає застосування швидкодіючих мікропроцесорних захистів для гарантування термічної стійкості кабельних ліній.

7. На основі аналізу виробничих умов встановлено, що основними факторами небезпеки на заводі є ризик ураження електричним струмом і можливість утворення вибухонебезпечних сумішей парів гексану. Для забезпечення безпечної експлуатації електроустановок обґрунтовано впровадження комплексної системи захисту, що включає використання на системи заземлення TN-C-S (у мережі 0,4 кВ), зрівнювання потенціалів та автоматичний контроль загазованості приміщень, застосуванням персоналом ЗІЗ, проведенням періодичного навчання та перевірки знань з електробезпеки.

8. Інженерними розрахунками підтверджено ефективність запропонованого виносного заземлювального пристрою. Конструктивне виконання у вигляді вертикальних електродів та горизонтальної смуги довжиною 40 м забезпечує опір розтіканню струму  $R_z < 4$  Ом, що повністю відповідає нормативним вимогам ПУЕ для електроустановок напругою до 1 кВ.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ekanayake J., Liyanage K., Wu J. Smart Grid: Technology and Applications. John Wiley & Sons, 2012. – 320 p.

2. IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads, in IEEE Std 2011-2030, vol., no., pp. 1-126, 10 Sept. 2011, doi: 10.1109/IEEESTD.2011.6018239.

3. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими / Базюк Т. М. та ін.; за заг. ред. акад. НАН України О. В. Кириленка; НАН України, Ін-т електродинаміки. – Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 399 с.

4. Jenkins N., Ekanayake J. B., Strbac G. Distributed Generation. – IET Renewable Energy Series, 2010. – 296 p.

5. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України. Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. Ч. 1. – К.:ІЕД НАН України, 2011. С. 5–20.

6. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження розподіленої генерації в електричних мережах. Технічна електродинаміка, 2011. – № 1. – С. 46–53.

7. CIGRE Working Group C6.11. Development and Operation of Active Distribution Networks. Technical Brochure 457. – 2011.

8. Gopiya Naik S., Khatod D.K., Sharma M.P. Distributed Generation Impact on Distribution Networks: A Review. International Journal of Electrical and Electronics Engineering (IJEEE). – 2012. – Vol. 2, Issue 1. – pp. 68-72

9. Nguyen, P. H., Kling W. L, Myrzik J. M. A Power Flow Management in Active Networks. IEEE Bucharest PowerTech Conference. – 2009. – pp. 1-6.

10. Jahromi M. E., Ehsan M., Meyabadi A., Niknam T. An Interactive Fuzzy Multi-Objective Approach for Short Term DG Planning. International Journal of

Innovative Computing, Information and Control. – 2012. – Vol. 8, Number 6. – pp. 4157-4175.

11. Mahat P., Naresh A. N. Mithulananthan An Analytical Approach for DG Allocation in Primary Distribution Network. *Electrical Power and Energy Systems*. – 2006. – 28. – pp. 669-678.

12. Kansal S., Sai B.B.R., Tyagi B. Kumar. V. Optimal Placement of Distributed Generation in Distribution Networks. *International Journal of Engineering, Science and Technology*. – 2011. – Vol.3, No.3. – pp. 47-55

13. Gopiya Naik S., Khatod D.K., Sharma M.P. Planning and Operation of Distributed Generation in Distributed Networks. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*. – 2012. – Vol. 2, Issue 9. – pp. 381-388.

14. Kamel R. M., Kermanshahi B. Optimal Size and Location of Distributed Generations for Minimizing Power Losses in a Primary Distribution Network. *Transactions D: Computer Science & Engineering*. – 2009. – Vol. 16, No. 2. – pp. 137-144

15. Moura, A.A., Moura A. P. Newton-Raphson Decoupled Load Flow with Constant Matrices of Conductance and Susceptance. 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON). – 2010. – pp. 1- 6.

16. Nikkhajoei H. Distributed generation interface to the CERTS microgrid / H. Nikkhajoei and R.H. Lasseter. *IEEE Transactions on Power Delivery*. – 2009. – Vol. 24, Issue 3. – pp. 1598-1608.

17. Shereen Md. A. Optimal Allocation of DG Units for Radial Distribution Systems Using Genetic Algorithm . *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*. – 2012. – Vol. 1, Issue 6. – pp. 175-179.

18. Varesi K. Optimal Allocation of DG Units for Power Loss Reduction and Voltage Profile Improvement of Distribution Networks using PSO. *World Academy of Science, Engineering and Technology*. – 2011. – 60. – pp. 1938-1942.

19. Rozen, V. P., Zakladnyi A. N. Alhorytm y mnohokryteryalnaia model upravleniia rezhymom elektropotrebleniia promyshlennoho predpriiatyia v uslovyiakh ohranychenyi enerhosystem. *Енергетика та електрифікація*. – 2009. №2. – С. 41-44

20. Marler, R. T., Arora J. S. Survey of Multi-Objective Optimization Methods for Engineering. Structural and Multidisciplinary Optimization. – 2004. – no. 26. – pp. 369-395.

21. Ochoa L. F., Padilha-Feltrin A., Harrison G. P. Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index. IEEE Transactions on Power Delivery. – 2006. – vol 21, no 3. – pp. 1452-1458.

22. Optimal Location and Capacity of Multi-Distributed Generation for Loss Reduction and Voltage Profile Improvement Using Imperialist Competitive Algorithm / M. Rostamzadeh, K. Valipour, S. J. Shenava, M. Khalilpour, N. Razmjoooy. Artificial Intelligence Research. – 2012. – Vol. 1, No. 2. – pp. 56-66.

23. Ochoa L. F., Dent C. J., Harrison G.P. Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks. IEEE Transactions on Power Systems. – 2010. – Vol 25, no 1. – pp. 87-95.

24. Ochoa A., Padilha-Feltrin L. F., Harrison G. P. Evaluating distributed time-varying generation through a multiobjective index. IEEE Transactions on Power Delivery. – 2008. – vol 23, no 2. – pp. 1132- 1138.

25. Trias A. The Holomorphic Embedding Load Flow Method. IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2012. pp. 1-8.

26. Bollen, M. H., Hssan F. Integration of Distributed Generation in the Power System: John Wiley & Sons, Inc. 2011. – 507 p.

27. Dong Feng. Kostyniak Ted, Baldwin Lam. Dealing with Power Flow Difficulties. Siemens Power Technology. – 2012. – Issue 111. – pp. 1–3.

28. Gopiya Naik S., Khatod D. K., Sharma M. P. Optimal Allocation of Distributed Generation in Distribution System for Loss Reduction. 2012 IACSIT Coimbatore Conferences, IPCSIT. – 2012. – vol. 28. – pp. 42-46.

29. Renewable Power Generation Costs in 2021. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, 2022. ISBN 978-92-9260-452-3.

30. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 16.0. Lazard, April 2023. [Электронный ресурс].

31. Siemens Industrial Steam Turbines: The comprehensive product range from 2 to 250 MW. Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, 2020. Technical Brochure.

32. Grainger J. J., Stevenson W. D. Power System Analysis. New York: McGraw-Hill, 1994. – 816 p.
33. Хоменко О.В. Математичні задачі енергетики. Моделювання і аналіз усталених режимів роботи електричних систем: навч. посіб. К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 109 с.
34. Bollen M. H., Hassan F. Integration of Distributed Generation in the Power System. Hoboken: Wiley-IEEE Press, 2011. – 520 p.
35. Jenkins N., Ekanayake J., Strbac G. Distributed Generation. London: IET Power and Energy Series, 2010. – 304 p
36. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної (EN 50160:2022, IDT). 2023. – 32 с.
37. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
38. НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів».
39. Жидецький В. Ц. Основи охорони праці. Львів: Афіша, 2004. – 250 с.
40. Геврик Є. О. Охорона праці. К.: Ельга, Ніка-Центр, 2003. – 280 с.