

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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

**«Вплив розосередженого генерування на режими розподільних мереж в умовах переведення їх на напругу 20 кВ»**

Виконала: студентка 2-го курсу, групи ЕС-24м  
Спеціальності 141 - «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
Освітня програма «Електричні станції»

Шляхетнюк О.В.

Керівник д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« 10 »

чирчик

2025 р.

Рецензент

к.т.н. доц. О.В. Коф. ЕССЕМ

(наук.ступінь, в'язвання, назва кафедри)

« 13 »

чирчик

2025 р.

Допущено до захисту  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Комар В.О.

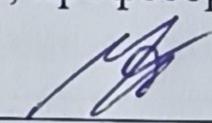
« 12 »

чирчик 2025р.

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕСС**  
д.т.н., професор Комар В.О.

  
«14» 09 2025р.

## **ЗАВДАННЯ**

### **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Шляхетнюку Олександрю Віталійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Вплив розосередженого генерування на режими розподільних мереж в умовах переведення їх на напругу 20 кВ

Керівник роботи Лежнюк Петро Дем'янович, д.т.н., професор  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджений наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025 року № 313

2. Термін подання студентом роботи « 09 » грудня 2025 року

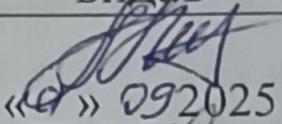
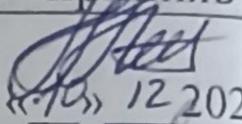
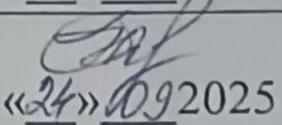
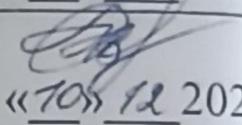
3. Вихідні дані до роботи Фрагмент схеми електричної мережі Гніванського вузла Тиврівських ЕМ АТ «Вінницяобленерго» з напругою 6 кВ. Фрагмент схеми Віньковецьких РЕМ 10 кВ АТ Хмельницькобленерго.

4. Зміст текстової частини Вступ. 1. Особливості переведення розподільних електричних мереж 6(10) кВ на напругу 20 кВ. 2. Практична реалізація розподільної мережі 20 кВ 3. Підвищення ефективності електричних мереж шляхом розбудови ВДЕ;

4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Показники ефективності мереж 6кВ, 10кВ, 20кВ; 2. Структурна схема ідеологічних напрямків впровадження мереж класу напруги 20 кВ; 3. Схема електричної мережі Гніванського вузла Тиврівських ЕМ; 4. Режимні параметри мережі різних класів напруги; 5. Фрагмент схеми Віньковецьких РЕМ; 6. Структура втрат в електричних мережах при розбудові ВДЕ; 7. Висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Лежнюк П.Д., д.т.н., професор	 «09» 09 2025	 «10» 12 2025
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 «24» 09 2025	 «10» 12 2025

7. Дата видачі завдання «01» вересня 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження теми МКР. Розроблення технічного завдання	01.09.2025	06.09.2025	вск
2	Вступ. Огляд літературних джерел	07.09.2025	12.09.2025	вск
3	Виконання аналітичної частини МКР (розділ 1 МКР)	13.09.2025	05.10.2025	вск
4	Виконання теоретичної частини МКР (розділ 2 МКР)	06.10.2025	13.10.2025	вск
5	Виконання практичної частини МКР (розділ 3 МКР)	14.10.2025	20.10.2025	вск
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	21.10.2025	27.10.2025	вск
7	Формування висновків по роботі	28.10.2025	09.11.2025	вск
8	Оформлення пояснювальної записки	10.11.2025	16.11.2025	вск
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	17.11.2025	23.11.2025	вск
10	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	24.11.2025	30.11.2025	вск
11	Опонування МКР	01.12.2025	09.12.2025	вск

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

Шляхетнюк О.В.

(прізвище та ініціали)

Лежнюк П.Д.

(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.314

Шляхетнюк Олександр Віталійович «Вплив розосередженого генерування на режими розподільних мереж в умовах переведення їх на напругу 20 кВ». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Вінниця : ВНТУ. – 2025. – 65 с. Бібліогр.: 26. Рис. : 15. Табл. :16.

У роботі розглянуто виконано аналіз закордонного досвіду впровадження електричних мереж 20 кВ. Зроблені висновки, на основі проведеного аналізу, щодо доцільності переведення електричних мереж 6 (10) кВ на напругу 20 кВ розподільних мереж України.

На основі виконання розрахункового експерименту мереж АТ «Вінницяобленерго» та АТ «Хмельницькийобленерго» показано енергоефективність виконання переведення мереж 10 кВ на напругу 20 кВ.

Проведено розрахунок ефективність при обґрунтованому впровадженні відновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі

Ключові слова: розподільні електричні мережі, відновлювані джерела енергії, енергоефективність, спад напруги, втрати потужності.

## ABSTRACT

Shlyakhetnyuk Oleksandr “The influence of distributed generation on the modes of distribution networks in the conditions of their transfer to a voltage of 20 kV”. Master's qualification work in the specialty 141 “Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics”. Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 65 p. Bibliography: 26. Fig. : 15. Tab. :16.

The paper considers and analyzes foreign experience in the implementation of 20 kV electrical networks. Conclusions are drawn, based on the analysis, regarding the feasibility of transferring 6 (10) kV electrical networks to a voltage of 20 kV of distribution networks of Ukraine.

Based on the implementation of a calculation experiment of the networks of JSC “Vinnytsiaoblenergo” and JSC “Khmelnyskyoblenergo”, the energy efficiency of transferring 10 kV networks to a voltage of 20 kV is shown.

The calculation of the efficiency of the justified introduction of renewable energy sources into distribution electricity networks has been carried out.

Keywords: distribution electricity networks, renewable energy sources, energy efficiency, voltage drop, power losses.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	5
1. ОСОБЛИВОСТІ ПЕРЕВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 6(10) КВ НА НАПРУГУ 20 КВ .....	7
1.1 Стан та особливості функціонування високовольтних розподільних мереж в енергосистемі України.....	7
1.2 Аналіз світового досвіду побудови та розвитку розподільних мереж 20 кВ .....	13
1.3 Особливості розподільних мереж напругою 20 кВ та перспективи їх розвитку.....	19
2. ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 20 КВ.....	26
2.1 Концепція розвитку розподільних мереж 20 кВ та її практична реалізація.....	26
2.2 Переведення розподільних мереж 6 кВ Тиврівського району АТ «Вінницяобленерго» на напругу 20 кВ.....	28
2.2.1 Аналіз усталеного режиму існуючої електричної мережі 6 кВ .....	32
2.2.2 Аналіз усталеного режиму розподільної електричної мережі на номінальній напрузі 10 кВ .....	34
2.2.3 Аналіз усталеного режиму розподільної електричної мережі на номінальній напрузі 20 кВ .....	38
2.2.4 Техніко-економічне порівняння варіантів реконструкції Тиврівських електричних мереж .....	39
3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ШЛЯХОМ РОЗБУДОВИ ВДЕ.....	45
3.1 Формування локальної електроенергетичної системи для фрагмента Віньковецьких РЕМ .....	45
3.2 Оцінювання впливу генерування ФЕС на ЛЕС, сформовану на основі підстанції Віньковецька.....	51

4. ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК .....	55
4.1 Постановка задачі.....	55
4.2 Організація робочого місця.....	55
4.3 Параметри мікроклімату .....	56
4.4 Освітленість .....	57
4.5 Вибір засобів пожежогасіння.....	59
ВИСНОВКИ.....	60
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	62
ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ.....	66
ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР .....	67
ДОДАТОК В РОЗРАХУНОК ПЕРІОДУ ПОВЕРНЕННЯ КАПІТАЛУ ВАРІАНТІВ РЕКОНСТРУКЦІЇ ГНІВАНСЬКОГО ВУЗЛА ТИВРІВСЬКИХ ЕМ.....	70
ДОДАТОК Д ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА .....	71

## ВСТУП

Технічний прогрес у розвинених країнах світу спонукає цивілізацію до вирішення нагальних проблем суспільства, що пов'язані з енергоносіями. Один з нових світових напрямків в електроенергетиці це формування та розвиток розумних або інтелектуальних електричних систем (Smart Grid). Основним їх завданням є підвищення енергоефективності роботи енергетичного обладнання, якості і надійності електропостачання споживачів, виходячи з нових підходів до управління та процесу передавання електроенергії на основі модернізації всієї галузі електроенергетики.

Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і районними та магістральними електричними мережами. Тому стан та функціонування розподільних електричних мереж впливають на показники надійності, якості і ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України. Протяжність електричних мереж таких класів напруги на сьогодні в Україні складає: 0,4 кВ – 449832 км; 6-10 кВ – 332568 км і має тенденцію до щорічного зростання. Саме до їх ефективності й має пряме відношення використання підвищених значень номінальних напруг в електричній мережі.

На сьогодні існує об'єктивна необхідність розв'язання задач удосконалення принципів побудови топології мереж за класами напруги та видами виконання, оптимізації режимів роботи з метою підвищення надійності, ефективності функціонування мереж та забезпечення нормативних показників якості електроенергії з урахуванням територіальних і адміністративних особливостей, інвестиційної політики, які мають забезпечити ефективне управління, модернізацію та динамічний розвиток електричних мереж з врахуванням світових тенденцій. Поставлені задачі вимагають свого розв'язання шляхом вибору оптимального напрямку розвитку розподільних електричних мереж на основі науково обґрунтованих

технічних рішень з використанням сучасних методів та технологій.

Враховуючи сьогоденні реалії в країні і те, що процес заміни морально і фізично зношеного електрообладнання в електричних мережах, який за різними оцінками складає від 40 до 80 %, відбувався досить повільно, а на сьогодні він ще й уповільнився на порядок денний постає питання перспективи розвитку розподільних мереж та ефективності їх роботи.

Зростання попиту на електроенергію визначає необхідність збільшення пропускнуєї спроможності існуючих мереж та зменшення втрат електроенергії в них як вагомих факторів ефективності функціонування.

На цей час одним з оптимальних рішень цього питання з економічної точки зору може бути комплексний підхід до реконфігурації мережі 6(10) кВ з підвищенням номінальної напруги до 20 кВ, створення центрів живлення та прокладання нових ліній електропередавання підвищеної номінальної напруги з запровадженням якісно нового рівня автоматизації мережі.

**Мета роботи:** аналіз рівня енергоефективності роботи високовольтних розподільних електричних мереж при переведенні їх з класу напруги 6(10) кВ на напругу 20 кВ.

Відповідно до вказаної мети в роботі вирішуються такі **основні задачі:**

- узагальнення світового досвіду побудови та розвитку розподільних мереж напругою 20 кВ і аналіз стану та особливостей функціонування високовольтних розподільних мереж в енергосистемі України;
- виконання аналізу ефективності переведення мереж 6(10) кВ на напругу 20 кВ шляхом проведення розрахункових експериментів;
- аналіз впливу на ефективність електричних мереж розбудови ВДЕ.

**Об’єкт дослідження:** є розподільні електричні мережі високої напруги.

**Предмет дослідження:** процеси, що відбуваються під час переведення розподільної мережі 6(10) кВ на напругу 20 кВ і будівництва в них ВДЕ.

## **1. ОСОБЛИВОСТІ ПЕРЕВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 6(10) КВ НА НАПРУГУ 20 КВ**

Особливої актуальності реалізація концепції Smart Grid набуває в задачах управління режимами розподільних електричних мереж напругою 6...35 кВ, які характеризуються зниженим рівнем автоматизації та централізації диспетчерського управління. Разом з тим у таких електричних мережах вирішення проблеми інтелектуалізації управління ускладнюється великою розмірністю системи, зниженою спостережністю системи та обмеженим набором технічних заходів адаптивного управління. Найбільш ефективними засобами адаптивного управління є пристрої РПН трансформаторів живлення, пристрої компенсації реактивної потужності, комутаційні апарати з дистанційним управлінням та інтелектуальні вакуумні вимикачі – реклоузери [1].

Зростання попиту на електроенергію визначає необхідність збільшення пропускної спроможності існуючих мереж та забезпечення їх ефективного функціонування при мінімальних значеннях втрат електричної енергії. Одним з оптимальних рішень цього питання з економічної точки зору може бути підвищення номінальної напруги існуючої розподільної мережі в сільській місцевості, створення центрів живлення та прокладання нових ліній електропередавання підвищеної номінальної напруги у великих містах.

### **1.1 Стан та особливості функціонування високовольтних розподільних мереж в енергосистемі України**

До головних проблем електроенергетики, зокрема і розподільних мереж, як однієї з ланок електропостачання, на нинішній час слід віднести такі:

- високий рівень фізичного та морального зносу основного та допоміжного обладнання;
- руйнування енергетичної інфраструктури на Сході України;
- існування перехресного субсидіювання;
- порівняно низький рівень регульованих цін для кінцевих споживачів;
- відсутність членства вітчизняного системного оператора з передавання електроенергії в *ENTSO-E* відповідно до вимог третього енергопакета ЄС;
- дефіцит регулюючих потужностей в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України;
- неготовність електричних мереж до розвитку відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ);
- зростаючі обсяги заборгованості споживачів за електричну енергію;
- значні втрати електричної енергії;
- низький рівень автоматизації мережі.

У процесі реформування електроенергетики лібералізації та дерегулювання ринка електроенергії проявляються такі пріоритети, як економічна вигода та ціна, а ефективність та стан електричних мереж відходять на другий план, що супроводжується збільшенням навантаження на мережі та її елементи. Таким чином, створюється ситуація невідкладної необхідності збільшення пропускної спроможності електричних мереж, зменшення втрат електроенергії, тобто підвищення ефективності їх функціонування.

Національна комісія України, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, приділяє особливу увагу показникам якості надання послуг з передачі та постачання електроенергії, які характеризуються індексами середньої тривалості відключень (SAIDI) в мережі

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot T_i}{N_c},$$

де  $m$  – кількість ділянок мережі;  $n_i$  - кількість споживачів на  $i$ -й ділянці;  $T_i$  - щорічний час перерв електропостачання споживачів  $i$ -ої ділянки;  $N_c$  - загальна кількість споживачів

та середньої частоти відключень (SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot \lambda_i}{N_c},$$

де  $\lambda_i$  - інтенсивність відмов на  $i$ -й ділянці,

та розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS).

Найближчим часом ряд енергокомпаній планують перейти на стимулююче регулювання, для яких цільовий показник якості (SAIDI) для міської території встановлено 150 хв, для сільської – 300 хв [5, 10]. Аналіз показників якості компаній по всій Україні показує, що на сьогоднішній день показник SAIDI значно перевищує нормовані показники. Середня тривалість незапланованих перерв у електропостачанні споживачів в Україні становить від 580 до 870 хв, а при несприятливих умовах до декількох діб [2], тоді як в країнах Європи – до 104 хвилин (рис. 1.1) [12, 13].

Щодо показника середньої кількості відключень одного споживача (SAIFI), то в Україні він складає 5,4; а в Південній Кореї – 0,45; Великобританії та Австрії – 0,75; США та Франції – 1,3; Іспанії та Італії – 2,7. Тобто за цим показником Україна відстає в 2...12 раз від розвинених країн.

На рис. 1.2 представлена динаміка показника SAIDI з 2007 по 2021 роки.

Для компаній, які прийняли рішення щодо переходу на стимулююче регулювання [15, 16], вихід на показники якості електропостачання рівня країн Європи означає необхідність скоротити середню тривалість перерв енергопостачання за 10 років майже в 5 разів.

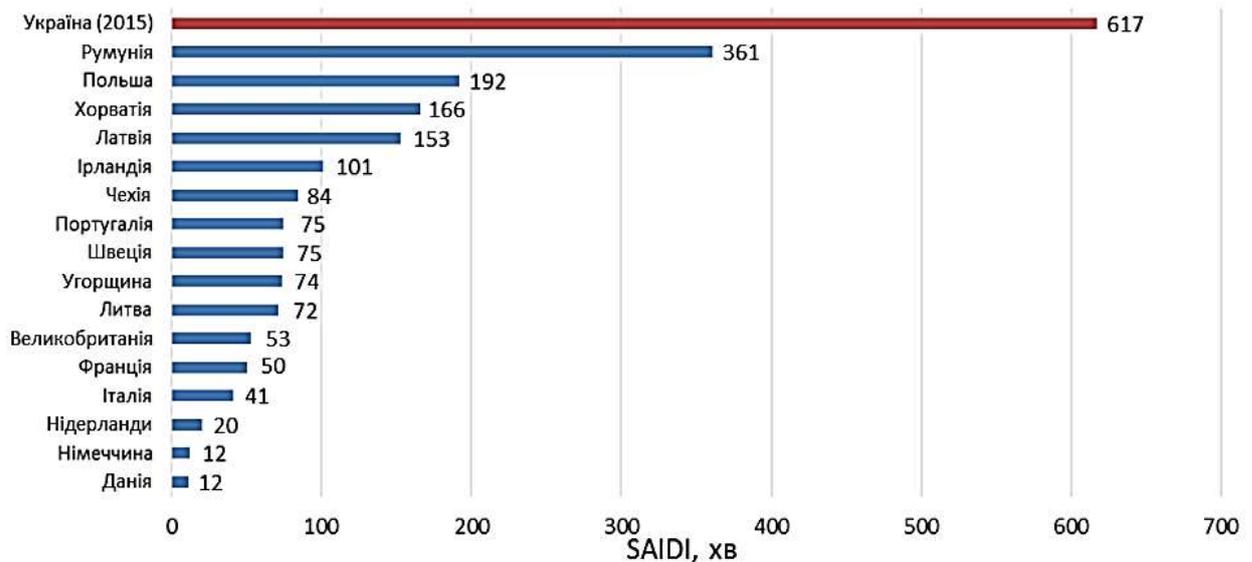


Рисунок 1.1 – Середній показник якості електропостачання SAIDI країн Європи

Експлуатація електричних мереж в енергосистемі України потребує значних ресурсів. Кількість підпорядкованих Міністерству енергетики України районів електромереж, які безпосередньо займаються експлуатацією розподільних електричних мереж 0,4...150 кВ, складала на 2016 рік 554 структурних підрозділів з персоналом кількістю 25611 осіб [18]. Довжина повітряних ліній електропередавання напругою 6...150 кВ складає 374978 км і має по колах значення: 150 кВ – 10676,499 км; 110 кВ – 36161,336 км; 35 кВ – 66356,847 км (з них на дерев'яних опорах 509,279 км); 10 кВ – 247910,35 км (з них на дерев'яних опорах 3285,508 км); 6 кВ – 19128,713 км (з них на дерев'яних опорах 984,967 км) [20]. Незважаючи на досить значний розвиток мереж класу напруги 10 кВ як в сільській місцевості, так і в містах, зберігається ще мережа напруги 6 кВ, протяжність повітряних ліній якої складає майже 8 % від довжини повітряних ліній 10 кВ, а кабельних майже половину. Від цих мереж отримує живлення значна частка комунально-побутових споживачів, що протирічить вимогам міжнародного стандарту ГОСТ 29322 (МЕК 38-83), в якому зазначено, що номінальна напруга мережі 6 кВ не повинна використовуватися в електричних мережах загального

призначення.

На сьогодні розподільні електричні мережі напругою 6(10) кВ практично вичерпали резерв пропускної спроможності, мають надзвичайно низький рівень автоматизації, дистанційне управління обмежене застосуванням застарілого обладнання в РП (ТП), як правило вимикачі 6(10) кВ мають механічний (пружинний) привід і не можуть бути обладнані телекеруванням. Мережі, як правило, дуже розгалужені, мають значну протяжність від 15 до 25 км, іноді до 50 км, секціонування їх практично всюди забезпечується лінійними роз'єднувачами, а застосування сучасних реклоузерів відсутнє.

Загальна протяжність розподільних електричних мереж напругою 0,4...10 кВ в Україні на сьогодні час складає: 0,4 кВ – 431 628 км; 6-10 кВ – 320 653 км і має тенденцію до щорічного зростання [7].

Частка недовідпуску електроенергії споживачам з причини технологічних порушень у мережі 6(10) кВ перебуває в межах 40,5...96 %. Значний відсоток недовідпуску електроенергії обумовлений тим, що повітряні електричні мережі 10 кВ недостатньо оснащені пристроями автоматизації. Прилади для фіксації місць пошкодження на лініях встановлені лише на 3% підстанцій та майже відсутні пристрої двократного автоматичного повторного включення (АПВ). У мережах 6(10) кВ мають місце значні втрати електроенергії в зв'язку з низькою пропускною спроможністю мереж. Особливо це стосується мереж 6 кВ, які ще використовуються в енергосистемі. В табл. 1.1. представлені експлуатаційні показники в мережах 6...35 кВ по структурних підрозділах – обленерго.

Таблиця 1.1 – Експлуатаційні показники в електричних мережах 6...35 кВ

Показник	АТ «Київобленерго»	АТ «Миколаївобленерго»	АТ «Прикарпаттяобленерго»	АТ «Кіровоградобленерго»	АТ «Запоріжжяобленерго»	АТ «Вінницяобленерго»	АТ «Сумиобленерго»	АТ «Київенерго»
	%	%	%	%	%	%	%	%
Телесигналізація	58	2,5	25,6	52,0	0,91	11,8	41,76	90-100
Телеуправління	58	2,5	18	49,0	0,75	12,7	41,76	90-100
Наявність диспетчерських пунктів	100	100	100	100	100	100	100	7
Наявність диспетчерських щитів	7	100	100	100	96	100	100	7
РЗ на реле	100	95	91,79	95,2	96,1	66	91,67	58
РЗ на мікропроцесорах	33	5	7,63	4,8	3,9	34	8,33	42
Обладнання понад 30 років	63	72	77,79	77,8	69,28	61,4	68,5	45
АСКОЕ	64	2,5	65,87	22,0	2,4	100	-	50

Морально та фізично застаріле обладнання (ВН, роз'єднувачі) не дає змоги використовувати телемеханіку і автоматизацію. Відсутні канали телеуправління та автоматизації. Мережі напругою 35 кВ та 110 кВ в місті Києві вичерпали резерви свого розвитку. Зміна конфігурації електромережі 0,4 кВ в умовах щільної забудови столиці неможлива.

Що стосується засобів обліку електроенергії, то загальний технічний стан парку приладів обліку в Україні перебуває в задовільному стані (76% складають електронні лічильники та 24% – індукційні прилади обліку) [13]. Подальша заміна індукційних лічильників не викликає суттєвого зменшення технологічних втрат і в подальшому буде виконуватися поступово до повної

заміни.

Значна кількість технологічних порушень на об'єктах електричних мереж напругою 6(10) кВ електропередавальних організацій та низькі експлуатаційні показники мереж свідчать про те, що вони є слабкочереваними з недостатнім рівнем використання автоматизованих систем оперативно-диспетчерського управління.

Добовий графік навантаження міських мереж досить нерівномірний і має різний вигляд у різних регіонах – обленерго. В мережах 6(10) кВ спостерігається досить високий рівень аварійності та технологічних порушень. Мережі перевантажені, інфраструктура мережі не відповідає її завантаженню. Сучасне промислове та комунально-побутове електрообладнання досить вразливе як до короточасних, так і довготривалих переривів електропостачання, що підсилює в рази економічні втрати від недовипуску електроенергії втратами від пошкодження обладнання та порушення технологічних процесів.

## **1.2 Аналіз світового досвіду побудови та розвитку розподільних мереж 20 кВ**

На рівні розподільних мереж у сучасному світі існує безліч способів вирішення проблеми підвищення ефективності функціонування, один із вагомих серед них – підвищення класу напруги. Спробуємо оцінити наскільки актуальне таке рішення на сучасному етапі розвитку енергосистем. Стосовно промислових підприємств актуальність цього рішення не викликає жодних сумнівів, оскільки на промислових підприємствах, як правило, мережі передають великі потужності, і рішення задачі якості електропостачання і економії енергії стає одним з пріоритетів для оптимізації витрат. Крім того, протягом тривалої експлуатації, а в деяких випадках багато устаткування не лише вичерпало свій термін служби, але і морально застаріло, вимагає модернізації або заміни, тому рішення про поєднання процесу реконструкції

енергосистеми з переходом її на вищий рівень напруги є сповна раціональним. Звичайно, підвищення напруги призведе на першому етапі до здорожчання системи, проте у даному випадку необхідно просто розібратися – вигідно це для розподільної мережі чи ні.

У минулому столітті в Європі склалися дві основні шкали напруг: англійська (0,4/11/20/33/66/132/275/400 кВ) і німецька (0,4/10/20/35/110/220/400 кВ) [17, 19]. Передавання електроенергії від підстанцій або електростанцій до абонентів здійснюється розподільними компаніями – кінцевою ланкою в організаційній структурі електромережевого господарства. У системах електропостачання за прийнятою рубрикацією використовуваних номінальних напруг розподільні міські мережі відносяться до мереж середніх напруг (СН). Процес зростання номінальних напруг у розподільних мережах СН в ХХ столітті виглядає істотно скромніше, ніж у високовольтних районних та магістральних мережах: від 2...4 кВ (в перші десятиліття) до 6...12 кВ у 50-ті роки. Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК) стандартизувала номенклатуру номінальних напруг [15].

На сьогоднішній день можна навести десятки закордонних прикладів використання розподільних мереж середнього класу з підвищеними значеннями номінальних напруг (18, 20, 22, 23 кВ). Близько 80 % країн Європи використовують клас напруги 20 кВ.

Як приклад можна навести такі країни, як Франція, Німеччина, Австрія, Швеція, Фінляндія, Латвія (20 кВ), Японія (22 кВ), Болгарія (22 кВ), Чехія (22 кВ), Словаччина (22 кВ), США (18, 23 кВ) [9]. Не є виключенням і азіатські країни: Сінгапур, Корея, Тайвань, Китай і багато інших [12].

У більшості країн Європи мережі середньої напруги на сьогодні кабельного виконання. В США багато міст мають повітряні лінії різних класів напруги, які згруповані по 2, 4 і більше, на великих опорах. Для надання більш естетичного вигляду повітряним лініям електропередавання опори та стовпи мають відповідне пофарбування та місце розташування.

У багатьох країнах кабельні лінії закріплюються на фасадах будинків, мають відповідне до будівлі пофарбування та розміщення, при цьому, такі лінії більш дешеві в порівнянні з підземними.

Основним чинником впровадження мереж напругою 20 кВ стало збільшення поверхневої щільності навантаження. В кінці минулого століття в багатьох розвинених країнах світу поверхнева щільність досягнула 5...7 мВт/км<sup>2</sup>. На сьогодні в великих містах Європи, Азії та Америки вона досягає 10...30 мВт/км<sup>2</sup>, а в деяких районах – 100...250 мВт/км<sup>2</sup> [12 – 15 ].

У Фінляндії досить широко використовується клас напруги 20 кВ [17]. Існуючі розподільні мережі Фінляндії сформувалися в результаті тривалого співробітництва виробників обладнання та мережевих компаній (як приватних, так і комунальних). Мережеві компанії вимагали від виробників активної участі в дослідженнях роботи обладнання і поліпшення його експлуатаційних властивостей.

Існуюча система електропостачання – результат застосування перевірених практикою рішень, обґрунтованих як з технічної, так і з комерційної точки зору. Для оптимізації розподільних мереж брали до уваги три основних фактори: експлуатаційні витрати (ремонт і обслуговування), надійність і безпеку.

За класами номінальних напруг Фінляндія дотримується стандартів Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК) [15] з деякими додатковими вимогами, заявленими в національних стандартах SFS. У фінських магістральних мережах передачі електроенергії застосовуються такі класи напруги: 400, 220 і 110 кВ. При цьому напруга 220 кВ не використовується для розширення мереж і нового будівництва. Напруги розподільних мереж – 20 кВ, 10 кВ і 0,4 В. Клас 10 кВ використовується тільки у великих містах.

У Фінляндії перша ПЛ 20 кВ з захищеними проводами була введена в дію в 1976 р. Зараз сумарна довжина ПЛ з захищеними проводами складає близько 3500 км. Застосування захищених проводів дає змогу виключити КЗ

при перехреснуванні проводів. Міжфазні відстані таких ПЛ в 3 рази менші, ніж для ліній звичайного виконання. У містах зазвичай використовуються двотрансформаторні підстанції або підстанції 110/20 кВ на три трансформатори потужністю 25, 40, 63 МВА [8].

У більшості фінських мереж 20 кВ використовуються режим ізольованої нейтралі та режим заземлення нейтралі через дугогасний реактор. Причиною вибору таких режимів заземлення нейтралі є високий опір ґрунту, характерний для Фінляндії. Середнє значення опору ґрунту становить 2300 Ом·м, на той час як у Центральній Європі всього – 50 Ом·м. Застосування режимів з ізольованою і заземленою через дугогасний реактор нейтраллю забезпечує кращу чутливість релейних захистів до пошкоджень через значні перехідні опори.

Струм однофазного замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю або з дугогасним реактором істотно нижчий, ніж у мережах з глухозаземленою нейтраллю. У Фінських мережах 20 кВ ємнісний струм однофазного КЗ, як правило, складає десятки ампер. Завдяки такій величині струму, напруга дотику невелика.

Понижувальні підстанції 20/0,4 кВ мають дуже просту конструкцію: одно- або тристоякового типу. Для електропостачання споживачів використовуються трифазні трансформатори. Плавкі запобіжники 20 кВ показали низьку надійність в експлуатації, оскільки часто помилково перегорали і викликали необґрунтовані відключення. Тому вони були виключені зі схем за рахунок використання більш чутливих і швидкодіючих захистів на стороні 0,4 кВ трансформатора. Іскрові проміжки, які використовуються для захисту трансформаторів 20/0,4 кВ, забезпечуються захистом від перекриття птахами і мають довжину 2x40 мм.

Згідно зі статистикою, близько 70% пошкоджень на ПЛ – це однофазні замикання і більша їх частина викликана грозовими перекриттями іскрових проміжків.

Фінські мережеві компанії справедливо вважають, що чим простіше конструкція понижуючих ТП 20/0,4 кВ, тим більш економічним є їх використання і надійність. Проста і надійна знижувальна підстанція малої потужності може бути наближена безпосередньо до споживача. При цьому різко скорочується протяжність мережі 0,4 кВ та істотно знижуються втрати. Трансформатори 20/0,4 кВ малої потужності (16 кВА) можуть приєднуватися глухою відпайкою без комутаційного апарата на стороні ВН. Роз'єднувач у цьому випадку монтується в точці приєднання відпайки до головного живлячого фідера ділянки радіальної мережі («стовбуру» деревоподібної мережі).

Характерною особливістю розвитку електричних мереж міст США за останні десятиліття є відмова від використання мереж низької напруги. Для будинків підвищеної поверховості (висотних будівель) мережі СН прокладаються всередині будівель. Сільські та міські мережі США мають структуру, відмінну від структур європейських мереж. Вони в основному усі радіальні, але якщо фідери трифазні, (відходять від підстанцій), то магістральні лінії мають зменшене число фаз (на початку лінії – три, у кінці – одна фаза), що зобов'язує мати нейтралі у всіх лініях. Трансформатори СН/НН однофазні (включені між фазою і нейтраллю) із запобіжниками на стороні СН, вбудованим автоматичним вимикачем з боку НН і грозорозрядниками з боку СН і НН. Рівні використовуваної в США напруги залежать від районів розміщення ліній. Історично дуже поширена була і все ще існує мережа напругою 4 кВ, що призводить до додаткового використання іншого рівня напруги (12,8 або 13,5 кВ, 18 або 23,33 кВ і т. д.) [5]. На півночі від Далласа мережа 23,2 кВ обслуговує житлову зону з малою щільністю населення. Але все більш проявляє себе наступна тенденція: зникає рівень з меншою напругою, трансформатори СН/НН виконуються з обмоткою СН (однофазною). До 60-х років американські мережі СН були повітряними, надаючи перевагу дерев'яним стовпам. При цьому опори мають габарити, які

дають змогу нести декілька ліній СН (а часто ще і лінії НН та лінії телефонного зв'язку).

У зонах з щільною забудовою під тиском населення, заклопотаного збереженням довкілля, повітряні мережі СН були замінені кабельними, причому прокладання цих кабелів було спрощене, оскільки за американськими правилами монтаж може бути здійснений на меншій глибині, ніж в європейських країнах. Загальна схема мереж у цьому випадку не змінюється.

У багатоповерхових будівлях розподіл електроенергії лише на низькій напрузі ускладнений головним чином через переріз проводів, який необхідно вибрати при введенні кабелів у будинок. Стойки розбиваються на декілька ділянок, що живляться від трансформаторів, встановлених на деяких поверхах.

У мережах СН найбільших міст країни широко використовуються мережі напругою 4,6-13,8 кВ або, за прийнятою в США рубрикацією номінальних напруг, 5-15 кВ. Введення мереж напругою 15 кВ носять превалюючий характер і в цілому по країні становлять близько 80% загальних обсягів будівництва мереж СН.

Електричні мережі Німеччини, протяжність яких складає 1,78 млн. км, обслуговують і супроводжують 800 операторів мережі. Мережі низької напруги зв'язані з регіональними розподільними мережами (середньої і високої напруг). Велика частина елементів мереж використовується з шістдесятих і сімдесятих років. У минулому розподільні мережі працювали в одному напрямку, постачаючи електроенергію з більш високого рівня напруги. Уся структура мережі проектувалася для вирішення цього конкретного завдання. Мережа не проектувалася для роботи з розподіленою генерацією електроенергії при її виробництві на основі відновлюваних джерел енергії. Більше того, споживачі, які зберігали до сьогодні пасивність, перетворюються на активних учасників ринку, так званих споживачів і виробників в одній особі.

Мережі розподілу електроенергії середньої і низької напруги перетворилися в динамічні мережі з різноспрямованими потоками потужності. Необхідною умовою забезпечення ефективної збалансованості мережі і її роботи спільно з користувачами мережі є моніторинг і управління системою. Враховується те, що кожна розподільна мережа повинна забезпечувати індивідуальний доступ з точки зору її мережевої структури і відкритої інфраструктури.

Передавальні і розподільні мережі швидше і частіше реагують на зміни виробництва та споживання електроенергії – напрямів потоків і величин навантажень. Це стає особливо актуальним при включенні в мережу відновлюваних джерел енергії від вітру і сонця.

Експлуатація електричних мереж 20 кВ в Латвії розпочата ще в 1931 році, коли Цесіска міська електрична компанія побудувала повітряну лінію електропередавання напругою 20 кВ Цесіс – Райсумс, а від Елгавської електростанції - лінію 20 кВ Елгава – Тервете. В 1935 році у Ризі розпочато будівництво кабельної мережі 20 кВ.

На кінець 2006р року (з річного звіту Латвенерго) загальна довжина розподільних ліній склала 99,6 тис.км., з них близько однієї третини (33.7 тис.км) – мережі середньої напруги (6...20 кВ) і близько двох третіх – мережі низької напруги (0,4 кВ). Кінцевих користувачів, підключених до мережі низької напруги, забезпечують 23 тисячі трансформаторних підстанцій на 6(20)/0.4 кВ. На цей час Латвія використовує досвід побудови сільських мереж 20 кВ, беручи приклад з сусідньої країни – Фінляндії.

### **1.3 Особливості розподільних мереж напругою 20 кВ та перспективи їх розвитку**

Світові енергосистеми переживають значні зміни під впливом зростаючих потреб в інтеграції відновлюваних джерел енергії, вимог енергоефективності, старіння устаткування та зростаючої стурбованості з приводу вразливості систем при збільшенні кількості самостійних суб'єктів в

умовах лібералізації енергетичних ринків. Експлуатація розподільних мереж стає більш складною та вимагає впровадження нових інтелектуальних систем для забезпечення інтересів безпеки, економічності й енергоефективності, що створює передумови створення «розумних енергосистем» - Smart Grid [7].

Поняття підвищення ефективності міських та сільських розподільних мереж нерозривно пов'язане не тільки з модернізацією та впровадженням сучасного обладнання силової частини мереж, а і з системою керування технологічними процесами перетворення та передавання електроенергії. На сьогоднішній день уже недостатньо тільки контролювати та керувати. Роботу мережі необхідно оптимізувати, отримані дані аналізувати, також необхідно знизити втрати електричної енергії, підвищити безпеку функціонування мережі та її ефективність [8].

Розвиток розподільних електричних мереж в Україні уповільнений з ряду об'єктивних факторів – відсутність інвестицій, щільність існуючої забудови та тривалі процедури узгодження проектних рішень з питань розміщення об'єктів електричних мереж (РП, ТП) і проходження трас, насиченість підземних комунікацій і необхідність координації питань прокладання інженерних комунікацій.

На сьогодні у розподільних електричних мережах України досить широко використовується напруга 6(10) кВ. Обладнання, що експлуатується в цих мережах, залишилося ще від Радянського Союзу і є технічно та морально застарілим, а також сильно зношеним. Внаслідок цього техніко-економічні показники та надійність цих мереж, а також якість електроенергії є незадовільними і потребують оптимізації. Зростання електричних навантажень призводить нерідко до технічної межі використання існуючих мереж. Для забезпечення живлення нових споживачів споруджуються паралельно прокладені лінії, вводяться нові джерела потужності. Окремо варто зупинитися на доцільності реконструкції існуючих мереж 6(10) кВ. Проведення простої реконструкції існуючих мереж не дасть змоги підвищити

їх пропускну спроможність, і не дасть об'єктивного економічного ефекту, окрім відновлення функціональності. Завдання підвищення ефективності на перспективу вирішені не будуть. Тому комплексна реконструкція мереж з переведення розподільних мереж 6(10) кВ, які відпрацювали свій нормативний термін, на напругу 20 кВ є досить нагальною та актуальною.

Електрообладнання на клас напруги 20 кВ доцільніше застосувати у внутрішньоцехових промислових і міських мережах зі значною територіальною щільністю навантаження та сільських при передаванні значної потужності у віддалені пункти. В порівнянні з напругою 35 кВ, трансформаторні підстанції на 20 кВ комплектні й повністю заводського виготовлення. Електричні апарати та кабелі такого класу менш матеріалоємні, тобто більш легкі та дешевші, ніж на 35 кВ [4]. При використанні напруги 20 кВ знижуються річні витрати у порівнянні з застосуванням напруги 10 кВ за рахунок зменшення втрат електроенергії в мережах, трансформаторах і іншому електроустаткуванні, зменшуються струми короткого замикання, полегшується електропостачання окремих віддалених споживачів як самого підприємства, так і найближчого району. Що стосується кабельних ліній зі зшитого поліетилену, то в мережі на 20 кВ, яка, як правило, працює в режимі заземленої через резистор нейтралі, немає необхідності використання підсилених екранів кабелю. Хоча напруга 35 кВ і ближча для вітчизняних мереж, вона нічим крім рівня напруги не відрізняється від 6 та 10 кВ. Але існує один вагомий мінус: обладнання на цю напругу не можна розмістити в малогабаритних трансформаторних підстанціях. Якщо б компактне обладнання було розроблено, то цілком реальним стало б у подальшому використання напруги 35 кВ у міських та сільських мережах. На сьогодні мережі 35 кВ можливо використовувати в сільській місцевості, там де такий клас мереж експлуатується.

До переваг комплексної реконструкції з переведенням електричних мереж на клас напруги 20 кВ можна віднести:

- передачу більшої потужності при тих же перерізах проводів;
- зниження втрат електроенергії;
- використання більш ефективного та економічного сучасного обладнання (ТП, РП) у габаритах старого та в межах існуючої охоронної зони ліній електропередавання;
- зменшення загальної довжини мереж 0,4 кВ та втрат у ній за рахунок використання щоглових КТП 20/0,4 кВ;
- створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
- можливість усунення дефіциту потужності на центрах живлення при розвантаженні електроустановки 6(10) кВ існуючих підстанцій;
- забезпечення широкого використання активного споживача та надійного підключення розподільної генерації;
- підвищення рівня автоматизації мережі;
- зменшення операційних витрат на обслуговування мережі;
- підвищення безпеки експлуатації мережі та забезпечення надійного відключення ОЗЗ та при використанні режиму заземлення нейтралі через низькоомний опір;
- вирішення проблеми переходу на електрообігрівання комунально-побутових споживачів;
- можливість створення надійної мережі електропостачання систем заряду акумуляторних батарей електромобільного транспорту.

У табл. 1.2 наведено порівняння втрат електроенергії в розподільних кабельних та повітряних лініях електропередавання різного перерізу жил та проводів при використанні напруги 6, 10 та 20 кВ [6].

Таблиця 1.2 – Відносні втрати електричної енергії

Переріз, мм <sup>2</sup>	Втрати електричної енергії стосовно кількості електроенергії, що надійшла в мережу, %								
	6 кВ			10 кВ			20 кВ		
	ПЛ (АС)	КЛ (АПвПБ)	КЛ (СБл)	ПЛ (АС)	КЛ (АПвПБ)	КЛ (СБл)	ПЛ (АС)	КЛ (АПвПБ)	КЛ (СБл)
35	3,98	4,58	2,72	1,47	1,65	0,98	0,36	0,41	0,24
50	3,05	3,21	1,89	1,09	1,15	0,68	0,27	0,286	0,17
70	2,16	2,29	1,31	0,78	0,87	0,47	0,19	0,21	0,12
95	1,54	1,69	1,00	0,56	0,61	0,36	0,14	0,15	0,09
120	1,25	1,34	0,79	0,45	0,48	0,28	0,11	0,12	0,07
150	1,05	1,07	0,72	0,38	0,38	0,26	0,09	0,09	0,06
185	0,79	0,87	0,51	0,28	0,31	0,184	0,07	0,08	0,05
240	0,61	0,61	0,39	0,22	0,22	0,14	0,05	0,05	0,03

Впровадження напруги 20 кВ відкриває можливість більш широкого використання компактних щоглових комплектних трансформаторних підстанцій (КТП). Щоглова КТП – це тупикова однострансформаторна підстанція, що встановлюється зовні на опорах. Використання таких підстанцій дає змогу суттєво зменшити втрати в мережі за рахунок зменшення протяжності повітряної лінії, а також максимально скоротити довжину мереж 0,4 кВ та кількість знеструмлених споживачів при аварійному відключенні підстанції. Наявність компактного обладнання (елегазові комплектні розподільні пристрої КРПЕ, щоглові трансформатори спрощеної конструкції з відсутнім перемикачем без збудження «ПБЗ» та розширювальним бачком) дає змогу в разі зменшити землевідведення під електроустановки 20 кВ у порівнянні з 10 кВ [7]. Основна конструктивна відмінність 20 від 10 кВ полягає в рівні ізоляції.

Економічності мереж 20 кВ, 10 кВ та 6 кВ з оцінкою затрат на центри живлення (ПС 110 кВ), розподільні підстанції та мережі з врахуванням втрат

електроенергії залежно від територіальної щільності навантаження, радіусу  $r$  території електропостачання та схеми напруги демонструє табл. 1.3. В таблиці дані наведені відносно розрахункових затрат на мережу побудовану по схемі 110/10 кВ [9].

Таблиця 1.3. Оцінка економічності мереж 20, 10 та 6 кВ

Щільність навантаження, МВт/км <sup>2</sup>	1,9		3,8		7,5	
	110/6	110/20	110/6	110/20	110/6	110/20
Система напруг, кВ						
Розрахункові витрати при $r = 1,5$ км, %	119	94	127	88	133	81
Те саме при $r = 3$ км	128	88	134	83	140	74
Те саме при $r = 6$ км	150	82	157	74	-	67

З таблиці видно, що повітряна мережа 20 кВ за розрахунковими затратами має переваги у всьому розрахунковому діапазоні відстаней дії та щільності навантаження. З врахуванням того, що при переході на вищий клас напруги матиме місце збільшення вартості ТП, варіант 110/20 кВ практично втрачає свої економічні переваги при радіусі дії 1,5...3 км, а от при відстанях електропостачання більше 6 км дає переваги в 12...25 %.

У сільських районах радіус дії набагато більший, ніж у містах, тому переваги системи напруг 110/20 кВ очевидні. В сільських районах вибір оптимальної напруги мережі залежить як від щільності навантаження, так і кількості ТП. При щільності ТП 0,1 ТП/км<sup>2</sup> напруга 20 кВ оптимальна для щільності навантаження 0,5...5 МВт/км<sup>2</sup>, а при 0,5 ТП/км<sup>2</sup> – 1...15 МВт/км<sup>2</sup>. Оскільки при збільшенні навантаження збільшується поступово і кількість ТП, то напруга 20 кВ, очевидно, буде виправдовувати себе в широкому діапазоні зміни навантаження [9].

Серед труднощів і недоліків переходу на напругу 20 кВ слід зазначити такі фактори:

1. Значні початкові капіталовкладення;
2. Необхідність розробки нормативно-технічної бази;
3. Потреба в наявності на центрах живлення резервів потужності на

рівні напруги 20 кВ;

4. Розробка концепції розвитку мереж 20 кВ на території конкретного міста з виконанням техніко-економічного обґрунтування побудови мереж;

5. Наявність на ринку обладнання та кабельної продукції 20 кВ.

Застосування напруги 20 кВ в існуючих розподільних мережах 6(10) кВ дасть змогу перейти на більш високий рівень електропостачання споживачів України [6], збільшити пропускну спроможність у порівнянні з існуючими мережами в межах уже відведеної території, зменшити технологічні втрати, підвищити якість електроенергії, енергобезпеку і надійність функціонування систем електропостачання.

## **2. ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 20 кВ**

### **2.1 Концепція розвитку розподільних мереж 20 кВ та її практична реалізація**

Національна комісія, яка здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, прийняла за один із напрямків підвищення ефективності функціонування розподільних мереж шлях переведення їх на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі та концептуальних підходів до автоматизації розподільної мережі і систем обліку електричної енергії [6]. У зв'язку з чим автором [16] запропонована ідеологія концепції переведення існуючих мереж 6 кВ та реконструкції мереж 10 кВ з переведенням їх на клас напруги 20 кВ.

Концепція включає три основні напрями: розробку топології мережі 20 кВ (силова частина); розробку систем управління (релейний захист та автоматика); розробка нормативної бази, яка повинна врахувати напрацювання технічних рішень по силовій частині та частині систем управління.

Відправною точкою реалізації концепції мережі 20 кВ є розробка силової частини, тобто топології мережі, яка включає: вирішення задач обґрунтування вибору конфігурації схеми мережі та режиму нейтралі; визначення кількості розподільних (РП) та трансформаторних підстанцій (ТП); тип вимикачів та їх місця в схемі (силові вимикачі та вимикачі навантаження), секціонування шин та фідерів; потужність КЗ на шинах РП, ТП та вибір електрообладнання; розрахунок значення опору резистора в нейтралі та його термічної стійкості; розрахунок термічної стійкості магістральних та розподільних ліній електропередавання кабельного та повітряного виконання; засоби захисту від перенапруги; засоби резервування та зв'язок з мережею напругою 10 кВ; визначення параметрів мережі.

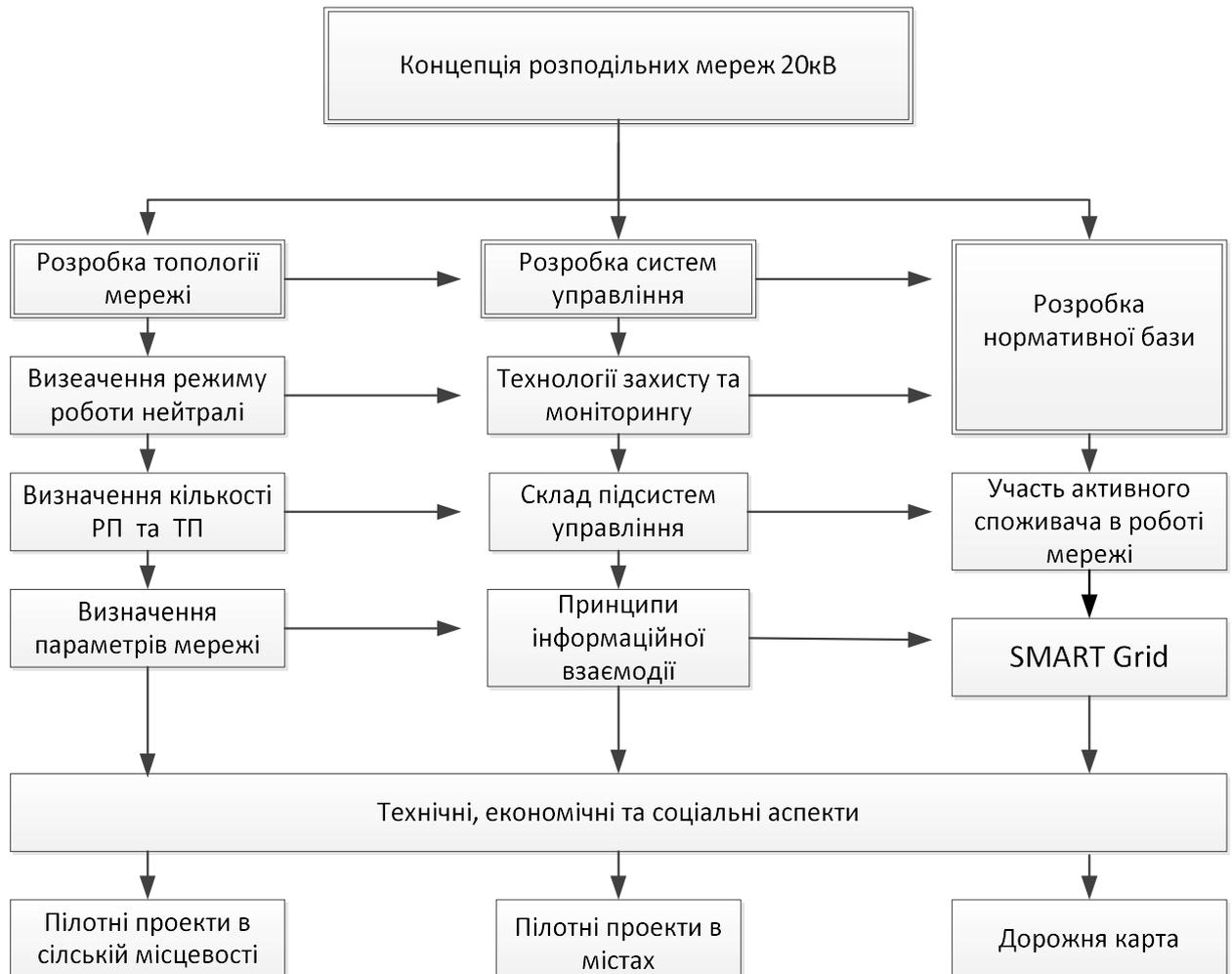


Рисунок 2.1 – Структурна схема ідеологічних напрямків впровадження мереж класу напруги 20 кВ

Розв’язання задач силової частини побудови мережі відкриває шлях до вирішення проблем створення систем управління, а саме, вибору засобів релейному захисту, телемеханізації, телеуправлінню та обліку електроенергії з визначенням технології управління та складу підсистем і принципів взаємодії між ними.

При розробці концепції повинні враховуватися участь активного споживача в роботі мережі та формування гнучких систем з автоматичним секціонуванням з використанням реклоузерів та автоматичною компенсацією реактивної потужності з використанням сучасних електронних засобів.

Становлення розподільних мереж має враховувати технічні, економічні та соціальні аспекти суспільства. Необхідно розробити та впровадити

механізми випереджуючого будівництва електричних мереж на території конкретного міста або району на підставі комплексних схем з реалізацією нових елементів розподільної мережі для забезпечення гарантованого підключення споживачів з мінімальними технологічними втратами.

## **2.2 Переведення розподільних мереж 6 кВ Тиврівського району АТ «Вінницяобленерго» на напругу 20 кВ**

Особливістю розподільних електричних мереж Гніванського вузла Тиврівських ЕМ, як більшості сільських електричних мереж України, є значна їх протяжність при відносно малій потужності, що передається цими мережами. На рис. 2.2 зображена схема розподільної мережі 6 кВ Гніванського вузла Тиврівських ЕМ, яка підлягає реконструкції.

Досліджувана електрична мережа отримує живлення від РП-6 кВ та шин 6 кВ трьох вузлових підстанцій 110/35/6 кВ «Гнівань», 35/6 кВ «СЗБ» та 35/6 кВ «Кар'єр». Крім того передбачено резервування живлення від підстанції 110/10 кВ «Агрономічне» з встановленням розділового трансформатора Т-10/6 кВ на ЗТП «Горбонівка». Підсистема, яка отримує живлення від ПС «Кар'єр», складається з єдиного КТП-175 та є умовно автономною. Мережа забезпечує живлення одного розподільного пункту 6 кВ (РП ГПЗ), 52 ТП-6/0,4 кВ, який знаходиться на балансі електричних мереж та 48 абонентських ТП-6/0,4 кВ. Встановлена потужність електричної системи становить 5,81 МВт. Загальна довжина ліній електропередавання 6 кВ складає 71,575 км, з яких 67,069 км – повітряні лінії та 4,506 – кабельні вставки.

У табл. 2.1 наведена інформація про потужності та завантаження трансформаторів живлення, встановлених на вузлових підстанціях 110 та 35 кВ. Основні технічні дані та оцінка стану ЛЕП 6 кВ наведені у табл. 2.2. Загальну інформацію про технічний стан елементів розподільних електричних мереж згідно з інформацією АТ «Вінницяобленерго» наведено в табл. 2.3.

Таблиця 2.1 – Основні параметри та характеристики ПС 110 та 35 кВ

Підстанція	Рік введення в експлуатацію	Потужності трансформаторів, МВА		Завантаження трансформаторів, МВА (%)		Примітка
		T1	T2	T1	T2	
ПС 110/35/6 кВ «Гнівань»	1967	16	25	8 (50)	2 (8)	
ПС 110/10 кВ «Агрономічне»	1984	6,3	–	4 (63)	–	
ПС 35/6 кВ «СЗБ»		6,3	6,3	4,36 (69,2)	0	абонентська
ПС 35/6 кВ «Кар'єр»		6,3	–		–	абонентська

Таблиця 2.2– Стан елементів електричних мереж

ЛЕП	Рік введення в експлуатацію	Загальна довжина, км	Довжина ПЛ, км	Довжина КЛ, км	Стан згідно з СОУ [41]
ПЛ 6 кВ СЗБ (ф22)	1973	32,218	30,590	1,628	задовільний
ПЛ 6 кВ Гнівань (ф20)	1976	12,510	12,36	0,15	задовільний
ПЛ 6 кВ СЗБ (ф20)	1968	3,230	3,11	0,12	задовільний
КЛ-6 кВ ПС «Гнівань» (ф24)	1968	1,150	–	1,150	непридатний
ПЛ 6 кВ Гнівань (ф4)	1968	14,322	11,714	2,608	добрий
КЛ-6 кВ ПС «Гнівань» (ф2)	1987	0,580	–	0,580	непридатний
КЛ-6 кВ ПС «СЗБ» «Гнівань» (ф12)	1997	1,890	–	1,890	добрий
КЛ-6 кВ ПС «Гнівань» (ф 22)	1992	1,200	–	1,200	добрий
КЛ-6 кВ ПС «Гнівань» (ф28 )	1992	3,770	–	3,770	добрий
КЛ-6 кВ ПС «СЗБ» «Гнівань» (ф18)	1992	0,705	–	0,705	добрий



Таблиця 2.3 – Технічний стан елементів розподільних ЕМ 6 кВ

Об'єкти ЕМ	Показники, %			
	добрий	підлягають:		
		капітальному ремонту	реконструкції	повній заміні (не придатні для подальшої експлуатації)
ПЛ 6-10 кВ	20,28	79,72	-	-
КЛ 6-10 кВ	73,72	-	13,76	12,54
ЗТП-6(10)/0,4 кВ	-	50,0	33,34	16,67
КТП-6(10)/0,4 кВ	65,63	28,13	6,25	-
ЩТП-6(10)/0,4 кВ	100,0	-	-	-

Поточний стан розподільних та живлячих електричних мереж Гніванського вузла, як і всієї України, потребує суттєвих покращень основних техніко-економічних показників та виконання робіт з реконструкції, модернізації або технічного переоснащення, що обумовлено такими причинами:

- високим ступенем фізичного і морального старіння (зношення) електрообладнання (термін експлуатації якого сягає 45 років та більше);
- значними втратами електричної енергії (як чисто технічними, так і комерційними) ;
- низький рівень автоматизації об'єктів електричних мереж.

На відміну від мереж 110 кВ та вище у мережах 6(10) кВ низький рівень розвитку і інтеграції автоматизованих систем оперативно-технологічного управління та моніторингу. Усі перемикання та реконфігурація схеми здійснюються вручну оперативним персоналом. Перераховані недоліки стану мережі 6 кВ знижують індекси середньої тривалості відключень (SAIDI) та середньої частоти відключень у системі (SAIFI) – міжнародних показників надійності електропостачання споживачів.

Застаріле обладнання, примітивні схеми і таке ж конструктивне

виконання розподільних мереж – головні причини значних втрат електричної енергії, незадовільної надійності електропостачання, значних витрат на аварійно-відновлювані роботи та на відшкодування збитків для споживачів від аварійного недовідпуску електроенергії, низького рівня безпеки експлуатації електричної мережі (у першу чергу для населення).

Електричні мережі, їх схеми та обладнання у сучасному стані концептуально не адаптовані до вимог, які стоять перед сферою енергозабезпечення.

Згідно з інформацією «Держенергонагляду» для зменшення рівня аварійності в електричних мережах 0,4...110 кВ з метою недопущення виникнення та повторення технологічних порушень, електропередавальні організації змушені проводити значні обсяги з моніторингу власних електричних мереж щодо виявлення «вузьких» місць та розробляти протиаварійні заходи на підставі квартального аналізу технологічних порушень.

### **2.2.1 Аналіз усталеного режиму існуючої електричної мережі 6 кВ**

Моделювання усталеного режиму досліджуваної розподільної електричної мережі здійснено в програмному середовищі DlgSILENT PowerFactory 15.1. Конфігурація розподільної мережі відповідає даним карти-схеми існуючих мереж 6 кВ Гніванського вузла Тиврівських ЕМ.

Розрахункова схема досліджуваної електричної мережі містить 188 ділянок ліній електропередавання повітряного та кабельного виконання та 115 термінальних вузлів. Мережа забезпечує живлення 98 ТП 6/0,4 кВ. Встановлена потужність електричної системи становить 5,81 МВт.

У табл. 2.4 зведена інформація про режимні параметри по фідерах живлення досліджуваної системи.

Таблиця 2.4. Режимні параметри мережі на номінальній напрузі 6 кВ

Фідер	Струм головної ділянки		Напруга на найвіддаленішій ТП	Втрати напруги	
	А	%		кВ	%
ПС Гнівани					
Л-2	10	5,5	6,29	0,01	0,17
Л-28	20	8,7	6,26	0,04	0,67
Л-4	200	77,9	3,69	2,61	43,5
Л-20	160	74,2	5,37	0,93	15,5
Л-22	20	10,4	6,28	0,02	0,33
ПС «СЗБ»					
Л-18	10	6,9	6,29	0,01	0,17
Л-12	10	4,4	6,29	0,01	0,17
Л-22	250	140,6	3,69	2,61	43,5
Л-20	40	17,6	6,14	0,16	2,67

Аналіз інформації, наведеної в табл. 2.4 свідчить про перевантаження за струмами ділянок фідера Ф-22 ПС «СЗБ». Так, наприклад, перевищення гранично допустимого струму на ділянці 1-4 Ф-22 ПС «СЗБ» складає 40,6%. Збільшені робочі струми на ділянках схеми обумовлюють знижений профіль напруги на шинах споживацьких ТП та збільшені втрати потужності на передавання електричної енергії.

Дослідження усталеного режиму електричної системи свідчить про неприпустимо низький профіль напруги в електричній мережі. Так, на шинах 18 ТП 6/0,4 кВ відхилення напруги перевищує -5%, а на шинах 40 ТП – -10%. Найбільше відхилення напруги від номінального значення на шинах ТП дорівнює 38,5% (КТП 208, 209 та 296), а найбільші втрати напруги – 43,5%.

Розрахунок втрат енергії в досліджуваній електричній мережі наведено в табл. 2.5 (час максимальних втрат дорівнює 1574,8 год/рік).

Таблиця 2.5. Втрати активної потужності та енергії в електричній мережі 6 кВ

Місце локалізації втрат	Втрати активної потужності		Втрати енергії, кВт·год/рік
	кВт	%	
Навантажувальні втрати в лініях електропередавання	1250	21,5	1968500
Навантажувальні втрати в трансформаторах	59,3	1,02	93375,4
Втрати неробочого ходу в трансформаторах	71,2	1,23	623974
Сумарні втрати в трансформаторах	130,5	2,25	717350,4
Сумарні втрати	1380,5	23,8	2685850,4

Аналіз результатів моделювання усталеного режиму електричної системи свідчить про досягнення електричною мережею межі пропускної спроможності, неможливість забезпечувати нормовану якість електричної енергії на шинах споживацьких підстанцій та збільшені втрати активної потужності на передавання електричної енергії. Подальше зростання навантаження, очевидно, призведе до суттєвого погіршення якості електропостачання, що визначає необхідність корінного переобладнання розподільної електричної мережі.

### **2.2.2 Аналіз усталеного режиму розподільної електричної мережі на номінальній напрузі 10 кВ**

Дослідження варіанта переведення розподільної електричної мережі на номінальну напругу 10 кВ здійснено для існуючої конфігурації мережі Гніванського вузла за виключенням КТП-175, живлення якого переведено з ПС «Кар'єр» на ЗТП-263 від фідера Ф-28 РУ 10 кВ «Гнівань». Крім того, зі складу розрахункової схеми виключено фідер Ф-24 від РУ 10 кВ ПС «СЗБ», який здійснює живлення ЗТП-417, ЗТП-418 та ЗТП-419, що належать ПрАТ

«Гніванський завод спецалізобетон» та не підлягають переведенню на підвищену номінальну напругу.

Навантаження ТП 10/0,4 кВ прийнято на 15-річну перспективу з урахуванням щорічного 2%-го зростання потужності навантаження, тобто на 30% більша від навантаження існуючої схеми розподільної мережі 6 кВ. Встановлена потужність досліджуваної електричної системи складає 10,38 МВт.

У табл. 2.6 зведена інформація про режимні параметри по фідерах живлення досліджуваної системи.

Аналіз інформації, наведеної в табл. 2.6, свідчить про перевантаження за струмом ділянок фідера Ф-22 ПС «СЗБ»-1-4-6-10-11-12-14-30-32-35-70-37. Так, наприклад, перевищення гранично допустимого струму на ділянці 1-4 складає 52,6%. Це обумовлює необхідність збільшення перерізу проводів на цих ділянках:

- до кабелю марки ААБП 3×150 на ділянці РП «СЗБ»-1;
- до АС-95/16 на ділянках 1-4-6-10-11-12-14;
- до АС-70/11 на ділянках 14-30-30-35-70-37.

Таблиця 2.6 – Режимні параметри мережі на номінальній напрузі 10 кВ

Фідер	Струм головної ділянки		Напруга на найвіддаленішій ТП кВ	Втрати напруги	
	А	%		кВ	%
ПС «Гнівань»					
Л-2	10	4,3	10,5	0,001	0,01
Л-28	10	6,5	10,47	0,03	0,3
Л-4	140	53,5	10,1	0,4	4
Л-20	110	51,7	9,99	0,6	6
Л-22	20	7,9	10,49	0,01	0,1
ПС «СЗБ»					
Л-18	10	5,2	10,49	0,01	0,1
Л-12	10	3,2	10,5	0,001	0,1
Л-22	330	152,6	7,92	2,58	25,8
Л-20	60	23,9	10,34	0,16	1,6

Збільшений робочий струм на ділянках фідера Ф-22 ПС «СЗБ» обумовив понижений профіль напруги на шинах КТП, які отримують живлення від цього фідера. На шинах 9 ТП 6/0,4 кВ відхилення напруги перевищує -5%, а на шинах 27 ТП – -10%. Найбільше відхилення напруги на шинах ТП дорівнює 20,8% (КТП 208, 292 та 296), а найбільші втрати напруги – 25,8% від номінальної напруги електричної системи.

Втрати активної потужності в лініях електропередавання дорівнюють 1,11 МВт, втрати в трансформаторах – 197,8 кВт, сумарні втрати – 1307,8 кВт, що складає 12,6% встановленої потужності електричної системи та обумовлює сумарні річні втрати енергії 2313805 кВт·год/рік.

Контроль допустимості параметрів ustalених режимів розподільної електричної мережі здійснено також для післяаварійних (ремонтних) режимів за різних можливих варіантів відключення головних ділянок живлячих фідерів:

- 1) вимкнення фідерів Ф4 та Ф6 ПС «Гнівань» та переведення на резервне живлення від фідера Ф20 ПС «СЗБ» увімкненням перемички Р-23-144;
- 2) вимкнення фідерів Ф4 та Ф6 ПС «Гнівань» та переведення на резервне живлення від фідера Ф20 ПС «Гнівань» увімкненням перемички Р-139;
- 3) вимкнення фідерів Ф4 та Ф6 ПС «Гнівань» та переведення на резервне живлення від фідера Ф28 ПС «Гнівань» увімкненням перемички ВН Ф4-24;
- 4) вимкнення головної ділянки фідера Ф20 ПС «Гнівань» та переведення на резервне живлення від РП ГРЗ увімкненням перемички Р-139;
- 5) вимкнення головної ділянки фідера Ф20 ПС «Гнівань» та переведення на резервне живлення від фідера Ф-22 ПС «СЗБ» увімкненням перемички Р-163;

- 6) вимкнення фідера Ф22 ПС «Гніваний» та переведення живлення на фідер Ф24 ПС «Гніваний» увімкненням перемички ВН Ф22-24;
- 7) вимкнення головної ділянки фідера Ф28 ПС «Гніваний» та переведення на резервне живлення від РП ГПЗ увімкненням перемички ВН Ф4-24;
- 8) вимкнення головної ділянки фідера Ф20 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від фідера Ф22 ПС «СЗБ» увімкненням перемички Р-1;
- 9) вимкнення головної ділянки фідера Ф20 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від РП ГРЗ увімкненням перемички Р-23-144;
- 10) вимкнення головної ділянки фідера Ф22 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від фідера Ф20 ПС «СЗБ» увімкненням перемички Р-1;
- 11) вимкнення головної ділянки фідера Ф22 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від ПС «Агрономічне» увімкненням перемички Р-221;
- 12) вимкнення головної ділянки фідера Ф22 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від ГП ГПЗ увімкненням перемички ВН ТП-296;
- 13) вимкнення фідера Ф12 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від фідера Ф18 ПС «СЗБ»;
- 14) вимкнення фідера Ф18 ПС «СЗБ» та переведення на резервне живлення від фідера Ф12 ПС «СЗБ».

Аналіз результатів моделювання свідчить про перевищення допустимих робочих струмів на деяких ділянках досліджуваної схеми за умовами термічної стійкості, що обумовлює збільшення перерізу проводів ліній електропередавання на таких ділянках:

- АС-70/11 на ділянці 1-2 фідера Ф20 ПС «СЗБ»;
- кабелю марки АСБ 3×95 на ділянці РП «Гніваний»-1 фідера Ф20;

- АС-70/11 на ділянках 1-2-6-8-10-34-18-20-22-35-37 фідера Ф20 ПС «Гнівань»;
- кабелю марки ААБП 3×150 на ділянці РП ГПЗ – КТП204;
- АС-120/27 на ділянках 1-4-6 фідера Ф22 ПС «СЗБ»;
- кабелю марки ААБП 3×150 на ділянці РП «СЗБ»-1 фідера Ф20;
- кабелю марки ААБП 3×150 на ділянках РП «Гнівань»-РП ГПЗ фідерів Ф4 та Ф6;
- АС-120/27 на всіх ділянках між РП ГПЗ та ТП 296;
- АС-70/11 на ділянках 55-74-87-37 фідера Ф-22 ПС «СЗБ»;
- АС-95/16 на ділянках 55-83-59-ЗТП «Горбонівка» фідера Ф-22 ПС «СЗБ».

### **2.2.3 Аналіз усталеного режиму розподільної електричної мережі на номінальній напрузі 20 кВ**

Дослідження варіанта переведення розподільної електричної мережі на номінальну напругу 20 кВ здійснено для тієї самої розрахункової схеми та за тих самих навантажень, що й у разі застосування номінальної напруги 10 кВ. Тип, переріз, марки кабельних ліній прийнято аналогічними існуючим для номінальної напруги 20 кВ. Для виконання повітряних ліній електропередавання умовно прийнято тип опори П 20-16.

В табл. 2.7 зведена інформація про режимні параметри по фідерах живлення досліджуваної системи.

Аналіз інформації, наведеної в табл. 2.7, свідчить про те, що робочі струми на ділянках розрахункової схеми не перевищують гранично допустимих значень за умовами термічної стійкості. Максимальне завантаження лінії складає 63,8%. Щільність робочих струмів ЛЕП не перевищує економічні значення, що обумовлює припустимі втрати активної потужності в досліджуваній електричній мережі.

Таблиця 2.7. Режимні параметри мережі на номінальній напрузі 20 кВ

Фідер	Струм головної ділянки		Напруга на найвіддаленішій ТП	Втрати напруги	
	А	%		кВ	кВ
<b>ПС «Гніваний»</b>					
Л-2	4	2,1	21	0,001	0,005
Л-28	10	3,1	20,99	0,01	0,05
Л-4	70	25,7	20,81	0,19	0,95
Л-20	50	25,0	20,75	0,25	1,25
Л-22	10	3,9	20,99	0,01	0,05
<b>ПС «СЗБ»</b>					
Л-18	10	2,6	21	0,001	0,005
Л-12	3	1,5	21	0,001	0,005
Л-22	130	63,8	19,95	1,05	5,25
Л-20	30	11,8	20,92	0,08	0,4

Профіль робочої напруги є припустимим. Найбільше відхилення напруги на шинах ТП дорівнює -0,3% (КТП 208 та 296), а найбільші втрати напруги – 5,25% від номінальної напруги електричної системи.

Сумарні втрати активної потужності на ділянках розрахункової схеми дорівнюють 190 кВт, втрати в трансформаторах – 197,8 кВт, сумарні втрати – 387,8 кВт, що складає 3,7% встановленої потужності електричної системи та обумовлює сумарні річні втрати енергії 864990 кВт·год/рік.

Дослідження можливих післяаварійних (ремонтних) режимів досліджуваної електричної мережі підтвердили допустимість режиму напруги (втрати напруги в межах 10%) та робочих струмів за умовами термічної стійкості.

## **2.2.4 Техніко-економічне порівняння варіантів реконструкції**

### **Тиврівських електричних мереж**

Техніко-економічне порівняння варіантів реконструкції Тиврівських ЕМ АТ «Вінницяобленерго» із переведенням електропостачання на номінальну напругу 10 або 20 кВ виконано відповідно до вимог ГКД 340.000.001-95

«Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення» та ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні системи» [1, 2].

Критерієм порівняльної економічної ефективності реконструкції розподільної мережі є мінімум сумарних дисконтованих витрат:

$$Z_{\text{дс}} \rightarrow \min.$$

За умови залучення інвестицій протягом одного року сумарні дисконтовані витрати визначають за виразом

$$Z_{\text{дс}} = \frac{B}{E} + K - L, \quad (2.1)$$

де  $B$  – витрати на експлуатацію та обслуговування електричної мережі та витрати на покриття втрат електричної енергії;  $K$  – капіталовкладення в реконструкцію електричної мережі;  $L$  – ліквідна вартість устаткування, що демонтують;  $E = 0,1$  – норма дисконту.

У виразі (2.1) слід враховувати тільки ті вартісні показники, які відрізняються в порівнюваних варіантах реконструкції мережі. Так, наприклад, ліквідна вартість устаткування, яке буде демонтоване, для обох порівнюваних варіантів однакова і може бути виключена зі складу формули (2.1).

Результати розрахунку капіталовкладень у реконструкцію електричних мереж переведенням електропостачання на номінальну напругу 10 та 20 кВ наведено в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Капіталовкладення в реконструкцію електричних мереж

Стаття витрат	Вартість, тис. грн	
	Варіант 1 (10 кВ)	Варіант 2 (20 кВ)
ПС 110/35/10(20)	90957,593	102777,176
РП, ЗТП, КТП, ЩТП	37574,022	46677,399
КЛ	7790,961	7790,961
ПЛ	55847,233	55847,233
Інше	13103,386	19655,078
<b>ВСЬОГО</b>	<b>205273,194</b>	<b>232747,847</b>

Результати розрахунку щорічних витрат на експлуатацію розподільних електричних мереж наведено в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Щорічні витрати на експлуатацію електричних мереж

Стаття витрат	Норма витрат, %	Витрати, тис. грн. / рік	
		Варіант 1 (10 кВ)	Варіант 2 (20 кВ)
ПС 110/35/10(20)	2,4	2182,982	2466,652
РП, ЗТП, КТП, ЩТП	4,8	1803,533	2240,515
КЛ	3,8	296,067	296,057
ПЛ	3,8	2122,195	2122,195
Інше	2,4	314,481	471,722
<b>ВСЬОГО</b>		<b>6719,258</b>	<b>7597,141</b>

Розрахунок щорічних витрат на покриття втрат електричної енергії в електричній мережі здійснено за даними максимального тарифу для споживачів - юридичних осіб АТ «Вінницяобленерго» 158,94 коп/кВт·год. Результати такого розрахунку наведено в табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Щорічні витрати на покриття втрат електричної енергії

Показник	Варіант 1 (10 кВ)	Варіант 2 (20 кВ)
Сумарні втрати потужності в режимі максимальних навантажень, кВт	1307,8	357,8
Втрати електричної	2313805	817746

енергії, кВт·год/рік		
Тариф на покриття втрат, коп/кВт·год	158,94	158,94
Витрати на покриття втрат, тис. грн/рік	3677,562	1299,725

Результати розрахунку сумарних зведених дисконтованих витрат на реконструкцію електричної мережі з переведенням живлення на 10 та 20 кВ наведено в табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Сумарні зведені дисконтовані витрати

Показник	Варіант 1 (10 кВ)	Варіант 2 (20 кВ)
Капіталовкладення, тис. грн	205273,194	232747,847
Витрати на експлуатацію, тис. грн/рік	6719,258	7597,141
Витрати на покриття втрат е/е, тис. грн/рік	3677,562	1299,725
Сумарні щорічні витрати, тис. грн/рік	10396,82	8896,866
Сумарні дисконтовані витрати, тис. грн.	309241,394	321716,507

З аналізу даних табл. 2.11 випливає, що кращими техніко-економічними показниками характеризується варіант реконструкції розподільної електричної мережі з переведенням живлення на номінальну напругу 10 кВ. Разом з тим різниця у сумарних дисконтованих витратах порівнюваних варіантів дорівнює 12475,113 тис.грн., що складає всього 4,03% сумарних дисконтованих витрат більш економічного варіанта.

Тому відповідно до вимог НД «Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика» [7] у разі порівняння варіантів схем розвитку РЕМ з різними ступенями номінальної напруги, які мають однакові витрати або витрати, що відрізняються в межах 10%, пріоритет треба віддавати варіанту

розвитку мереж з більш високою середньою напругою РЕМ, тобто з номінальною напругою 20 кВ.

Розрахунок періоду повернення капіталовкладень у реконструкцію Тиврівських ЕМ АТ «Вінницяобленерго» із переведенням електропостачання на номінальну напругу 10 або 20 кВ виконано відповідно до вимог [15].

Період повернення капіталу дорівнює року розрахункового періоду, після якого кумулятивна сума чистих грошових потоків переходить із від'ємної зони в додатну і визначається за виразом

$$P_{дс} = \sum_{i=1}^{T_{п}} P_{чt} / (1 + E)^t = 0,$$

де  $P_{чt}$  – чистий прибуток в  $t$ -й рік розрахункового періоду;  $E = 0,1$  – норма дисконту.

Розрахунок періоду повернення капіталовкладень для порівнюваних варіантів переведення живлення на номінальну напругу 10 та 20 кВ представлено в Додатку В та проілюстровано на діаграмах рис. 2.3 та 2.4.

З аналізу даних діаграм, наведених на рис. 2.3 та 2.4, видно, що періоди повернення капіталовкладень для порівнюваних варіантів реконструкції Тиврівських ЕМ складають:

- для варіанта переведення живлення на номінальну напругу 10 кВ 14 років;
- для варіанта переведення живлення на номінальну напругу 20 кВ 15 років.

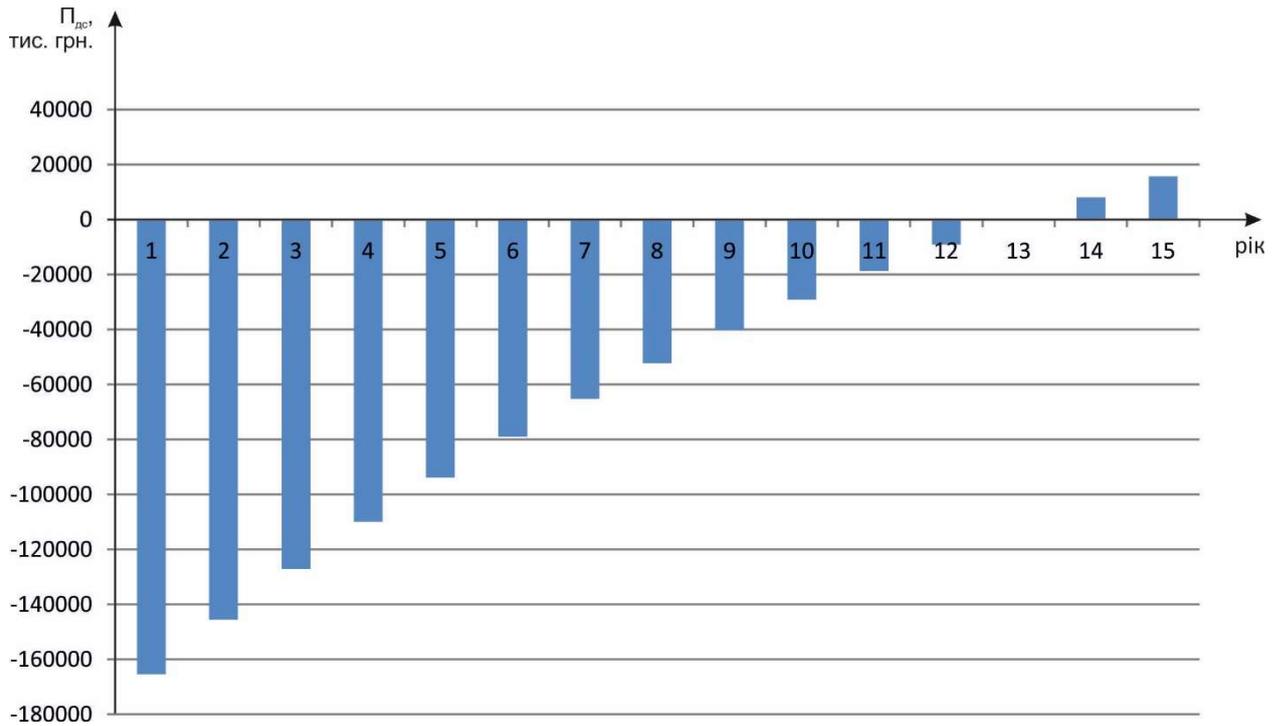


Рисунок 2.3 – Динаміка зміни кумулятивної суми чистих грошових потоків для варіанта реконструкції розподільної електричної мережі з переведенням живлення на номінальну напругу 10 кВ

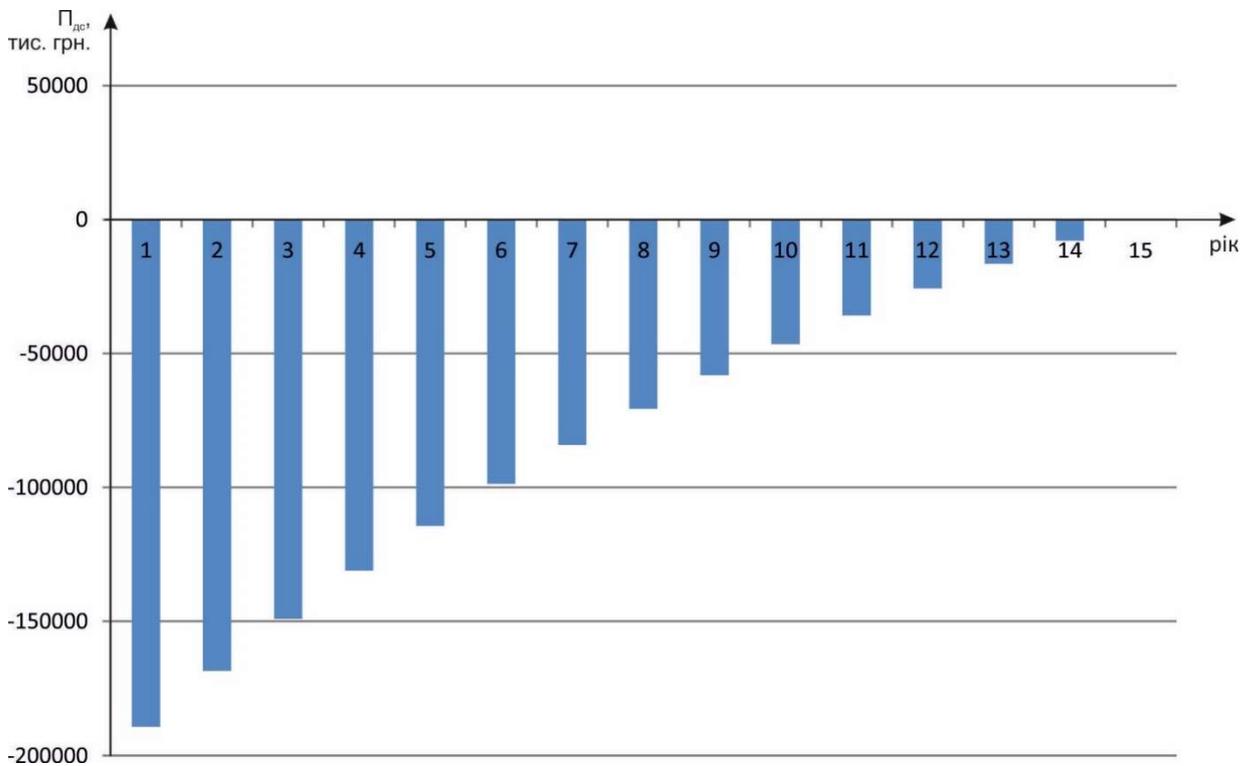


Рисунок 2.4 – Динаміка зміни кумулятивної суми чистих грошових потоків для варіанта реконструкції розподільної електричної мережі з переведенням живлення на номінальну напругу 20 кВ

### **3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ШЛЯХОМ РОЗБУДОВИ ВДЕ**

#### **3.1 Формування локальної електроенергетичної системи для фрагмента Віньковецьких РЕМ**

На рис. 3.1 наведено частину схеми Віньковецьких РЕМ в зоні підстанції 110/35/10 кВ «Віньківці», в якій формується локальна електроенергетична система. На першому етапі встановлюються ФЕС в фідері 12 біля ПС 63 потужністю 2,5 МВт та в фідері 13 біля ЗТП 122 потужністю 5 МВт. Обидві ФЕС формуються як агреговані microgrid (MG) з місцевими ЕХН і задіянням можливостей активних споживачів. На наступному етапі планується встановлення газопоршневої установки (ГПУ) потужністю до 5 МВт і установки отримання біогазу на місцевій сировині. На рис. 3.2 наведено структурну схему такої ЛЕС.

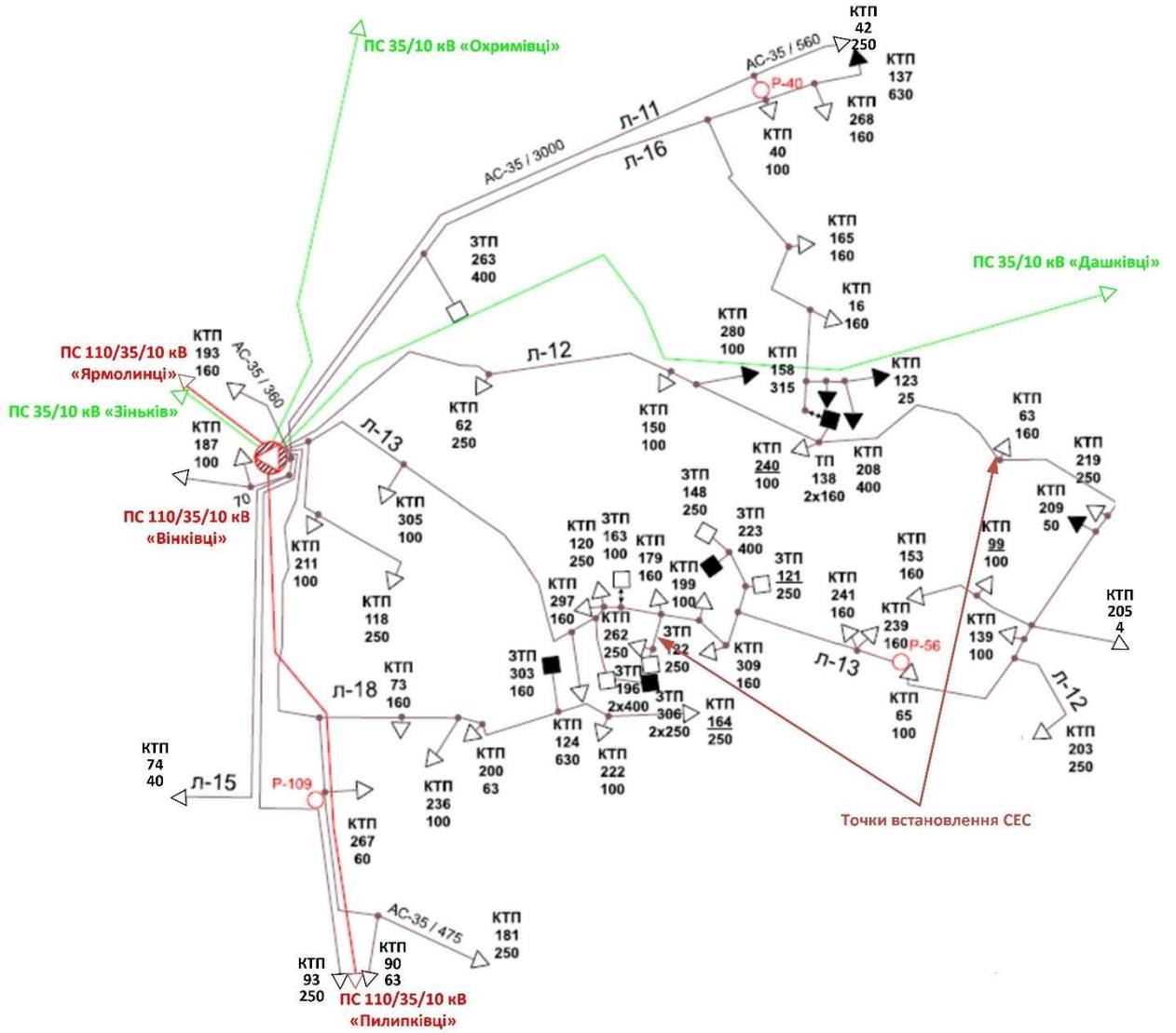


Рисунок 3.1 – Фрагмент схеми Віньковецьких РЕМ

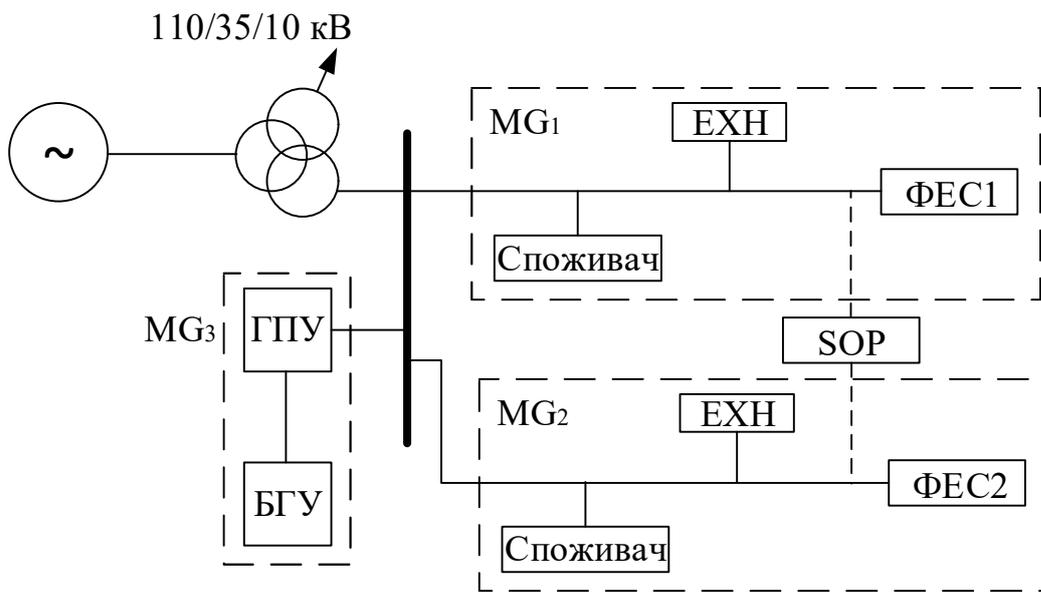


Рисунок 3.2 – Структурна схема Віньковецької ЛЕС

Для забезпечення перерозподілу активної потужності між фідерами 12 і 13, компенсацію реактивної потужності в кожному з фідерів з метою зменшення втрат електроенергії, а також оптимального спільного використання енергії місцевих ЕХН в  $MG_1$  і  $MG_2$  та колективної ГПУ в  $MG_3$  встановлюється Soft Open Point (SOP) [20, 21].

Для оцінювання ефективності формування Віньковецької ЛЕС виконано розрахунки до встановлення ФЕС і після встановлення ФЕС. Розрахунки виконано програмним комплексом «Втрати-110».

Нижче наведені результати розрахунків режиму максимальних навантажень підстанції 110/35/10 кВ «Віньківці». Метою розрахунків є оцінити можливість встановлення ФЕС і їх потужність, виходячи з пропускної здатності ЛЕП, вплив на втрати електроенергії і рівнів напруги.

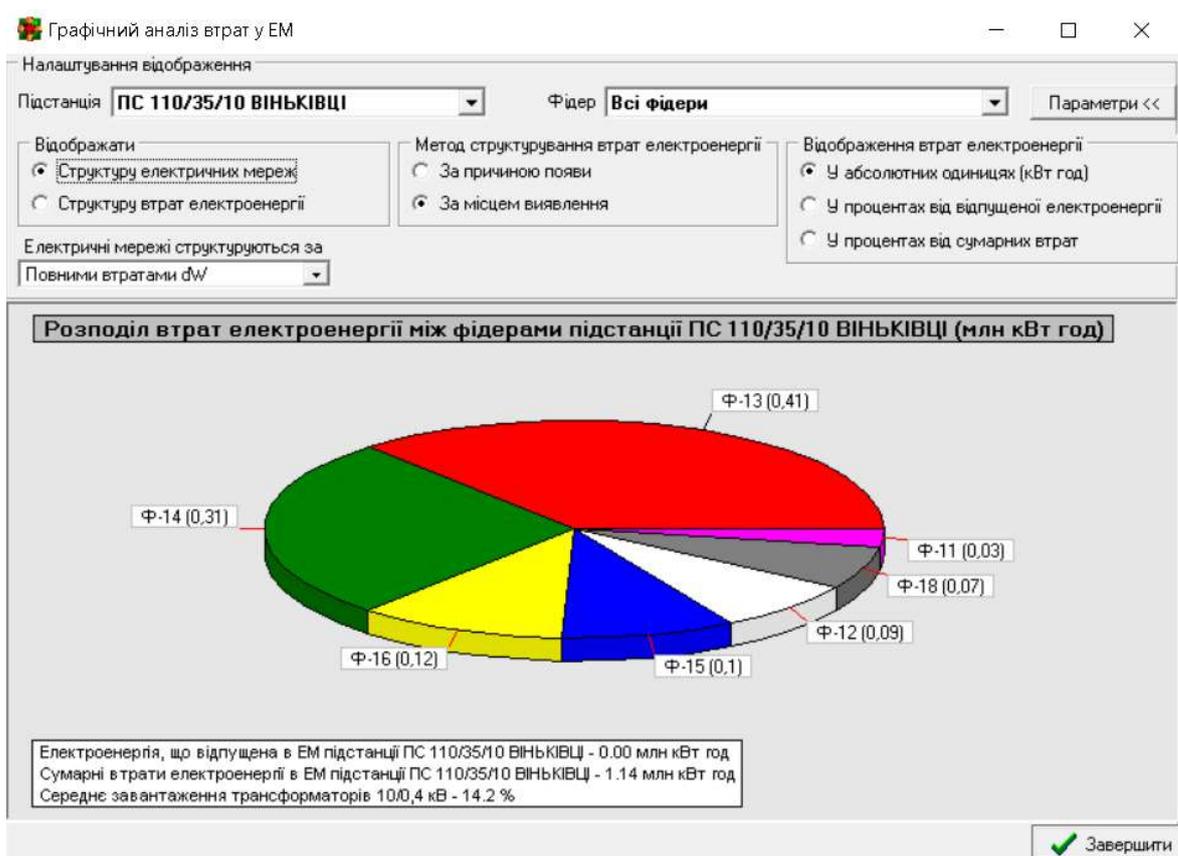


Рисунок 3.3 – Структура втрат в електричних мережах ПС «Віньківці»

На рис. 3.3 наведено структуру річних втрат електроенергії по фідерах.

Найбільші втрати електроенергії є у Ф-13 і Ф-14, а далі в Ф-12, Ф-15 і Ф-16.

На рис. 3.4 показано значення втрат електроенергії по ПС «Віньківці» в трансформаторах і ЛЕП 10 кВ. Оскільки втрати електроенергії в лініях електропередачі досить високі, то для зменшення їх ФЕС доцільно розміщати ближче до кінця фідера і, бажано, в зоні активного споживача електроенергії для можливості сумісного керування графіками генерування і споживання.

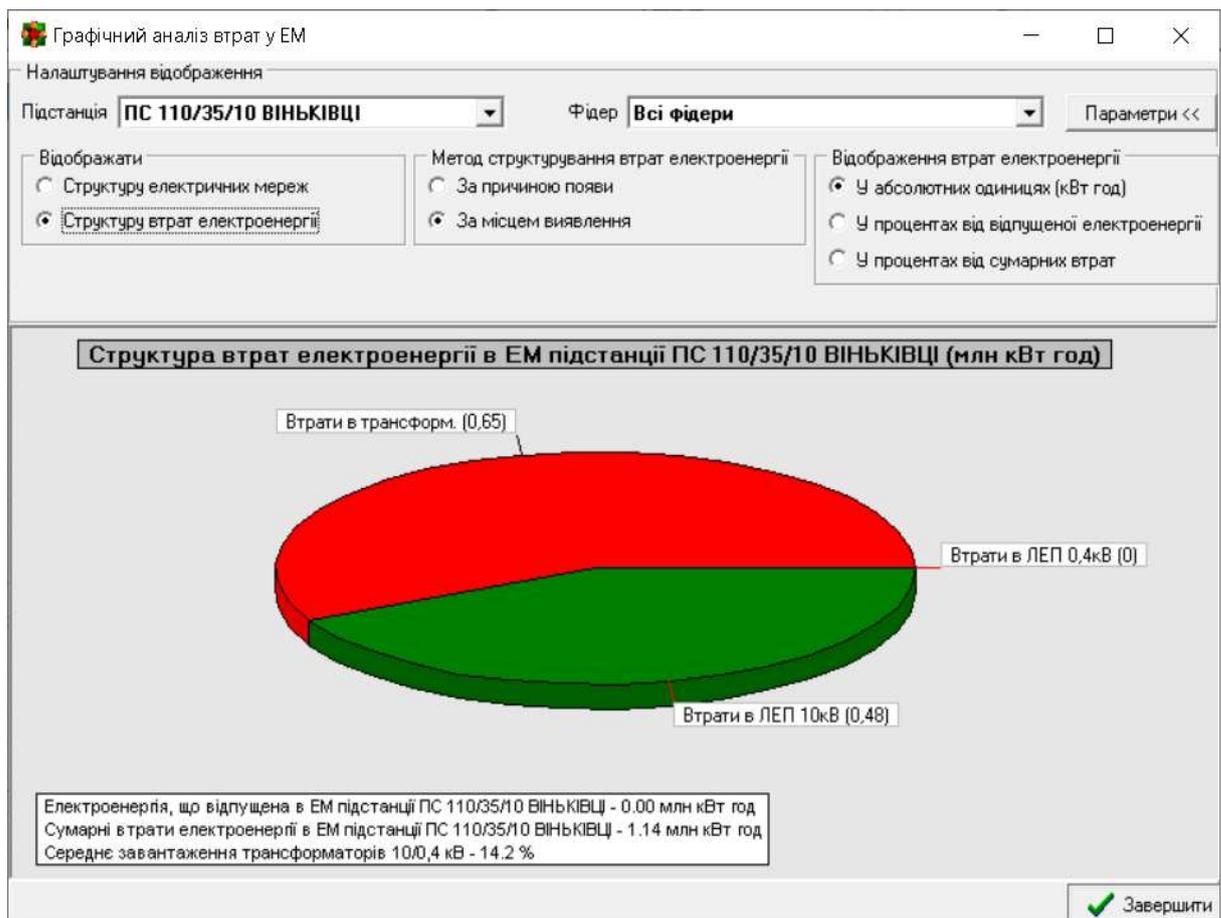


Рисунок 3.4 – Структура втрат по ПС «Віньківці» в трансформаторах і ЛЕП 10 кВ

Для режиму середніх навантажень розраховані параметри фідерів підстанції «Віньківці» «претендентів» встановлення ФЕС. За сформульованими вище вимогами (пропускна здатність, втрати електроенергії, допустимі рівні напруги) доцільними є Ф-13 і Ф-12. Площинки

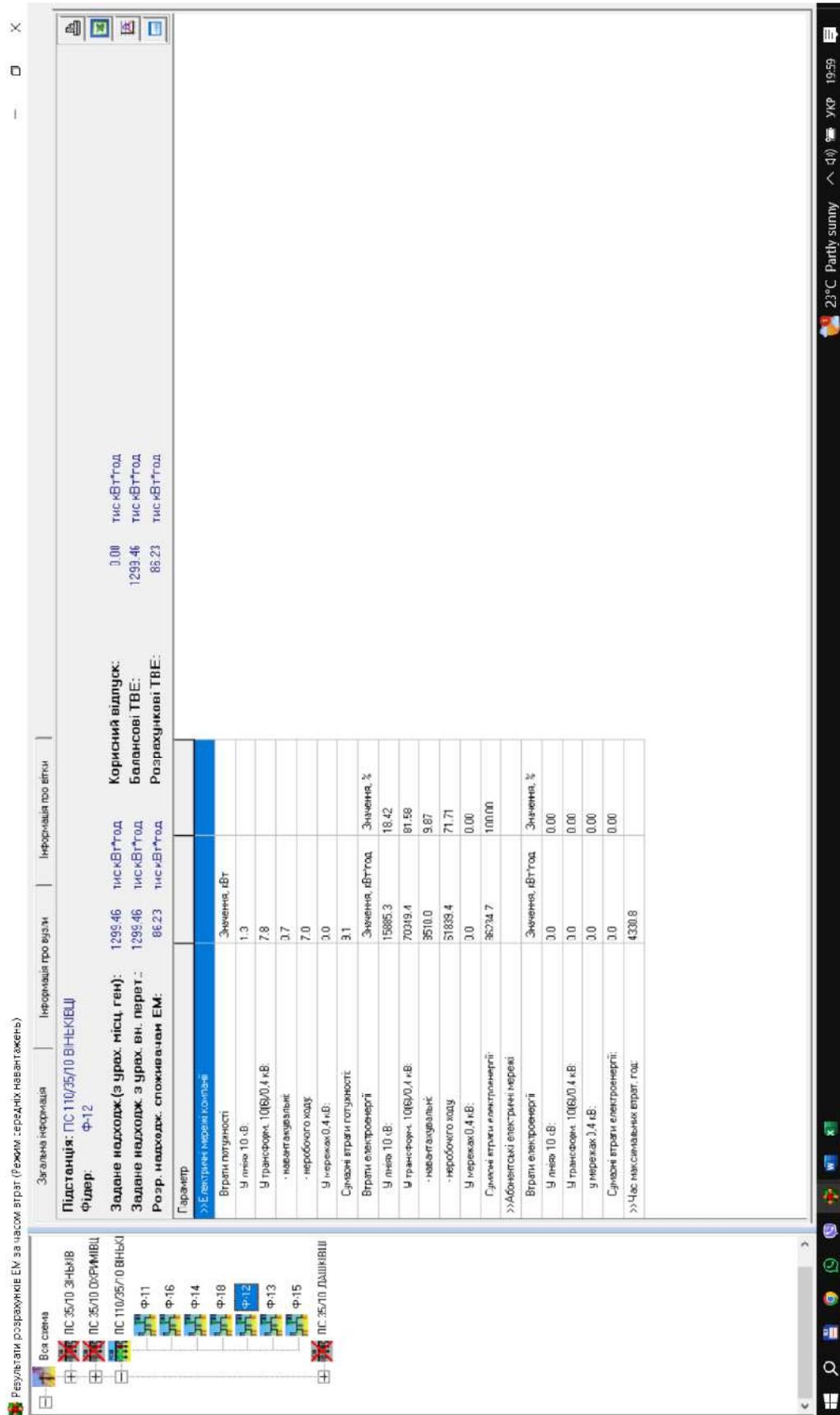


Рисунок 3.5 – Параметри режиму фідера 12 для режиму середніх навантажень без ФЕС

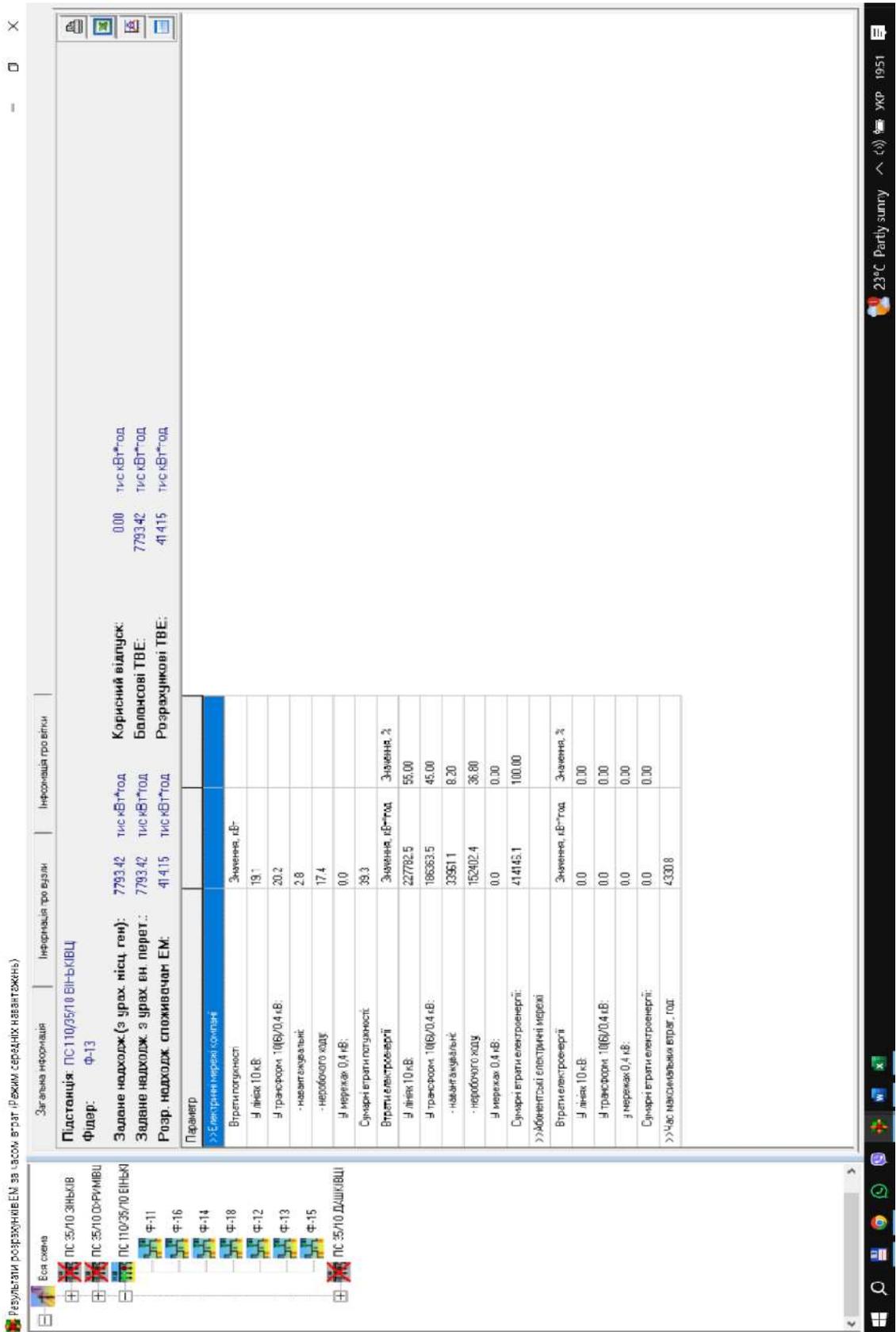


Рисунок 3.6 – Параметри режиму фідера 13 для режиму середніх навантажень без ФЕС

для забудови ФЕС відповідно потужністю 5 МВт є біля ЗТП-122 і потужністю 2,5 МВт є біля підстанції 63. Це відповідає також рекомендаціям щодо будівництва ФЕС в середині або ближче до кінця фідера, а також біля споживачів, які в перспективі можуть бути активними. Параметри режимів фідерів Ф-12 і Ф-13 наведені на рис. 3.5 і 3.6.

### 3.2 Оцінювання впливу генерування ФЕС на ЛЕС, сформовану на основі підстанції Віньковецька

Виконано розрахунки на тих же умовах що й у попередньому пункті за виключенням, що у схемі, наведеній на рис. 3.1, на підстанціях 63 і 122 під'єднані ФЕС відповідно потужністю 2,5 і 5 МВт. На рис. 3.7 наведено структуру річних втрат електроенергії по фідерах. Порівняно з попереднім режимом найбільше зменшилися втрати електроенергії у фідерах Ф-12, Ф-13 і Ф-16. Втрати електроенергії в трансформаторі практично не змінилися, а втрати в ЛЕП мережі зменшилися на 12% (див. рис. 3.8).

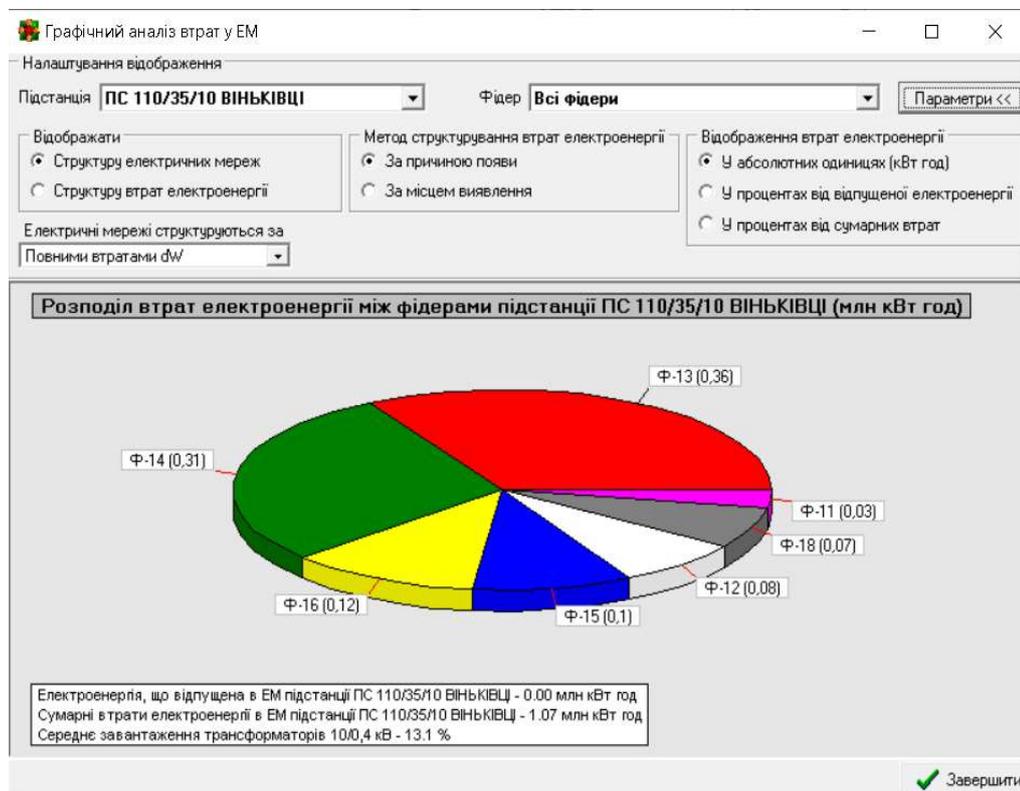


Рисунок 3.7 – Структура втрат по електричних мережах ПС «Віньківці» в режимі з ФЕС

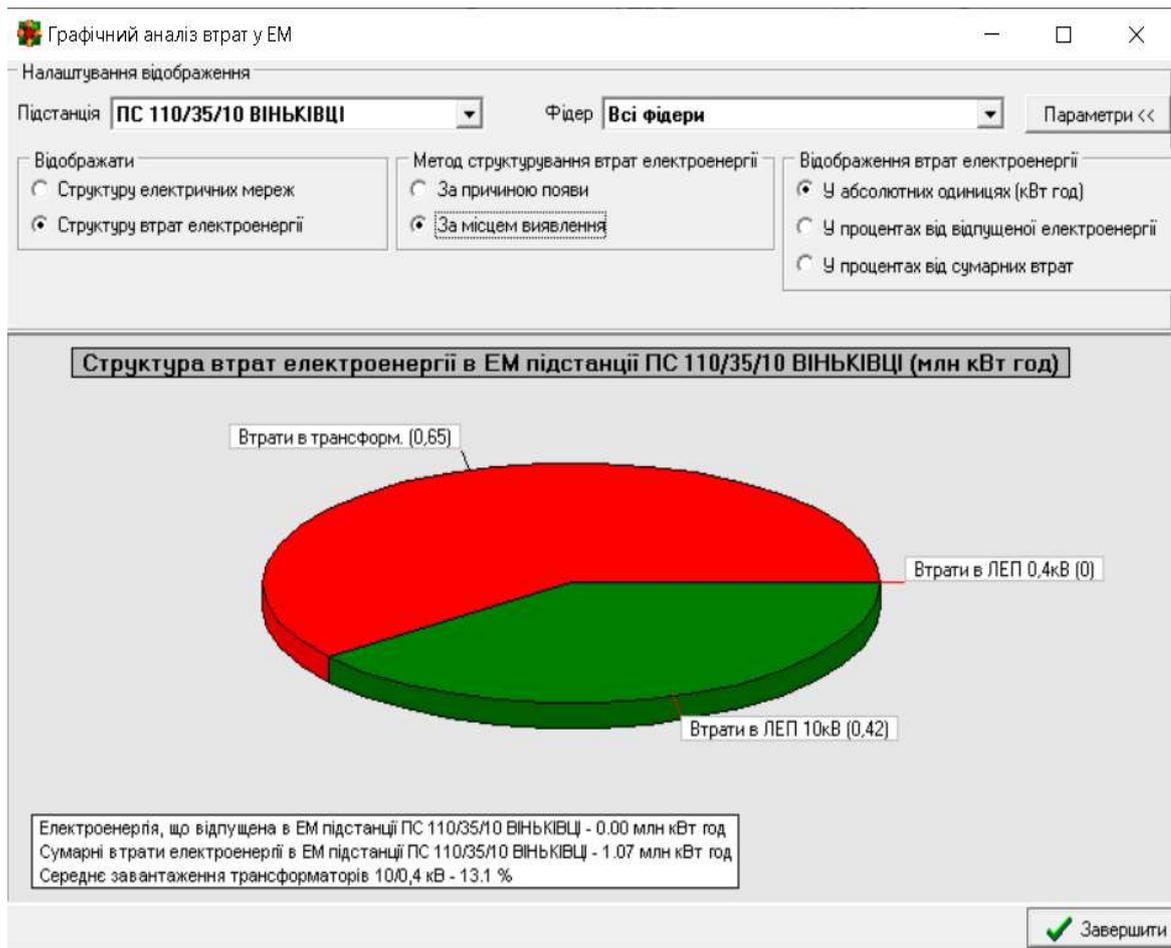


Рисунок 3.8 – Структура втрат по ПС «Вінківці» в режимі з ФЕС

На рис. 3.9 і 3.10 наведено параметри режимів фідерів Ф-12 і Ф-13 з ФЕС. За нормальної якості напруги у Ф-12 зменшилися втрати потужності на 25%, у Ф-13 на різних ділянках втрати потужності зменшилися від 12 до 24%.

Результати розрахунків БМ за часом втраг (Режим: середньозважений)

Всі сканери

- ПС 35/10 ЗНЬКІВ
- ПС 35/10 ОХРИМІВЕЦЬ
- ПС 10/35/10 ВІНЬКІВЦІ
- Ф-11
- Ф-16
- Ф-14
- Ф-18
- Ф-12
- Ф-13
- Ф-15
- ПС 35/10 ДАШКІВЦІ

Детальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітри

Підстанція: ПС 110/35/10 ВІНЬКІВЦІ  
 Фідер: Ф-12

Задане надходж. (з урах. місц. ген): 1299.45 тис.кВт\*год      Корисний випуск: 0.00 тис.кВт\*год  
 Задане надходж. з урах. вн. перет.: 1299.45 тис.кВт\*год      Балансові ТВЕ: 1299.45 тис.кВт\*год  
 Розр. надходж. споживачом ЕМ: 82.03 тис.кВт\*год      Розрахункові ТВЕ: 82.03 тис.кВт\*год

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
» Електрика неробочого часу		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У ліній 10 кВ	1.0	
У трансформ. 10(3)/0.4 кВ	7.8	
- навантажувальні	0.6	
- неробочого часу	7.0	
У мережах 0.4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати потужності:	8.8	
Втрати електроенергії	Значення, кВт*год	Значення, %
У ліній 10 кВ	11845.2	14.30
У трансформ. 10(3)/0.4 кВ	70932.3	85.70
- навантажувальні	9144.6	11.04
- неробочого часу	61835.4	74.66
У мережах 0.4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	82822.1	100.00
» Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії	Значення, кВт*год	Значення, %
У ліній 10 кВ	0.0	0.00
У трансформ. 10(3)/0.4 кВ	0.0	0.00
у мережах 0.4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	0.0	0.00
» Час максималних втраг, год:	4331.8	

23°C Party sunny ^ < > UKR 19:59

Рисунок 3.9 – Параметри режиму фідера Ф-12 з ФЕС

Результати розрахунків ЕМ за часом втраг (Режим середніх навантажень)

Вся схема

- ПС 35/10 ЗНЬКІВ
- ПС 35/10 ОКРИМІВЦІ
- ПС 110/35/10 ВІНЬКІВЦІ
  - Ф-11
  - Ф-16
  - Ф-14
  - Ф-18
  - Ф-12
  - Ф-13
  - Ф-15
- ПС 35/10 ДАШКІВЦІ

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки

**Підстанція:** ПС 110/35/10 ВІНЬКІВЦІ

**Фідер:** Ф-13

**Задане надходж. (з урах. місц. ген):** 7793.42 тис.кВт\*год    **Корисний відпуск:** 0.00 тис.кВт\*год  
**Задане надходж. з урах. вн. перет.:** 7793.42 тис.кВт\*год    **Балансові ТВЕ:** 7793.42 тис.кВт\*год  
**Розр. надходж. споживачем ЕМ:** 356.41 тис.кВт\*год    **Розрахункові ТВЕ:** 356.41 тис.кВт\*год

Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
<b>&gt;&gt; Електрична мережа копілант</b>		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У ліній 10 кВ:	14.3	
У трансформ. 10(6)/0.4 кВ:	20.2	
- навантажувальні	2.8	
- неробочого ходу	17.4	
У мережах 0.4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати потужності:	34.4	
Втрати електроенергії	Значення, кВт*год	Значення, %
У ліній 10 кВ:	170462.8	47.83
У трансформ. 10(6)/0.4 кВ:	185596.5	52.17
- навантажувальні	33954.1	9.41
- неробочого ходу	152402.4	42.76
У мережах 0.4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	356409.3	100.00
<b>&gt;&gt; Абонентські електричні мережі</b>		
Втрати електроенергії	Значення, кВт*год	Значення, %
У ліній 10 кВ:	0.0	0.00
У трансформ. 10(6)/0.4 кВ:	0.0	0.00
У мережах 0.4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	0.0	0.00
>> Час максимальних втраг, год.	4330.8	

EUR/USD +0.22%

UKP 19:53

Рисунок 3.10 – Параметри режиму фідера Ф-13 з ФЕС

## **4. ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК**

### **4.1 Постановка задачі**

Відповідно до Конституції України та Закону «Про охорону праці», кожен працівник має право на безпечні умови праці, включаючи роботу з комп'ютерною технікою.

Оперативно-диспетчерський персонал, який працює з ПК, постійно контролює роботу енергетичних об'єктів, що супроводжується впливом шкідливих чинників: шуму, поганого освітлення, електромагнітного випромінювання, статичної електрики тощо. Тривалий вплив таких факторів може призвести до професійних захворювань зору, опорно-рухового апарату та нервової системи. Тому аналіз умов праці користувача ПК є важливим для запобігання негативним наслідкам.

### **4.2 Організація робочого місця**

Приміщення, де планується встановлення комп'ютерного обладнання, повинні відповідати будівельним нормам і бути погоджені з відповідними державними органами. Роботодавець зобов'язаний враховувати санітарні вимоги до освітлення, температури, вологості, рівня шуму, вібрації, а також електромагнітного та інфрачервоного випромінювання. Ці норми регламентуються ДСанПІН 3.3.2.007-98, затвердженими постановою головного санітарного лікаря України.

Заборонено розміщувати комп'ютери в підвальних приміщеннях або поруч із зонами підвищеної вологості. Робоча зона повинна бути обладнана системами опалення, вентиляції або кондиціонування, при цьому всі комунікації мають бути надійно захищені. Приміщення повинні відповідати II ступеню вогнестійкості згідно з ДБН В.1.1.7-2002.

У кімнатах, де працюють співробітники за ПК, має бути природне та штучне освітлення. Вікна слід обладнати жалюзі або шторами для

регулювання світлового потоку. Бажано, щоб світло потрапляло на монітори з півдня або північного сходу. Для забезпечення безпеки необхідно встановити аптечки, пожежну сигналізацію та вогнегасники. Якщо в приміщенні працює п'ять і більше комп'ютерів, слід передбачити аварійний вимикач електроживлення.

Площа одного робочого місця повинна становити не менше 6 м<sup>2</sup>. За потреби, робочі місця розділяються перегородками висотою до 2 м. При плануванні простору слід враховувати наявність меблів, сейфів, тумб тощо. У разі надмірного шуму або вібрації техніки працівникам слід надати антивібраційні килимки.

Стілець працівника має бути регульованим по висоті, з підтримкою спини та можливістю обертання. Щодня необхідно проводити вологе прибирання та очищення моніторів від пилу. Забороняється самостійний ремонт комп'ютерів, використання несправних моніторів, робота з матричними принтерами без захисту від вібрації. До роботи допускаються лише ті працівники, які пройшли відповідне навчання з охорони праці.

### 4.3 Параметри мікроклімату

Параметри мікроклімату на робочих місцях операторів ПК нормуються з урахуванням пори року та характеру виконуваних робіт. Оскільки робота за комп'ютером належить до легких (категорії Іа, Іб), для таких умов встановлено оптимальні значення температури, вологості та швидкості руху повітря. У разі неможливості дотримання оптимальних показників допускається використання допустимих меж.

Таблиця 4.1 – Параметри мікроклімату для приміщень з ПК

Період року	Параметр мікроклімату	Величина
Холодний	Темп. повітря в приміщенні; відносна вологість; швидкість руху повітря	22...24°C; 40...60%; до 1м/с
Теплий	Темп. повітря в приміщенні; відносна вологість; швидкість руху повітря	23...25°C; 40...60%; до 0,1...0,2 м/с

Для підтримання мікроклімату рекомендується використовувати системи кондиціонування або вентиляції. Обсяг подачі свіжого повітря залежить від площі на одну особу:

Таблиця 4.2 – Норми подачі свіжого повітря в приміщеннях з ПК

Характеристика приміщення	Об'ємна витрата свіжого повітря, що подається в приміщення, м <sup>3</sup> на одну людину в годину
Об'єм до 20 м <sup>3</sup> на людину	Не менше 30
20...40 м <sup>3</sup> на людину	Не менше 20
Більше 40 м <sup>3</sup> на людину	Може бути використана природна вентиляція

#### 4.4 Освітленість

Природне освітлення оцінюється за коефіцієнтом природного освітлення (КПО), який залежить від зорового навантаження. Робота оператора ПК належить до IV розряду зорових робіт (середня точність), для якого КПО має становити не менше 1,5 %.

Штучне освітлення нормується за мінімальним рівнем освітленості (Емін) та коефіцієнтом пульсації світлового потоку ( $K_p \leq 20\%$ ). Для IV розряду зорових робіт Емін повинен бути в межах 300–500 лк.

Під час перевірки встановлено, що природна освітленість становить лише 1 % (200 лк при зовнішньому освітленні 20000 лк), що нижче нормативу.

У приміщенні використовуються люмінесцентні лампи.

Для кімнати площею 20 м<sup>2</sup> (5×4 м, висота 3 м) розрахуємо необхідність штучне освітлення. Використаємо метод використання світлового потоку. Для визначення потрібної кількості світильників, які повинні забезпечити нормований рівень освітленості, визначимо світловий потік, що падає на робочу поверхню за формулою:

$$F = \frac{E \cdot K \cdot S \cdot Z}{\eta} \quad (4.1)$$

де  $F$  – світловий потік, що розраховується, лм;  $E$  – нормована мінімальна освітленість, лк;  $E=300$  лк;  $S$  – площа освітлювального приміщення;  $Z$  – відношення середньої освітленості до мінімальної;  $Z=1,1$ ;  $K$  – коефіцієнт запасу, що враховує зменшення світлового потоку лампи в результаті забруднення світильників в процесі експлуатації;  $K=1,5$ ;  $\eta$  – коефіцієнт використання світлового потоку

Обчислимо індекс приміщення за формулою:

$$I = \frac{S}{h \cdot (A + B)} \quad (4.2)$$

де  $h$  – розрахункова висота підвісу;  $A$  – ширина приміщення;  $B$  – довжина приміщення;

Підставивши значення отримаємо:

$$I = \frac{20}{2,9 \cdot (4 + 5)} = 0,77$$

Підставимо всі значення у формулу для визначення світлового потоку  $F$ :

$$F = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 20 \cdot 1,1}{0,22} = 45000 \quad \text{лм}$$

Для освітлення використані люмінесцентні лампи типу ЛБ 40-1, світловий потік яких  $F_{\text{л}} = 4320$  лм. Розрахуємо необхідну кількість ламп у світильниках за формулою:

$$N = \frac{F}{F_{\text{л}}} \quad (4.3)$$

де  $N$  – кількість ламп, що визначається;  $F_{\text{л}}$  – світловий потік лампи;

$$N = \frac{45000}{4320} = 11$$

Для кімнати площею  $20 \text{ м}^2$  ( $5 \times 4$  м, висота 3 м) розраховано необхідність у 12 лампах (6 світильників). Фактично працювало лише 7 ламп, що не забезпечує нормативного рівня освітлення. Рекомендовано встановити ще 5

ламп для досягнення відповідності санітарним нормам.

#### **4.5 Вибір засобів пожежогасіння**

До основних первинних засобів пожежогасіння на підприємствах належать:

- вогнегасники;
- пожежні крани, ручні насоси;
- лопати, сокири, гаки, багри;
- ящики з піском, бочки з водою;
- азбестові полотна, повстяні мати тощо.

Будівлі, де розміщено ЕОМ, повинні відповідати категорії В за пожежовибухонебезпекою (НАПБ Б.03.002-2007). Приміщення з комп'ютерною технікою мають бути обладнані системами автоматичної пожежної сигналізації згідно з НАПБ Б.06.004-97 та ДБН В.2.5-13-98. Обов'язковим є наявність переносних вуглекислотних вогнегасників.

Вогнегасники є ключовим елементом первинного пожежного захисту. На кожному з них зазначено класи пожеж, для гасіння яких він призначений, що дозволяє правильно обрати засіб у разі надзвичайної ситуації.

## ВИСНОВКИ

Основні результати магістерської кваліфікаційної роботи:

1. Аналізом становлення та розвитку розподільних мереж в енергосистемах розвинених країн Європи, Азії та Америки підтверджено, що основним напрямком підвищення ефективності роботи електричних високовольтних розподільних мереж, є комплексна їх реконструкція, яка включає не тільки підвищення їх класу напруги, а і формування обґрунтованих методів зміни існуючої конфігурації мережі. Узагальнення світового досвіду побудови розподільних мереж напругою 20 кВ і особливостей функціонування мереж напругою 6(10) кВ в енергосистемі України, дали можливість розробити концепцію розподільних мереж 20 кВ для впровадження новітніх підходів до підвищення ефективності роботи розподільних мереж у обленерго енергосистеми України.

2. Установлено критерій переведення мережі 6(10) кВ на напругу 20 кВ для всіх можливих варіацій значень параметрів, які прийняті для аналізу стану мережі (сумарної довжини ліній 6 кВ, періоду функціонування мережі 6(10) кВ, середньої довжини фідерів мережі 6(10) кВ, навантаження, тенденції зміни навантаження, територіальної щільності навантаження, індексу середньої тривалості відключень, індексу середньої частоти відключень, населення району електропостачання).

3. Показана доцільність інтегрувати ВДЕ в розподільні електричні мережі у вигляді окремих microgrid (MG), які є ключовою частиною переходу до ЛЕС з функціонуванням на принципах SMART Grid. Місцеві MG окрім джерел генерування і споживачів мають також засоби накопичення певної кількості енергії. Для забезпечення техніко-економічної ефективності MG об'єднуються в інтелектуальну систему керування, що дозволяє більш раціонально використовувати ресурси MG, ефективно взаємодіяти з розподільчою мережею і задіяти можливості активних споживачів електроенергії в процесі балансування режиму ЛЕС. Пропонується ієрархічну

структуру інтелектуальної системи ЛЕС формувати таким чином, щоб ЛЕС з інтелектуальними електричними мережами могли під час обмеження централізованого електрозабезпечення не втрачати ВДЕ, а в повній мірі використати їх переваги разом з системами зберігання енергії для надійного електропостачання споживачів.

Розрахунками та аналізом їх результатів підтверджено позитивний вплив ФЕС на режим розподільної електричної мережі за певних умов. Показано, що максимальний ефект ФЕС щодо впливу на розподільні мережі досягається при під'єднанні їх в середині або ближче до кінця фідера. Фідер бажано вибирати найбільш завантаженим зі споживачами, які в перспективі можуть бути активними і використовуватися для узгодження графіків генерування ФЕС та місцевого електроспоживання. Це дозволяє отримати ряд переваг, таких як зменшення втрат електроенергії та покращання її якості, а також компенсацію нестабільності генерування ФЕС на протязі доби і відповідно негативний вплив на балансову надійність ЛЕС. На прикладі Віньковецької ЛЕС проілюстровано ефективність запропонованих в роботі методів і алгоритмів визначення втрат електроенергії, викликаних впровадженням ФЕС, а також формування ЛЕС в такий спосіб, щоб забезпечити можливості активних споживачів та інших засобів резервування впливати на її балансову надійність як балансуєчої групи.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику / Методика. Загальні методичні положення. Затверджені наказом Міністерства України від 23.02.95. №1ПС та введені в дію з 01.03.95. – 51 с.
2. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику / Методика. Енергосистеми й електричні мережі. Затверджені наказом Міністерства України від 20.01.97 №1ПС та введені в дію з 01.01.97. – 54 с.
3. Гончар М.І. Деякі аспекти вибору напруги 20 кВ для сільських розподільних мереж / М.І. Гончар, С.А. Попадченко // Харківський національний технічний університет сільського господарства ім. П. Василенка. Вип. 130. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України" /ХНТУСГ. – Х., 2012. – С. 6 – 8.
4. Забезпечення безпеки експлуатації електричних мереж в рамках енергетичної стратегії України шляхом впровадження пілотних проектів з переходу системи передачі та розподілу електричної енергії з триступеневої на двоступеневу [Електронний ресурс]: презентація. –НКРЕКП. – Київ, 2016. – Режим доступу: <http://www.slideshare.net/NKREKП/18072016-64339669> – URL.
5. Кацадзе Т. Л. Експертні системи прийняття рішень в енергетиці: навч. посіб. / Т. Л. Кацадзе. – К.: ЛОГОС, 2014. – 173 с. – ISBN 978–966–171–768–7.
6. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж. = Electrical power networks and systems. Operation modes of open networks: навч. посіб. / В.В. Кирик, Т.Б. Маслова. – Київ: НТУУ «КПІ», 2015. – 256 с. – ISBN 978-966-622-737-2.

7. Козирський В.В. Підхід щодо розміщення реклоузерів у розподільних мережах / В.В.Козирський, О.В.Гай, В.А. Костюк // Енергетика та електрифікація. – 2012. – №6. – С.6–011.

8. Комар В.О. Комплексна оцінка місць секціонування розподільної електричної мережі / В.О. Комар, Ю.В. Петрушенко // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск. – 2016.– Том.1. – №6. – С.67–70.

9. Кузьмін І.В. Критерії оцінки ефективності, якості та оптимальності складних систем / І. В. Кузьмін // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – Вінниця: ВПІ, 1994. – № 1(2). – С. 5 – 9.

10. Лежнюк П.Д. Функціональна залежність складових втрат потужності у вітках електричної мережі від потужності у вузлах / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.Б. Бурикін // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2005. – № 4. – С. 58–62.

11. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі [Текст] : СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005: На заміну РД 34.20.573; РД 34.20.583-91 / розроб. О. А. Потребич [та ін.]; Міністерство палива та енергетики України. - Офіц. вид. - К. : ОЕП "ГРІФРЕ", 2005. - VI, 92 с.

12. Підвищення енергоефективності роботи електричних мереж та зменшення втрат в розподільчих мережах 6(10) кВ шляхом переходу на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі та концептуальних підходів до автоматизації розподільчої мережі та систем обліку електричної енергії [Електронний ресурс]: протокол наради №45/4-16 від 18.07.2016, м. Київ. – Режим доступу: [http://www.nerc.gov.ua/data/filearch//Pr\\_narada\\_pidvyschen\\_energoefektyvnosti\\_\\_roboty\\_energomezhh\\_18.07.2016.pdf](http://www.nerc.gov.ua/data/filearch//Pr_narada_pidvyschen_energoefektyvnosti__roboty_energomezhh_18.07.2016.pdf). – URL.

13. Підвищення енергоефективності розподільних мереж з використанням SMART-технологій / Б.В. Циганенко, Д.М. Сумський, В.В.

Кирик, Т.Л. Кацадзе // Електроніка і зв'язок.– 2016. – №4(93) . – Т.21. – С.58-63.

14. Циганенко Б.В. Лінгвістична модель критерію переведення розподільної мережі на напругу 20 кВ / Б.В. Циганенко, В.В. Кирик // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2016. – №5. – С.58-67.

15. Циганенко Б.В. Особливості функціонування розподільних мереж середнього класу напруги та їх переведення на напругу 20 кВ / Б.В. Циганенко, В.В. Кирик // Гідроенергетика України.– 2016.– №3-4.– С.7-13.

16. Циганенко Б.В. Впровадження електричних мереж напругою 20 кВ в енергосистемі України // Енергетика та електрифікація. – 2015. – №4. – С.10–13.

17. Циганенко Б.В. Метод визначення місця встановлення резервних перемичок розподільної електричної мережі / Б.В. Циганенко, В.В. Кирик // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2016. – №3. – С.70–76.

18. Циганенко Б.В. Оптимальна реконфігурація розподільної електричної мережі / Б. В. Циганенко // Технічна електродинаміка. – 2016. – №5. – С.55–57.

19. Kumar K. FDR Particle Swarm Algorithm For Network Reconfiguration Of Distribution Systems / K. Kumar, N. Ramana, S. Kamakshaiah // Journal of Theoretical and Applied Information Technology. – 2012. – Vol. 36. – №2. – P.174–180.

20. Nara K. Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum reconfiguration / K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawoa, T. Ishihara // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1992. – №7(3). – P.1044–1051.

21. Wong K.P. Evolutionary-Programming-Based Algorithm for Environmentally-Constrained Economic Dispatch / K.P. Wong, J. Yuryevich // IEEE Transactions on Power Systems. – 1998. – Vol. 13. – № 2. – P. 301–306.

22. Wu Y.-G. A Diploid Genetic Approach to Short-Term Scheduling of Hydro-Thermal System / Y.-G. Wu, C.-Y. Ho, D.-Y. Wang // IEEE Transactions on Power Systems. – 2000. – Vol.15. – № 4. – P. 1268–1274.

23. П. Лежнюк, О. Козачук, та О. Галузінський, "Використання активних споживачів для балансування електроенергії в електричній мережі", Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки), №3, с. 214-221, 2023. DOI 10.31891/2307-5732-2023-321-3-214-221.

24. V. I. Budko, and Y. V. Vainstein, "Covering the imbalances of the generated and forecasted electricity by the solar power station due to the electric energy storage system", Renew. Energy, №1, pp. 25-31, 2021.

25. M. Hussain, and Y. Gao, "A review of demand response in an efficient smart grid environment", The Electricity Journal, Vol. 31, pp. 55-63, 2018.

26. І. В. Блінов, І. В. Трач, Є. В. Парус, Д. Г. Дерев'янка, та В. М. Хоменко, "Регулювання напруги та реактивної потужності в розподільних електричних мережах шляхом використання розосереджених відновлюваних джерел енергії", *Технічна електродинаміка*, № 2, с. 60-69, 2022. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>

## ДОДАТОК А

## ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Вплив розосередженого генерування на режими розподільних мереж в умовах переведення їх на напругу 20 кВ

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем  
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КП1) 28,03 %

- Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)
- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак академічного плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту.
- У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.
- У роботі виявлено ознаки академічного плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень. Робота до захисту не приймається.

Експертна комісія:

Заб. кафедр ЕСС Жашар В.О.  
(прізвище, ініціали, посада)

Доцент кафедр ЕСС Остаха Н.В.  
(прізвище, ініціали, посада)

[Підпис]  
(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку [Підпис]  
(підпис)

Вичневський Б.С.  
(прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник [Підпис]  
(підпис)

Лежнюк П.Д., проф. кафедри ЕСС  
(прізвище, ініціали, посада)

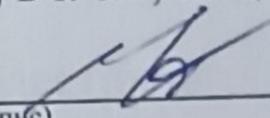
Здобувач [Підпис]  
(підпис)

Шляхетнюк О.В.  
(прізвище, ініціали)

**ДОДАТОК Б**  
**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Комар В. О.  
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

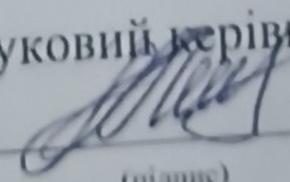
  
\_\_\_\_\_ (підпис)

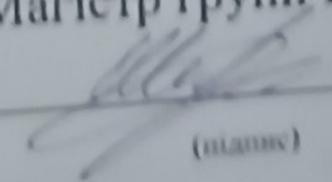
" 24 " 09 2024 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
**Вплив розосередженого генерування на режими розподільних мереж в  
умовах переведення їх на напругу 20 кВ**

08-21.МКР.018.00.000 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСС  
  
\_\_\_\_\_ (підпис) Лежнюк П. Д.

Магістр групи ЕС-24м  
  
\_\_\_\_\_ (підпис) Шляхетнюк О.В.

Вінниця 2025 р.

## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

- а) актуальність дослідження зумовлена потребою проведення аналізу ефективності переведення розподільних мереж 6(10) кВ на напругу 20 кВ та впровадження ВДЕ.
- б) наказ ректора ВНТУ № 313 від «24» вересня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

- а) мета – аналіз рівня енергоефективності роботи високовольтних розподільних електричних мереж при переведенні їх з класу напруги 6(10) кВ на напругу 20 кВ;
- б) призначення розробки – аналіз фрагменту схеми електричної мережі Гніванського вузла Тиврівських ЕМ АТ «Вінницяобленерго» з напругою 6 кВ. Фрагмент схеми Віньковецьких РЕМ 10 кВ АТ Хмельницькобленерго.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. ГКД 34.20.507-2003 "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила" (ПТЕ).
2. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ).
3. СОУ-4Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 "Виконання схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила".45 с.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

Аналіз моделей розподільних електричних мереж.

– елементна база: Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “РЗВА”, “ABB”, “Siemens” та ін.);

– показники технологічності: розвиток електричної мережі, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися згідно вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

## **5. Економічні показники**

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок щодо доцільності реалізації розробленого проекту.

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження теми МКР. Розроблення технічного завдання	01.09.2025	06.09.2025	формування технічного завдання
2	Вступ. Огляд літературних джерел	07.09.2025	12.09.2025	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень
3	Виконання аналітичної частини МКР (розділ 1 МКР)	13.09.2025	05.10.2025	розділ ПЗ
4	Виконання теоретичної частини МКР (розділ 2 МКР)	06.10.2025	13.10.2025	розділ ПЗ
5	Виконання практичної частини МКР (розділ 3,4 МКР)	14.10.2025	20.10.2025	розділ ПЗ
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	21.10.2025	27.10.2025	
7	Формування висновків по роботі	28.10.2025	09.11.2025	розділ ПЗ
8	Оформлення пояснювальної записки	10.11.2025	16.11.2025	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	17.11.2025	23.11.2025	плакати, презентація

## 7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

## 8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

## 9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

## 10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

## ДОДАТОК В

### РОЗРАХУНОК ПЕРІОДУ ПОВЕРНЕННЯ КАПІТАЛУ ВАРІАНТІВ РЕКОНСТРУКЦІЇ ГНІВАНСЬКОГО ВУЗЛА ТИВРІВСЬКИХ ЕМ

#### Розрахунок періоду повернення капіталовкладень для варіанту переведення живлення на номінальну напругу 10 кВ

Рік розрахункового періоду	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Капіталовкладення, тис. грн	205273,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Встановлена потужність, МВт	8,1396	8,2992	8,4588	8,6184	8,778	8,9376	9,0972	9,2568	9,4164	9,576	9,7356	9,8952	10,0548	10,2144	10,374
Передана електроенергія, кВт год/рік	24418800	24897600	25376400	25855200	26334000	26812800	27291600	27770400	28249200	28728000	29206800	29685600	30164400	30643200	31122000
Прибуток від продажу електроенергії, тис. грн	38811,24	39572,25	40333,25	41094,25	41855,26	42616,26	43377,27	44138,27	44899,28	45660,28	46421,29	47182,29	47943,3	48704,3	49465,31
Експлуатаційні витрати, тис. грн	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258	6719,258
Витрати на покриття втрат, тис. грн	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562	3677,562
Балансовий прибуток, тис. грн	28414,42	29175,43	29936,43	30697,43	31458,44	32219,44	32980,45	33741,45	34502,46	35263,46	36024,47	36785,47	37546,48	38307,48	39068,49
Податок на прибуток, тис. грн	5114,596	5251,577	5388,557	5525,538	5662,519	5799,5	5936,481	6073,462	6210,443	6347,423	6484,404	6621,385	6758,366	6895,347	7032,328
Річний чистий прибуток, тис. грн	23299,82	23923,85	24547,87	25171,9	25795,92	26419,94	27043,97	27667,99	28292,02	28916,04	29540,06	30164,09	30788,11	31412,14	32036,16
Чистий грошовий потік, тис. грн	-181973	23923,85	24547,87	25171,9	25795,92	26419,94	27043,97	27667,99	28292,02	28916,04	29540,06	30164,09	30788,11	31412,14	32036,16
Кумулятивна сума, тис. грн	-165430	-145659	-127215	-110023	-94005,4	-79092	-65214,2	-52306,9	-40308,3	-29159,9	-18806,3	-9195,09	-276,873	7994,924	15664,13

#### Розрахунок періоду повернення капіталовкладень для варіанту переведення живлення на номінальну напругу 20 кВ

Рік розрахункового періоду	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Капіталовкладення, тис. грн	232747,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Встановлена потужність, МВт	8,1396	8,2992	8,4588	8,6184	8,778	8,9376	9,0972	9,2568	9,4164	9,576	9,7356	9,8952	10,0548	10,2144	10,374
Передана електроенергія, кВт год/рік	24418800	24897600	25376400	25855200	26334000	26812800	27291600	27770400	28249200	28728000	29206800	29685600	30164400	30643200	31122000
Прибуток від продажу електроенергії, тис. грн	38811,24	39572,25	40333,25	41094,25	41855,26	42616,26	43377,27	44138,27	44899,28	45660,28	46421,29	47182,29	47943,3	48704,3	49465,31
Експлуатаційні витрати, тис. грн	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141	7597,141
Витрати на покриття втрат, тис. грн	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725	1299,725
Балансовий прибуток, тис. грн	29914,37	30675,38	31436,38	32197,39	32958,39	33719,4	34480,4	35241,41	36002,41	36763,42	37524,42	38285,43	39046,43	39807,44	40568,44
Податок на прибуток, тис. грн	5384,587	5521,568	5658,549	5795,53	5932,511	6069,492	6206,473	6343,453	6480,434	6617,415	6754,396	6891,377	7028,358	7165,338	7302,319
Річний чистий прибуток, тис. грн	24529,79	25153,81	25777,84	26401,86	27025,88	27649,91	28273,93	28897,95	29521,98	30146	30770,03	31394,05	32018,07	32642,1	33266,12
Чистий грошовий потік, тис. грн	-208218	25153,81	25777,84	26401,86	27025,88	27649,91	28273,93	28897,95	29521,98	30146	30770,03	31394,05	32018,07	32642,1	33266,12
Кумулятивна сума, тис. грн	-189289	-168501	-149134	-131101	-114320	-98712,2	-84203,2	-70722,1	-58201,9	-46579,3	-35794,6	-25791,5	-16517	-7921,29	42,35918

**ДОДАТОК Д**  
**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

## Показники ефективності мереж 6кВ, 10кВ, 20кВ

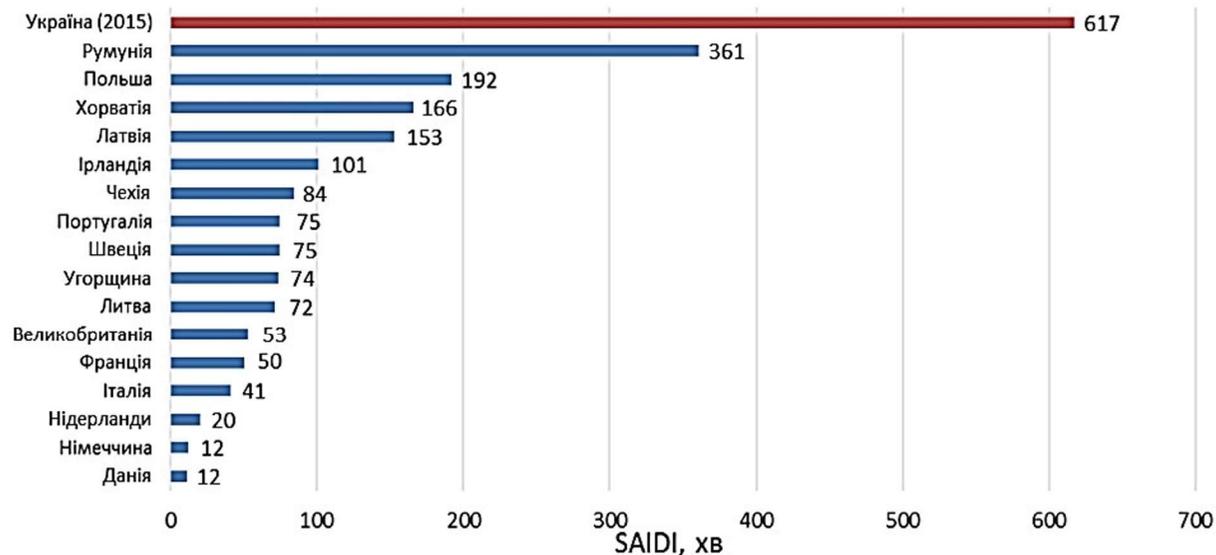
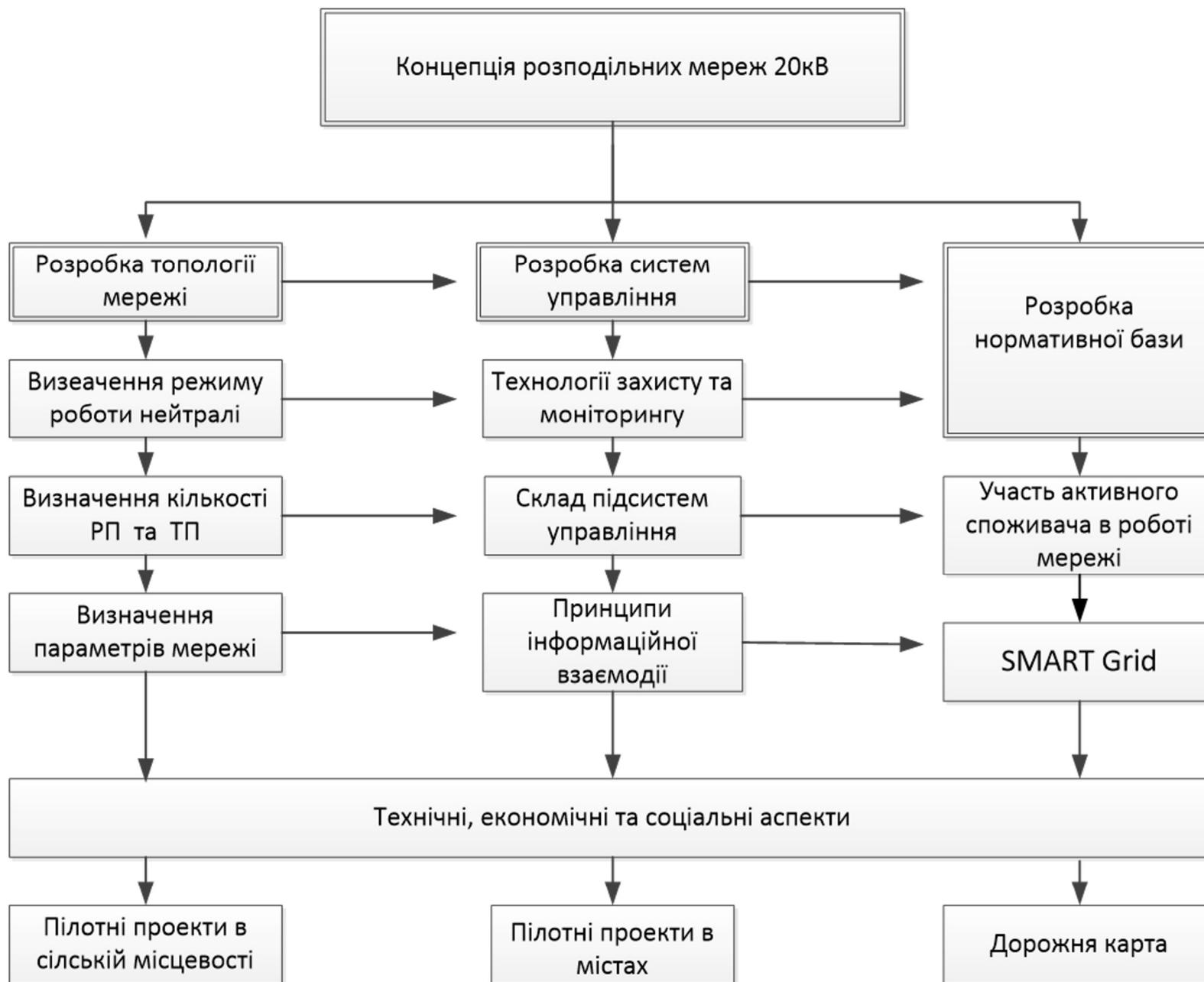


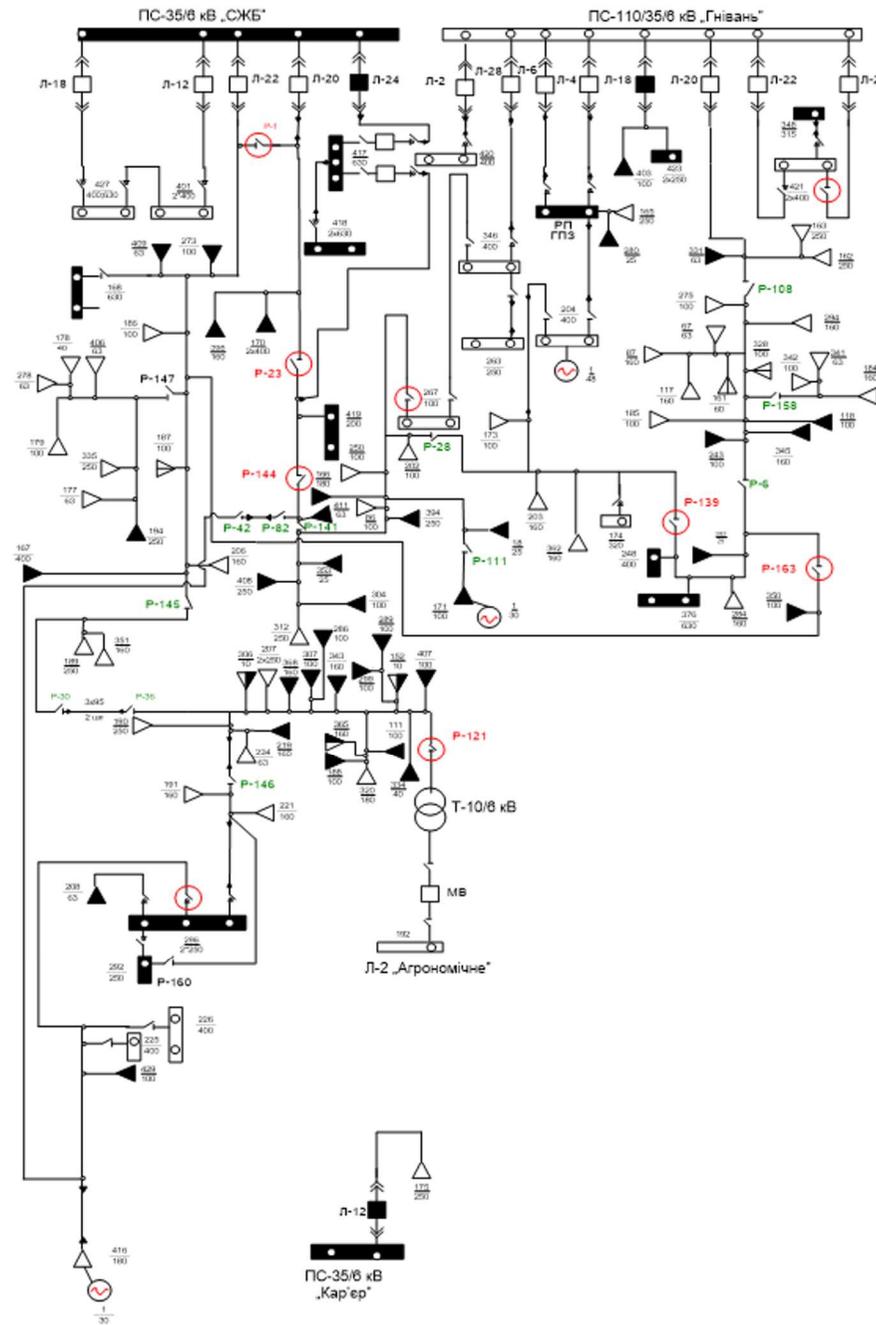
Рисунок 1 – Середній показник якості електропостачання SAIDI країн Європи

Таблиця 1 – Відносні втрати електричної енергії

Переріз, мм <sup>2</sup>	Втрати електричної енергії стосовно кількості електроенергії, що надійшла в мережу, %								
	6 кВ			10 кВ			20 кВ		
	ПЛ (АС)	КЛ (АПвПБ)	КЛ (СБл)	ПЛ (АС)	КЛ (АПвПБ)	КЛ (СБл)	ПЛ (АС)	КЛ (АПвПБ)	КЛ (СБл)
35	3,98	4,58	2,72	1,47	1,65	0,98	0,36	0,41	0,24
50	3,05	3,21	1,89	1,09	1,15	0,68	0,27	0,286	0,17
70	2,16	2,29	1,31	0,78	0,87	0,47	0,19	0,21	0,12
95	1,54	1,69	1,00	0,56	0,61	0,36	0,14	0,15	0,09
120	1,25	1,34	0,79	0,45	0,48	0,28	0,11	0,12	0,07
150	1,05	1,07	0,72	0,38	0,38	0,26	0,09	0,09	0,06
185	0,79	0,87	0,51	0,28	0,31	0,184	0,07	0,08	0,05
240	0,61	0,61	0,39	0,22	0,22	0,14	0,05	0,05	0,03



# Схема електричної мережі Гніванського вузла Тиврівських ЕМ



## Режимні параметри мережі різних класів напруги

5

Таблиця 1 - Режимні параметри мережі на номінальній напрузі 6 кВ

Фідер	Струм головної ділянки		Напруга на найвіддаленішій ТП кВ	Втрати напруги	
	А	%		кВ	%
<b>ПС Гнівань</b>					
Л-2	10	5,5	6,29	0,01	0,17
Л-28	20	8,7	6,26	0,04	0,67
Л-4	200	77,9	3,69	2,61	43,5
Л-20	160	74,2	5,37	0,93	15,5
Л-22	20	10,4	6,28	0,02	0,33
<b>ПС «СЗБ»</b>					
Л-18	10	6,9	6,29	0,01	0,17
Л-12	10	4,4	6,29	0,01	0,17
Л-22	250	140,6	3,69	2,61	43,5
Л-20	40	17,6	6,14	0,16	2,67

Таблиця 2 – Режимні параметри мережі на номінальній напрузі 10 кВ

Фідер	Струм головної ділянки		Напруга на найвіддаленішій ТП кВ	Втрати напруги	
	А	%		кВ	%
<b>ПС «Гнівань»</b>					
Л-2	10	4,3	10,5	0,001	0,01
Л-28	10	6,5	10,47	0,03	0,3
Л-4	140	53,5	10,1	0,4	4
Л-20	110	51,7	9,99	0,6	6
Л-22	20	7,9	10,49	0,01	0,1
<b>ПС «СЗБ»</b>					
Л-18	10	5,2	10,49	0,01	0,1
Л-12	10	3,2	10,5	0,001	0,1
Л-22	330	152,6	7,92	2,58	25,8
Л-20	60	23,9	10,34	0,16	1,6

Таблиця 3 - Режимні параметри мережі на номінальній напрузі 20 кВ

Фідер	Струм головної ділянки		Напруга на найвіддаленішій ТП кВ	Втрати напруги	
	А	%		кВ	%
<b>ПС «Гнівань»</b>					
Л-2	4	2,1	21	0,001	0,005
Л-28	10	3,1	20,99	0,01	0,05
Л-4	70	25,7	20,81	0,19	0,95
Л-20	50	25,0	20,75	0,25	1,25
Л-22	10	3,9	20,99	0,01	0,05
<b>ПС «СЗБ»</b>					
Л-18	10	2,6	21	0,001	0,005
Л-12	3	1,5	21	0,001	0,005
Л-22	130	63,8	19,95	1,05	5,25
Л-20	30	11,8	20,92	0,08	0,4



# Структура втрат в електричних мережах при розбудові ВДЕ

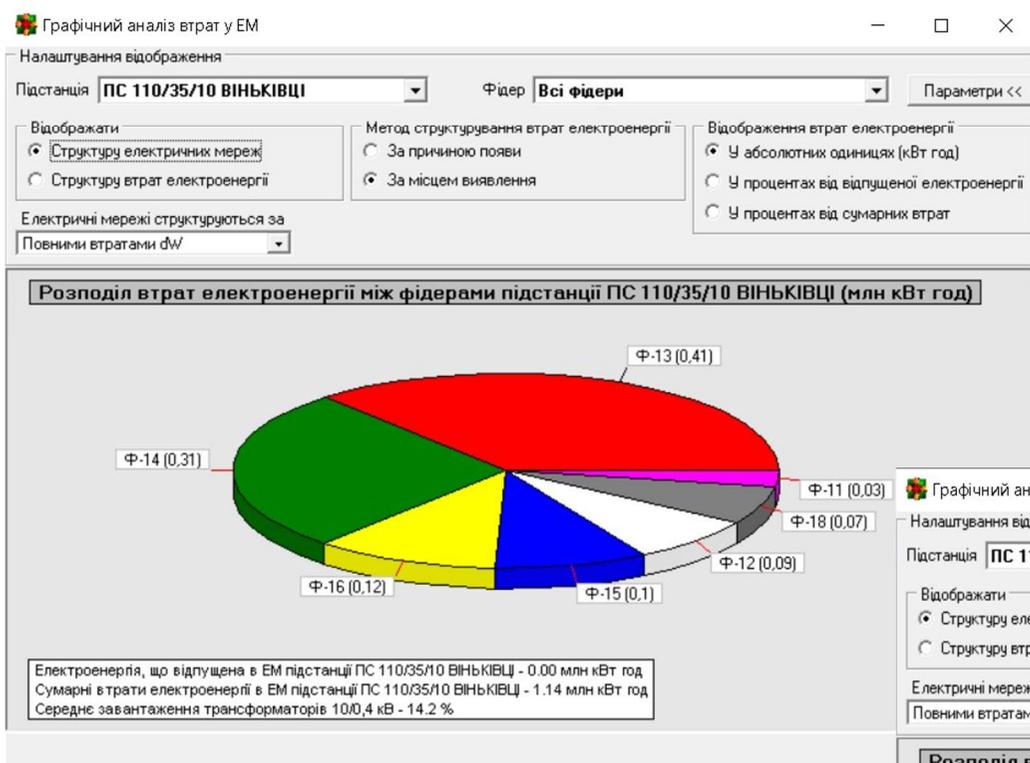


Рисунок 1 – Структура втрат в електричних мережах ПС «Віньківці»

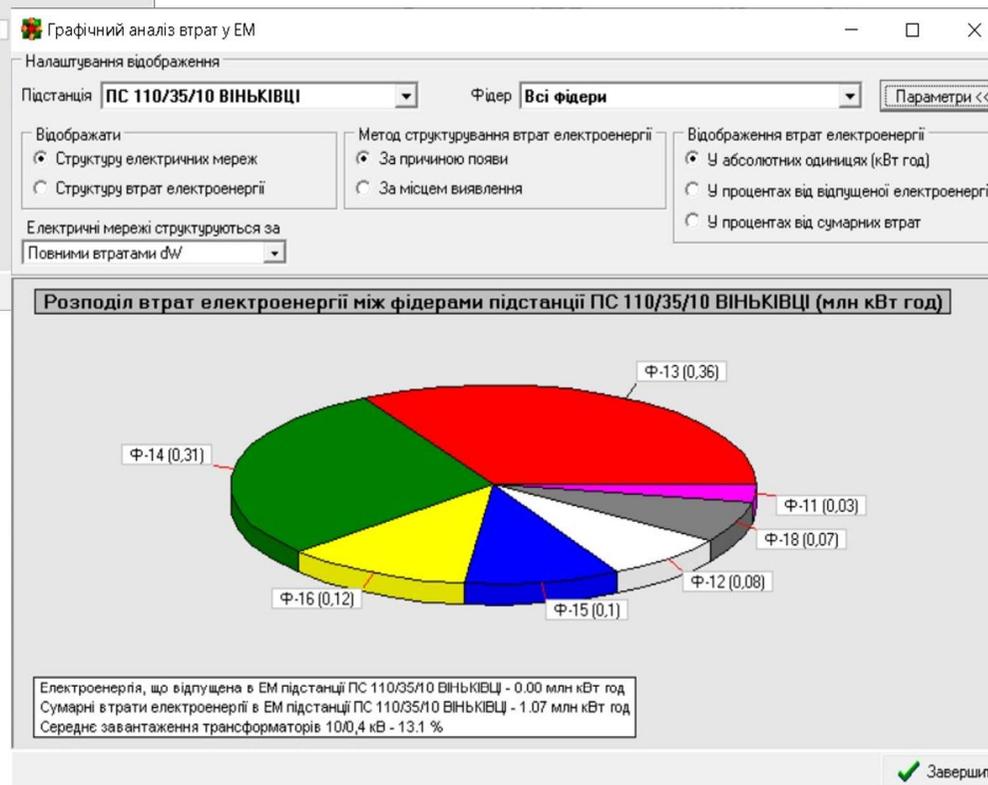


Рисунок 2 – Структура втрат по електричних мережах ПС «Віньківці» в режимі з ФЕС

## Висновки

Основні результати магістерської кваліфікаційної роботи:

1. Аналізом становлення та розвитку розподільних мереж в енергосистемах розвинених країн Європи, Азії та Америки підтверджено, що основним напрямком підвищення ефективності роботи електричних високовольтних розподільних мереж, є комплексна їх реконструкція, яка включає не тільки підвищення їх класу напруги, а і формування обґрунтованих методів зміни існуючої конфігурації мережі. Узагальнення світового досвіду побудови розподільних мереж напругою 20 кВ і особливостей функціонування мереж напругою 6(10) кВ в енергосистемі України, дали можливість розробити концепцію розподільних мереж 20 кВ для впровадження новітніх підходів до підвищення ефективності роботи розподільних мереж у обленерго енергосистеми України.

2. Установлено критерій переведення мережі 6(10) кВ на напругу 20 кВ для всіх можливих варіацій значень параметрів, які прийняті для аналізу стану мережі (сумарної довжини ліній 6 кВ, періоду функціонування мережі 6(10) кВ, середньої довжини фідерів мережі 6(10) кВ, навантаження, тенденції зміни навантаження, територіальної щільності навантаження, індексу середньої тривалості відключень, індексу середньої частоти відключень, населення району електропостачання).

3. Показана доцільність інтегрувати ВДЕ в розподільні електричні мережі у вигляді окремих microgrid (MG), які є ключовою частиною переходу до ЛЕС з функціонуванням на принципах SMART Grid. Місцеві MG окрім джерел генерування і споживачів мають також засоби накопичення певної кількості енергії. Для забезпечення техніко-економічної ефективності MG об'єднуються в інтелектуальну систему керування, що дозволяє більш раціонально використовувати ресурси MG, ефективно взаємодіяти з розподільчою мережею і задіяти можливості активних споживачів електроенергії в процесі балансування режиму ЛЕС. Пропонується ієрархічну структуру інтелектуальної системи ЛЕС формувати таким чином, щоб ЛЕС з інтелектуальними електричними мережами могли під час обмеження централізованого електрозабезпечення не втрачати ВДЕ, а в повній мірі використати їх переваги разом з системами зберігання енергії для надійного електропостачання споживачів.

Розрахунками та аналізом їх результатів підтверджено позитивний вплив ФЕС на режим розподільної електричної мережі за певних умов. Показано, що максимальний ефект ФЕС щодо впливу на розподільні мережі досягається при під'єднанні їх в середині або ближче до кінця фідера. Фідер бажано вибирати найбільш завантаженим зі споживачами, які в перспективі можуть бути активними і використовуватися для узгодження графіків генерування ФЕС та місцевого електроспоживання. Це дозволяє отримати ряд переваг, таких як зменшення втрат електроенергії та покращання її якості, а також компенсацію нестабільності генерування ФЕС на протязі доби і відповідно негативний вплив на балансову надійність ЛЕС. На прикладі Віньковецької ЛЕС проілюстровано ефективність запропонованих в роботі методів і алгоритмів визначення втрат електроенергії, викликаних впровадженням ФЕС, а також формування ЛЕС в такий спосіб, щоб забезпечити можливості активних споживачів та інших засобів резервування впливати на її балансову надійність як балансувальної групи.