

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«На правах рукопису»
УДК 621.311.1

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
Теймураз КАЦАДЗЕ
«12» _____ 2025 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо – професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Електропостачання споживачів з використанням електричних мереж
напругою 20 кВ»**

Виконав:
студент II курсу, групи ЕС – 41мп
Максименко Богдан Олегович

Науковий керівник:
професор кафедри електричних мереж та систем,
д – р техн. наук, професор
Кирик Валерій Валентинович

Рецензент:
професор кафедри відновлювальних джерел енергії
кандидат техн. наук, доцент
Бардик Євген Іванович



Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень
з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент 

Київ – 2025 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо – професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

 Теймураз КАЦАДЗЕ
«01» 11 2025 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Максименку Богдану Олеговичу

1. Тема дисертації: «Електропостачання споживачів з використанням електричних мереж напругою 20 кВ», науковий керівник дисертації Кирик Валерій Валентинович, д – р техн. наук, професор. затверджена наказом по університету №4943 – с від 01 листопада 2025 р.
2. Термін подання студентом дисертації 03 грудня 2025 р.
3. Об'єкт дослідження: електрична мережа 10/0,4 кВ
4. Вихідні дані: схема мережі 10/0,4 кВ, параметри елементів мережі.
5. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 - 1) аналіз досвіду переведення електричних мереж 10 кВ на клас напруги 20 кВ;
 - 2) розрахунок існуючої мережі 10/0,4 кВ, створення математичної моделі;
 - 3) переведення існуючої мережі 10 кВ на клас напруги 20 кВ;
 - 4) реконфігурація існуючої схеми 10/0,4 кВ на клас напруги 20 кВ.
 - 5) аналіз втрат потужності, економічна доцільність;
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:
 - 1) вихідна поопорна схема ПЛ – 10/0,4 кВ;
 - 2) схема однолінійна принципова ЩТП-10(6)/0,4 кВ;
 - 3) загальний план БКТП-1670 2х400 кВА та КТП-647 400кВА;
 - 4) результати розрахунку режиму мережі 10кВ;
 - 5) результати розрахунку режиму мережі реконфігурованої схеми при 10 кВ;
 - 6) результати розрахунку режиму мережі реконфігурованої схеми при 20 кВ.

7. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

8. Дата видачі завдання: 01.10.2025

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Досвід країн у переведенні мереж на більший клас номінальної напруги	25.10.2025 – 01.11.2025	век.
2	Розподільні мережі України	04.11.2025 – 06.11.2025	век.
3	Реконфігурація ПЛ – 10/0,4 кВ з переведенням її на клас напруги 20 кВ	07.11.2025 – 13.11.2025	век.
4	Аналіз втрат потужності в мережі, економічна доцільність.	07.11.2025 – 22.11.2025	век.
5	Економічна доцільність	14.11.2025 – 29.11.2025	век.
6	Оформлення результатів розрахунку	01.12.2025 – 08.12.2025	век.
7	Оформлення технічних креслень	09.12.2025 – 14.12.2025	век.

Студент



Богдан МАКСИМЕНКО

Науковий керівник



Валерій КИРИК

РЕФЕРАТ

Магістерська кваліфікаційна робота складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка обсягом 73 сторінки формату А4 містить 28 рисунків, 11 таблиць та 22 джерела інформації.

Дисертація присвячена дослідженню режимів функціонування розподільних електричних мереж 10 кВ та обґрунтуванню переходу на напругу 20 кВ. У роботі розглянуто питання доцільності модернізації та реконфігурації мережі під час переходу на вищий клас напруги. Проведено аналіз технічних джерел щодо досвіду переведення розподільних мереж на 20 кВ. Виконано моделювання роботи електричної мережі для класів напруги 10 кВ та 20 кВ, здійснено реконфігурацію мережі 10/0,4 кВ порівняння втрат активної потужності із застосуванням трансформаторів 20/0,4 кВ різної номінальної потужності для забезпечення надійного живлення споживачів низьковольтної мережі.

Актуальність теми. Враховуючи зростаючий попит на електроенергію, розбудову інфраструктури, та збільшення навантаження побутових та промислових споживачів підвищення класу напруги з 10 кВ до 20 кВ є важливим напрямом розвитку електричних мереж задля зменшення енергетичних втрат. У сучасних умовах енергетичного дефіциту та переходу до відновлюваних джерел енергії перехід на 20 кВ дає змогу підвищити ефективність, надійність та економічність систем електропостачання.

Мета і завдання дослідження – технічне та економічне обґрунтування переходу розподільних електричних мереж 10 кВ на рівень напруги 20 кВ для підвищення ефективності та надійності електропостачання споживачів.

Задля реалізації поставленої мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- провести аналітичний огляд наукових і технічних джерел щодо модернізації мереж СН;
- змодельовати принципову схему електричної мережі 10 кВ та її змінений варіант при 20 кВ;

- провести реконфігурацію мережі та виконати розрахунок усталених режимів роботи мережі при напрузі 20 кВ;
- порівняти отримані результати та оцінити ефективність переходу на вищий клас напруги.

Практичне значення результатів полягає у можливості застосуванні при проєктуванні, модернізації та реконфігурації розподільних електричних мереж 10/0,4 кВ. Отримані розрахункові результати можуть бути використані операторами систем розподілу для обґрунтування доцільності переведення мереж з класу напруги 10 кВ на 20 кВ з метою зниження втрат електричної енергії та підвищення якості електропостачання.

Запропоновані рішення щодо реконфігурації мережі та розміщення трансформаторних підстанцій 20/0,4 кВ дозволяють оптимізувати схеми електропостачання, скоротити протяжність ліній низької напруги та забезпечити нормативні рівні напруги у споживачів. Результати роботи можуть бути використані при підготовці техніко-економічних обґрунтувань, оцінці ефективності інвестиційних проєктів і прийнятті рішень щодо розвитку електричних мереж.

Об’єкт дослідження: Розподільна мережа 10/0,4 кВ

Методи дослідження: математичне моделювання електричних режимів, розрахунок показників втрат і напруги, а також техніко – економічний аналіз варіантів модернізації мережі.

РЕЖИМИ РОБОТИ МЕРЕЖІ, РЕКОНФІГУРАЦІЯ, МЕРЕЖІ 20 кВ, POWER FACTORY, ЩОГЛОВА ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ.

ABSTRACT

The master's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note, 73 pages long in A4 format, contains 28 figures, 11 tables, and 22 sources of information.

The thesis is devoted to the study of the operating modes of 10 kV distribution electrical networks and the justification for the transition to 20 kV. The work considers the feasibility of modernizing and reconfiguring the network during the transition to a higher voltage class. An analysis of technical sources on the experience of converting distribution networks to 20 kV has been carried out. Modeling of the electrical network for 10 kV and 20 kV voltage classes was performed, and the 10/0,4 kV network was reconfigured to compare active power losses when using 20/0,4 kV transformers of different rated power to ensure reliable power supply to low – voltage network consumers.

Relevance of the topic. Due to the growing demand for electricity, infrastructure development, and increased load from domestic and industrial consumers, increasing the voltage class from 10 kV to 20 kV is an important direction for the development of electrical networks in order to reduce energy losses. In the current conditions of energy shortages and the transition to renewable energy sources, the transition to 20 kV makes it possible to increase the efficiency, reliability, and cost – effectiveness of the power supply system.

The purpose and objectives of the study are to provide technical and economic justification for upgrading 10 kV distribution networks to 20 kV in order to improve the efficiency and reliability of electricity supply to consumers. To achieve this goal, the following tasks must be solved:

To achieve this goal, the following tasks must be completed:

- conduct an analytical review of scientific and technical sources on the modernization of low-voltage networks;
- model a schematic diagram of a 10 kV electrical network and its modified version at 20 kV;
- reconfigure the network and calculate the steady-state operating modes of the network at 20 kV;

- compare the results obtained and evaluate the effectiveness of the transition to a higher voltage

The purpose of the work is to investigate and justify the technical, economic, and environmental feasibility of converting 10 kV distribution networks to 20 kV in order to improve the efficiency and stability of electricity supply to consumers.

The practical significance of the results lies in their potential application in the design, modernization, and reconfiguration of 10/0,4 kV electrical distribution networks. The calculated results can be used by distribution system operators to justify the feasibility of converting networks from 10 kV to 20 kV in order to reduce electrical energy losses and improve the quality of electricity supply.

The proposed solutions for network reconfiguration and placement of 20/0,4 kV transformer substations allow optimizing power supply schemes, reducing the length of low-voltage lines, and ensuring regulatory voltage levels for remote consumers. The results of the work can be used in the preparation of feasibility studies, the evaluation of the effectiveness of investment projects, and decision-making on the development of electrical networks.

Research object: 10/0,4 kV distribution network.

Research methods: mathematical modeling of electrical modes, calculation of loss and voltage indicators, as well as technical and economic analysis of network modernization options.

NETWORK OPERATING MODES, RECONFIGURATION, 20 kV NETWORKS, POWER FACTORY, PYLON TRANSFORMER SUBSTATION.

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	7
Вступ.....	7
1 Досвід переведення мереж на більший клас номінальної напруги	11
1.1 Розподільні мережі України.....	11
1.2 Рациональність реконфігурації мереж з переведенням їх на вищий клас напруги	17
1.3 Обладнання в мережах 10 та 20 кВ в Україні.....	25
1.4 Український досвід модернізації мереж номінальною напругою 10 кВ...	24
Висновки по розділу 1	26
2 Реконфігурація ПЛ – 10 кВ з модифікацією її на напругу 20 кВ.....	28
2.1 Вихідна схема ПЛ – 10 кВ.....	28
2.2 Переведення схеми ПЛ – 10 кВ на ПЛ – 20 кВ.....	44
2.2.1 Реконфігурація схеми ПЛ – 10 кВ з заміною ПЛ – 0,4 кВ.....	49
2.2.2 Реконфігурація схеми ПЛ – 20 кВ з заміною ПЛ – 0,4 кВ.....	54
Висновки по розділу 2	57
3 Розрахунок економічної доцільності.....	59
3.1 Визначення обсягів БМР, вартість реконфігурації.....	63
3.2 Визначення періоду окупності.....	66
Висновки по розділу 3	68
Загальні висновки.....	67
Список використаної літератури	69
Додаток А.....	72
Результати перевірки дисертації на плагіат	73

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

БКТП	–	блочна комплектна трансформаторна підстанція
БМР	–	будівельно-монтажні роботи
ВН	–	висока напруга
ЗТП	–	Закрита трансформаторна підстанція
КЗ	–	коротке замикання
КЛ	–	кабельна лінія
КТП	–	комплектна трансформаторна підстанція
ЛЕП	–	лінія електропередачі
ОПН	–	обмежувач перенапруги
ОСР	–	оператор системи розподілу
ПЛ	–	повітряна лінія ізолювана
РП	–	розподільний пункт
СП	–	самонесучий ізолюваний провід
ТП	–	трансформаторна підстанція
ЩТП	–	щоголова трансформаторна підстанція

ВСТУП

Сучасний етап розвитку електроенергетики України характеризується зростанням електроспоживання, ускладненням структури розподільних електричних мереж та підвищенням вимог до надійності й якості електропостачання. Активна урбанізація, розвиток промисловості, збільшення кількості побутових електроприймачів і впровадження розподіленої генерації призводять до перевантаження існуючих мереж середньої напруги, насамперед класу 10 кВ. Значна частина цих мереж була збудована кілька десятиліть тому та не відповідає сучасним технічним і економічним вимогам.

У наукових і технічних публікаціях вітчизняних і зарубіжних авторів розглядаються питання підвищення пропускної спроможності розподільних мереж, зниження втрат електричної енергії та покращення показників надійності електропостачання шляхом модернізації схем живлення і переходу на вищі класи напруги. У дослідженнях європейських операторів систем розподілу показано ефективність використання мереж напругою 20 кВ як компромісного варіанта між мережами 10 кВ і 35 кВ з точки зору техніко-економічних показників.

В українській науковій школі значний внесок у дослідження режимів роботи та розвитку розподільних електричних мереж зроблено у працях Кирика В. В., Циганенка Б. В. [2], зокрема в монографії за співавторства Яндульського О. С. [3], де розглянуто питання оптимізації режимів, зниження втрат потужності, реконфігурації мереж та впливу класу напруги на ефективність електропостачання споживачів. У цих роботах обґрунтовано доцільність використання математичного моделювання для аналізу режимів мереж 6–10 кВ і показано перспективність переходу до більш високих рівнів напруги з метою підвищення надійності та енергоефективності систем електропостачання.

Разом із тим, аналіз літературних джерел свідчить, що більшість існуючих досліджень зосереджені або на загальних перевагах мереж 20 кВ, або на окремих аспектах їх впровадження без детального розгляду практичних питань реконфігурації конкретних ділянок розподільних мереж 10/0,4 кВ. Недостатньо опрацьованими залишаються питання порівняльного аналізу режимів роботи мереж до та після

переведення на 20 кВ, оцінювання змін втрат активної потужності, а також техніко-економічного обґрунтування доцільності такої модернізації для реальних умов експлуатації.

Крім того, в умовах інтеграції ОЕС України до енергосистеми ENTSO–E особливої актуальності набуває узгодження параметрів розподільних мереж із європейськими стандартами. Перехід на напругу 20 кВ розглядається як один із ключових напрямів розвитку розподільних мереж, однак практичні рішення щодо вибору схем, обладнання та конфігурації потребують додаткових досліджень з урахуванням конкретних топологій і навантажень.

Отже, незважаючи на наявність значної кількості наукових праць, проблема реконфігурації розподільних мереж 10 кВ з переведенням їх на клас напруги 20 кВ залишається недостатньо вирішеною в частині комплексного аналізу режимів роботи, втрат потужності та економічної ефективності для конкретних мережевих об'єктів. Саме це визначає місце даної магістерської роботи, яка спрямована на дослідження режимів функціонування розподільної мережі 10/0,4 кВ, її реконфігурацію та обґрунтування доцільності переходу на напругу 20 кВ із використанням сучасних методів комп'ютерного моделювання.

Проведене дослідження є доцільним з огляду на практичні потреби операторів систем розподілу, оскільки отримані результати можуть бути використані при проєктуванні, модернізації та розвитку розподільних електричних мереж з метою зниження втрат електричної енергії, підвищення надійності електропостачання та забезпечення відповідності сучасним європейським вимогам.

1 ДОСВІД ПЕРЕВЕДЕННЯ МЕРЕЖ НА БІЛЬШИЙ КЛАС НОМІНАЛЬНОЇ НАПРУГИ

1.1 Розподільні мережі України

Розподільні електричні мережі є важливою складовою енергосистеми України, що забезпечує передачу електроенергії від підстанцій середньої напруги до кінцевих споживачів. Саме вони формують заключну ланку в системі електропостачання та безпосередньо впливають на якість, надійність і стабільність енергопостачання в промисловості, комунальному секторі та побуті.

Основне призначення розподільних мереж полягає в передачі електроенергії на короткі та середні відстані, а також у забезпеченні рівномірного розподілу навантаження між трансформаторними підстанціями. В Україні такі мережі зазвичай працюють на рівнях напруги 0,4; 6; 10 та 20 кВ.

Основними елементами розподільної мережі є:

- лінії електропередачі (ЛЕП) – забезпечують транспортування електроенергії між підстанціями та споживачами, можуть бути повітряними (переважають у сільській та промисловій місцевості, мають просту конструкцію, дешевші у монтажі, але потребують регулярного обслуговування) або кабельними (частіше застосовуються у містах, де щільна забудова не дозволяє прокладати повітряні траси, мають вищу надійність, кращу стійкість до погодних умов, проте дорожчі у спорудженні);
- трансформаторні підстанції (ТП) – є ключовими вузлами мережі, які знижують напругу до рівня, необхідного споживачам. Вони бувають комплектними (КТП) (компактні установки, що об'єднують трансформатор і розподільні пристрої), щогловими (спрощений варіант КТП, який встановлюють безпосередньо на опорах повітряних ліній, зазвичай у сільській місцевості) та закритими (ЗТП) (розташовані в будівлях або окремих приміщеннях, призначені для живлення міських районів або промислових об'єктів, Основна функція – забезпечення живлення споживачів низької напруги (0,4 кВ) та захист мережі від перевантажень і коротких замикань);

- розподільні пристрої (РП), до складу яких входять комутаційні апарати, вимикачі, роз'єднувачі, запобіжники, автоматичні вимикачі, вимірювальні прилади та інше обладнання, яке дозволяє безпечно керувати режимами роботи мережі; забезпечують можливість підключення, відключення, резервування окремих ділянок мережі, що суттєво підвищує її надійність;

- розподільні пункти – вузлові елементи, через які здійснюється перерозподіл електроенергії між лініями, а також підключення нових споживачів; надають можливість організувати резервне живлення, щоб у разі аварії живлення могло подаватись з іншої сторони;

- системи захисту та автоматики (РЗА) – контролюють параметри мережі (струм, напругу, частоту) і в разі аварії автоматично відключають пошкоджені ділянки, запобігаючи поширенню аварійного процесу. До складу таких систем входять реле, контролери, пристрої телемеханіки та системи автоматичного повторного вмикання (АПВ).

Розподільні мережі 6 – 20 кВ в Україні побудовані за кількома основними схемами, які визначають рівень надійності та гнучкість експлуатації:

- радіальна схема – найпоширеніший тип мереж, особливо в сільській місцевості; електроенергія подається від підстанції до споживача по одному напрямку без зворотного зв'язку; характеризується простотою, низькою вартістю будівництва та обслуговування, але низькою надійністю, адже пошкодження на будь – якій ділянці призводить до знеструмлення всіх підключених споживачів;

- радіально – магістральна схема – використовується у міських та промислових районах, передбачає наявність декількох живильних ліній від однієї або кількох підстанцій та забезпечує можливість перекидання навантаження у разі аварії на одній ділянці та дозволяє частково забезпечити резервування;

- кільцева схема – характерна для густонаселених міських територій; лінії утворюють замкнене коло, завдяки чому при пошкодженні будь – якої ділянки живлення може подаватись з іншої сторони.; характеризується високою надійністю, стабільністю напруги та можливістю оперативного керування, але має вищу вартість і більшу складність організації захисту;

- схема з двостороннім живленням (резервна) у таких мережах споживачі підключені до двох незалежних джерел живлення, що дозволяє уникати повних відключень навіть у разі аварії; схема застосовується на об'єктах, де безперервність живлення є критично важливою (лікарні, дата – центри, промислові цехи тощо).

Переважна частина розподільних мереж України була побудована у 1960 – 1980х роках і зараз перебуває на етапі технічного зношення. Значна кількість ліній експлуатується понад 40 років, що призводить до зростання втрат потужності, аварійності та витрат на обслуговування.

Серед найпоширеніших класів напруг – 10 кВ, який є основним у міських мережах, та 0,4 кВ – для кінцевих споживачів. Однак останніми роками активно розглядається перехід на рівень 20 кВ, який дозволяє зменшити втрати, скоротити кількість підстанцій та підвищити пропускну здатність мережі.

Розподільні електричні мережі є одним із найважливіших елементів енергетичної системи, від стану яких безпосередньо залежать стабільність, безперервність і якість електропостачання. Їх ефективність визначається комплексом технічних, економічних та управлінських чинників, що потребують системного аналізу. Такий підхід дозволяє об'єктивно оцінити рівень розвитку мереж, визначити наявні проблеми та сформулювати напрямки їх подальшої модернізації в умовах зростаючого попиту на електроенергію.

Технічний аспект ефективності охоплює показники надійності електропостачання, стабільності напруги, рівня втрат енергії під час передавання, а також стан обладнання. Одним із критичних чинників є точність комерційного обліку електроенергії – вона забезпечує не лише зменшення технологічних і комерційних втрат, а й прозорість взаємовідносин між енергопостачальними компаніями та споживачами. Застарілі лінії, пошкодження ізоляції, низький рівень автоматизації та перевантаження окремих ділянок є основними причинами зниження ефективності українських мереж.

Економічна складова визначає вплив стану електромереж на собівартість електроенергії та рівень тарифів. Оптимізація витрат на експлуатацію й ремонт мережевого обладнання дозволяє утримувати тарифи на прийнятному рівні, що

особливо важливо для конкурентоспроможності промислових підприємств. Водночас якість та стабільність електроенергії безпосередньо впливають на ефективність роботи виробничих процесів і житлово – комунальної інфраструктури.

Політичний та стратегічний аспект ефективності розподільних мереж пов'язаний із питаннями енергетичної безпеки. Надійність роботи енергосистеми є запорукою енергетичної незалежності країни та зменшення залежності від зовнішніх постачальників. Модернізація мереж у цьому контексті – не лише технічна потреба, а й важливий елемент державної енергетичної політики.

Значна частина розподільних мереж України, як і в інших країнах колишнього СРСР, була збудована ще у середині ХХ століття. Більшість ліній експлуатується понад свій нормативний строк, що призводить до зростання втрат потужності, підвищення собівартості електроенергії та зниження надійності. У розвинених країнах відносні втрати електроенергії не перевищують 4 – 5 %, тоді як у застарілих мережах цей показник може сягати 10 % і більше. Причинами є не лише технічний стан обладнання, а й комерційні фактори, зокрема несанкціоноване споживання та крадіжки електроенергії.

Підвищення ефективності роботи електричних мереж вимагає комплексних заходів, серед яких: заміна зношених елементів, впровадження сучасних систем моніторингу, автоматизованого обліку та керування навантаженнями. Міжнародний досвід показує, що інвестиції в енергоефективність – це один із найшвидше окупних напрямів розвитку, який забезпечує довгострокове зниження втрат і підвищення якості електропостачання.

Стратегічна мета модернізації українських розподільних мереж полягає не у відтворенні старих технічних рішень, а у створенні нової цифрової інфраструктури, що відповідає сучасним вимогам до гнучкості, надійності та стійкості. Перспективними напрямками є впровадження Smart Grid – технологій, автоматизація керування режимами роботи, оптимізація потоків потужності та інтеграція відновлюваних джерел енергії.

Технічна оцінка стану українських мереж показує, що значна частина ліній має підвищені втрати активної потужності та недостатній рівень надійності. За даними

НКРЕКП, у 2023 році середній показник SAIDI (індекс середньої тривалості перерв у електропостачанні) становив 13 474 хвилини, що свідчить про критичний рівень перерв у живленні. Частково це пояснюється воєнними діями, пошкодженням енергетичної інфраструктури та вимушеними обмеженнями споживання електроенергії за командами оператора системи передачі. Динаміку зміни показників SAIDI за 2019 – 2023 роки наведено на рисунку 1.1 [11].

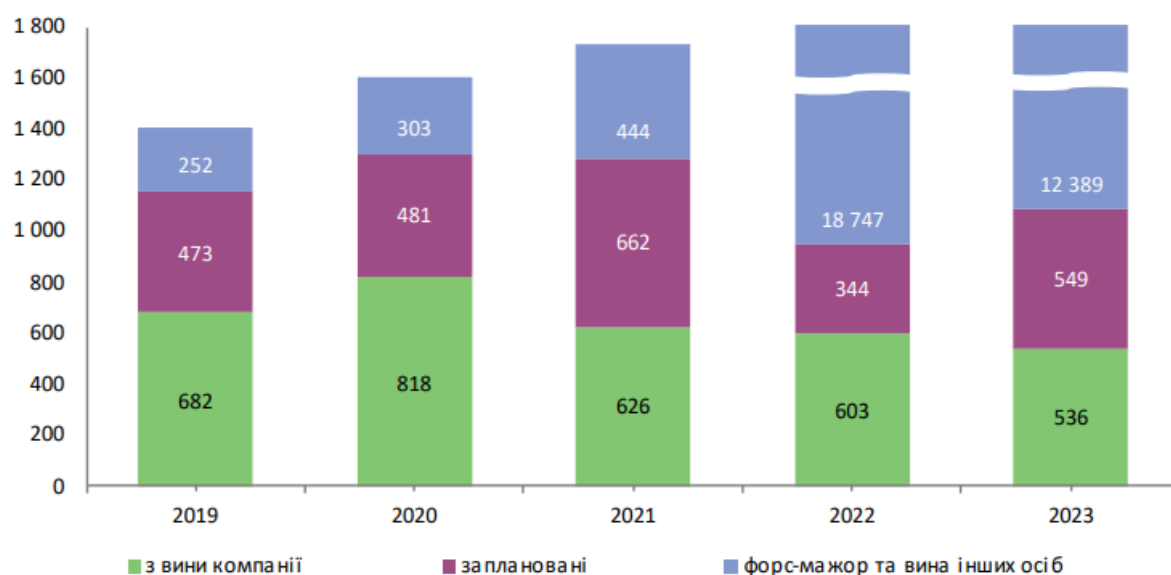


Рисунок 1.1 – показники SAIDI в Україні за 2019 – 2023 роки, хвилин

Таким чином, розвиток та оновлення розподільних мереж України має стати пріоритетом державної енергетичної політики. Комплексна модернізація, спрямована на підвищення технічної, економічної та екологічної ефективності, дозволить забезпечити стабільне, безпечне та якісне електропостачання споживачів у довгостроковій перспективі.

Аналогічна динаміка спостерігається і для показника SAIFI – індексу середньої частоти тривалих перерв електропостачання. Аналіз статистичних даних НКРЕКП за 2019 – 2023 роки демонструє помітне зростання цього показника у 2023 році, що значною мірою зумовлено форс – мажорними обставинами, пов’язаними з воєнними діями на території України, а також введенням графіків аварійних та планових відключень.

Водночас підвищення значення SAIFI частково спричинене і технічними недоліками в роботі операторів систем розподілу, що вказує на зниження

надійності мережевого обладнання та необхідність його оновлення. На рисунку 1.2 [11] наведено порівняльні дані зміни індексу SAIFI за останні роки.

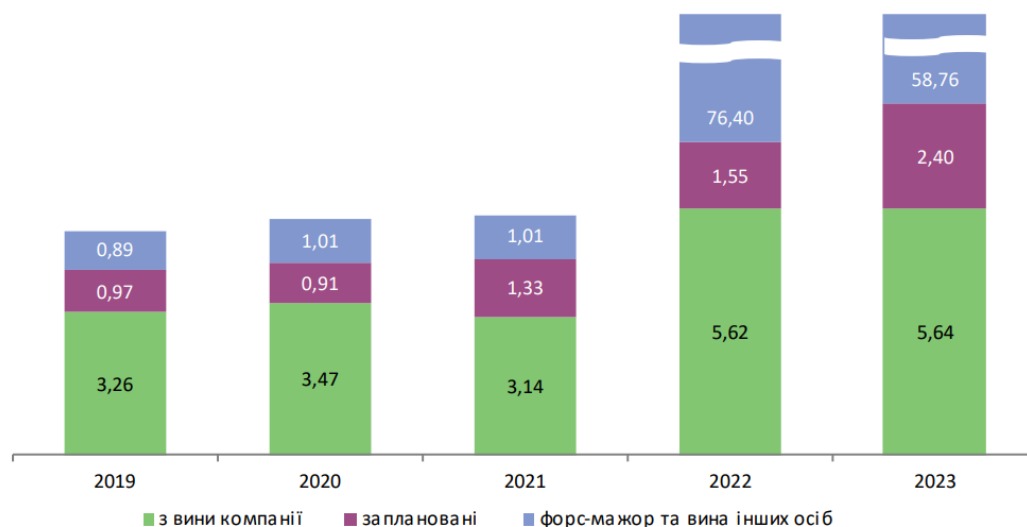


Рисунок 1.2 – показники SAIFI в Україні за 2019 – 2023 роки, хвилин

Загалом, високі значення показників SAIDI та SAIFI свідчать про часті та тривалі перерви в електропостачанні споживачів, що є прямим наслідком застарілого технічного стану розподільних мереж і недостатнього рівня їх автоматизації. Це підтверджує актуальність модернізації та реконфігурації мереж із метою підвищення їх пропускної спроможності, надійності та якості електропостачання. В таблиці 1.1 наведено загальний стан мереж 0,4 – 10 кВ за 2023 рік.

Таблиця – 1.1. Узагальнений стан мереж 0,4 – 10 кВ за 2023 рік [11]

№	Найменування об'єктів	Одиниця виміру	Всього, км (по трасі)	Потребують реконструкції/заміни (кількість)	Потребують реконструкції/заміни (%)
1	ПЛ 0,4 кВ	км	25277,4	8943,7	35,38
2	ПЛ 6 кВ	км	42,6	18,4	43,16
3	ПЛ 10 кВ	км	15587,9	4943,8	31,72
4	КЛ 0,4 – 10 кВ	км	3087,6	1007,3	33
5	ТП 6 – 10(35)/0,4 кВ	шт.	10990	3854	35,07
6	РП 6 – 10 кВ	шт.	118	38	32,2

1.2 Рациональність реконфігурації мереж з переведенням їх на вищий клас напруги

Перехід електричних мереж із класу напруги 10 кВ на 20 кВ зумовлений сучасними тенденціями розвитку енергетичного сектору, зокрема зростанням

навантажень через розширення промислового виробництва, урбанізацію та впровадження електротранспорту. Існуючі мережі середньої напруги 10 кВ у багатьох регіонах уже не відповідають сучасним вимогам споживачів і часто працюють на межі своїх технічних можливостей. Це призводить до перевантаження окремих ділянок, збільшення втрат електроенергії та підвищення ризику аварій.

Підвищення рівня напруги до 20 кВ забезпечує суттєве зменшення втрат у лініях електропередачі та підвищує загальну енергоефективність системи. Такий підхід дає можливість передавати більші потужності без прокладання нових трас і без значного збільшення перерізів проводів. Крім того, модернізація до 20 кВ сприяє більш раціональному розподілу навантаження в мережі, зниженню експлуатаційних витрат та підвищенню надійності електропостачання.

Впровадження мереж 20 кВ відповідає європейським стандартам електропостачання та створює передумови для інтеграції української енергосистеми до об'єднаної енергомережі Європи. Це зміцнює енергетичну безпеку держави, підвищує стійкість енергосистеми до зовнішніх факторів і спрощує підключення відновлюваних джерел енергії – сонячних та вітрових станцій.

У сучасних умовах, коли питання енергоефективності та екологічної безпеки є пріоритетними, переведення мереж на напругу 20 кВ має стратегічне значення. Воно дозволяє не лише підвищити технічний рівень енергосистеми, але й сприяє скороченню втрат електроенергії, а отже – зменшенню шкідливих викидів.

Реконструкція систем розподілу електроенергії сьогодні стає необхідністю, оскільки збільшення навантаження на мережі та фізичне старіння обладнання вже не дозволяють забезпечувати споживачам належну якість живлення. Значна частина електричних мереж не відповідає сучасним вимогам, особливо з огляду на швидкий розвиток соціальної та виробничої інфраструктури.

У практиці модернізації РЕМ, як в Україні, так і за кордоном, ефективним шляхом оновлення вважається перехід на вищі рівні напруги. Замість експлуатації мереж 6 – 10 кВ все частіше впроваджуються мережі 20 – 35 кВ. Це дозволяє скоротити кількість трансформацій і забезпечити більш економічну передачу електроенергії на середніх відстанях.

Втім, одночасно перевести всі мережі на новий рівень неможливо через їхню велику протяжність та значні необхідні інвестиції. Тому модернізація відбуватиметься поступово: діючі мережі 6 (10) кВ будуть поетапно замінюватися або доповнюватися ділянками на 20 кВ. На перехідний період застосовуватимуться тимчасові схеми живлення, які передбачають використання трансформаторів зв'язку 20/10(6) кВ для узгодження різних класів напруги.

Запровадження мереж 20 кВ повинно відповідати таким основним вимогам:

- забезпечення перспективного приросту навантаження в зоні живлення;
- підтримання нормативного рівня якості електроенергії;
- можливість живлення споживачів I та II категорії надійності через перехідні ТП там, де немає резерву 20 кВ;
- мінімізація технологічних втрат та зменшення енергоспоживання на власні потреби мережі.

Використання 20 – кіловольтових мереж на практиці дає низку важливих переваг:

- зменшуються втрати електроенергії під час розподілу;
- підвищується струмова пропускна здатність ліній при тих самих перетинах кабелів або проводів;
- з'являється можливість розміщення обладнання у вже існуючих будівлях електростанцій;
- скорочується протяжність мереж 0,4 кВ, а відповідно й втрати в них, особливо при використанні щоголових КТП 20/0,4 кВ;
- покращується надійність електропостачання та можливість резервування;
- існуючі лінії 6 – 10 кВ можна використовувати повторно, частково модернізувавши їх;
- створюються умови для підключення нових споживачів та формування резерву потужності;
- показники SAIDI та SAIFI наближаються до європейських значень.

Важливим аргументом на користь переходу є більша пропускна здатність ліній середньої напруги. Її можна описати у вигляді відповідної залежності:

$$S = \sqrt{3}U_{ном} \cdot J \cdot F, \quad (1.1)$$

де S – потужність передачі;

$U_{ном}$ – номінальна напруга лінії;

J – щільність струму;

F – площа поперечного перерізу проводу.

За умовою, що площа перерізу проводу однакова $F_{10} = F_{20}$ або $F_6 = F_{20}$, то за (1.1):

$$\frac{S_{20}}{S_{10}} = \frac{\sqrt{3}U_{20} \cdot J \cdot F}{\sqrt{3}U_{10} \cdot J \cdot F} = \frac{20}{10} = 2, \quad \frac{S_{20}}{S_6} = \frac{\sqrt{3}U_{20} \cdot J \cdot F}{\sqrt{3}U_6 \cdot J \cdot F} = \frac{20}{6} = 3,3.$$

З наведених співвідношень випливає, що мережі з напругою 20 кВ мають значно більшу пропускну здатність: приблизно удвічі вищу порівняно з мережами 10 кВ та орієнтовно у 3,3 рази більшу, ніж у мережах класу 6 кВ.

Перехід на напругу 20 кВ впливає й на вибір силових трансформаторів, оскільки їх номінальна потужність та інші параметри за таких умов змінюються. У таблиці 1.2 наведено порівняльні характеристики двообмоткових трансформаторів для різних рівнів напруги, зокрема значення напруги короткого замикання та втрат короткого замикання.

Табл. 1.2 – Параметри двообмоткових трансформаторів

Клас напруги	$U_k, \%$	$\Delta P_k, \text{з, кВт}$	Максимальна потужність, МВА
110/10	11	400	120
110/20	10,5	900	400
220/10	11	380	125
220/20	12,5	1200	630

Як видно з порівняльних даних, підвищення напруги вторинної обмотки з 10 кВ до 20 кВ призводить до суттєвого зростання максимальної передаваної потужності трансформатора – більш ніж утричі.

Ще однією важливою перевагою використання мереж напругою 20 кВ є менше значення падіння напруги вздовж лінії. Якщо ж процес зміни напруги описати аналітично, то падіння напруги може бути подане у вигляді такого виразу:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U^2}, \quad (1.2)$$

тоді за умови рівних навантажень згідно (1.2):

$$\frac{\Delta U_{20}}{\Delta U_{10}} = \frac{\Delta U_{20}^2}{\Delta U_{10}^2} = \frac{400}{100} = 4, \quad \frac{\Delta U_{20}}{\Delta U_6} = \frac{\Delta U_{20}^2}{\Delta U_6^2} = \frac{400}{36} = 11,1$$

Отже, при переході з напруги 10 кВ на 20 кВ величина падіння напруги в лінії скорочується приблизно у чотири рази. Якщо ж порівнювати мережі 6 кВ із мережами 20 кВ, то зменшення становить близько одинадцяти разів за однакових умов навантаження. Це безпосередньо вказує на істотне покращення якості електропостачання.

Що стосується втрат потужності в ЛЕП, то:

$$\Delta P = 3I^2 R, \quad (1.3)$$

За умови, що навантаження в мережі 6 – 10 кВ і 20 кВ рівнозначні, тоді за (1.3):

$$\frac{\Delta P_{10}}{\Delta P_{20}} = \frac{\frac{S_{10}^2}{U_{10}^2} R}{\frac{S_{20}^2}{U_{20}^2} R} = \frac{U_{20}^2}{U_{10}^2} = \frac{400}{100} = 4, \quad \frac{\Delta P_6}{\Delta P_{20}} = \frac{\frac{S_6^2}{U_6^2} R}{\frac{S_{20}^2}{U_{20}^2} R} = \frac{U_{20}^2}{U_6^2} = \frac{400}{36} = 11,1.$$

Тобто втрати потужності, як і падіння напруги в лінії, зменшуються в 4 рази при виборі мережі 20 кВ відносно мережі 10 кВ, та 11 раз відносно мережі 6 кВ.

Таким чином, як падіння напруги, так і втрати потужності в повітряних або кабельних лініях істотно зменшуються при переході на мережі 20 кВ: приблизно у чотири рази в порівнянні з мережами 10 кВ та орієнтовно в одинадцять разів у

порівнянні з мережами 6 кВ. Це безпосередньо відображається на стабільності режимів електропостачання та загальній ефективності роботи мережі.

Використання напруги 20 кВ у розподільних мережах дає змогу значно раціональніше організувати подачу електроенергії. Зокрема, забезпечується оптимізація режимів роботи, покращується конфігурація мережі та її пропускна здатність, зменшується навантаження на лінії й підстанції, скорочується потреба у земельних ділянках для розміщення енергооб'єктів. Додатково знижується витрата кольорових металів, зменшуються втрати потужності, а також підвищується якість напруги навіть за умов швидкого зростання споживання.

Під час переходу з напруги 6 (10) кВ на 20 кВ основним критерієм вибору технічного рішення має бути мінімальна величина сумарних витрат. Це передбачає порівняння вартості модернізації мережі на вже існуючому рівні напруги та витрат, необхідних для переходу на новий клас напруги 20 кВ.

Окрім суто технічних аспектів, модернізація розподільних мереж потребує врахування й організаційних питань. Серед них:

- можливі зміни у власності об'єктів абонентів;
- потреба у додаткових земельних ділянках для реконструкції існуючих мереж, розширення будівель підстанцій та спорудження нових елементів інфраструктури.

Під час проєктування електричних мереж напругою 20 кВ існує можливість вибору різних топологій побудови системи розподілу електроенергії. Одним із сучасних підходів є подвійно – кільцева схема, яка забезпечує підвищену надійність та гнучкість експлуатації.

За такої конфігурації зовнішнє кільце працює на вищому рівні напруги – наприклад, у місті Париж використовується кільцева мережа 225 кВ, що з'єднує основні підстанції. Внутрішнє кільце слугує для розподілу електроенергії напругою 20 кВ безпосередньо до споживачів через трансформаторні підстанції. Така структура дає змогу створити багаторівневу систему живлення з резервуванням і мінімальними втратами потужності.

На рисунку 1.3 [3] наведено приклад енергетичного вузла м. Париж, де зображено взаємозв'язок між високовольтними лініями 225 кВ і розподільчою мережею 20 кВ.

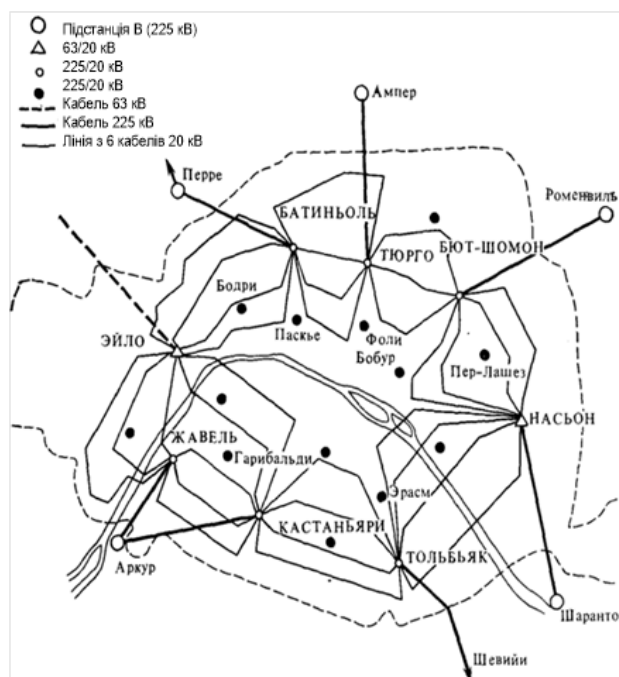


Рисунок 1.3 – Паризький енерговузол із електричними підстанціями та лініями електропередач напругою 225 кВ та 20 кВ

Іншим поширеним типом мереж є радіальна структура, представлена на рисунку 1.4 [3].

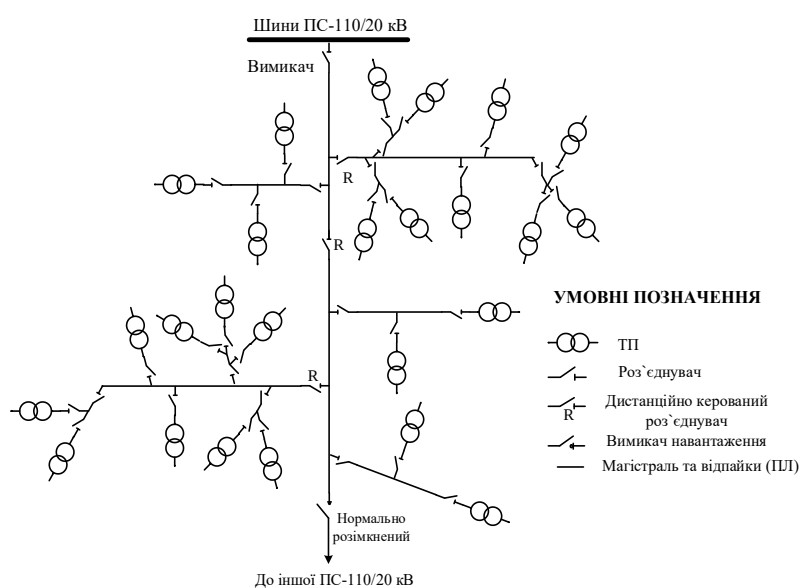


Рисунок 1.4 – Радіальна розподільна електрична мережа з деревоподібним графом

У таких системах живлення споживачів здійснюється за деревоподібним принципом – від підстанції до кінцевих точок споживання. Радіальні мережі широко застосовуються в Україні завдяки своїй простоті, низькій вартості та зручності експлуатації. Вони є оптимальним рішенням для житлових районів, комерційних об'єктів і промислових підприємств, де не вимагається подвійного резервування живлення.

Основою побудови радіальних розподільних мереж є деревоподібна структура графа, яка визначає їхні експлуатаційні властивості. Така топологія не містить замкнених контурів, що забезпечує однозначний напрямок передавання електроенергії від джерела живлення до кожного споживача. Завдяки цьому спрощується аналіз потоків потужності, розрахунок режимів роботи та підвищується передбачуваність електричних процесів у мережі.

У деревоподібній схемі кожен вузол пов'язаний лише з одним попереднім елементом, що усуває можливість появи зворотних потоків і полегшує локалізацію пошкоджень у разі аварії. Такий принцип побудови дозволяє здійснювати оперативне відключення несправних ділянок і швидко відновлення живлення для решти споживачів.

Зазвичай радіальні мережі мають єдине джерело живлення – головну або районну підстанцію, від якої електроенергія передається по відгалуженнях до кінцевих точок споживання. Простота побудови, невисока вартість монтажу та мінімальні експлуатаційні витрати роблять такі мережі економічно доцільними для територій із середньою або низькою щільністю населення, де не вимагається підвищений рівень резервування електропостачання.

Радіальні розподільні мережі вирізняються простотою експлуатації та низькою вартістю впровадження. Ключова перевага полягає у відсутності циклів, що гарантує однозначність розрахунків під час планування та керування, а також спрощує балансування системи. Ці мережі також забезпечують високу гнучкість при реконфігурації або розширенні, оскільки додавання нових елементів не вимагає складних переробок. Однак, така структура має й серйозні недоліки, зокрема низьку надійність: у разі пошкодження магістральної лінії значна частина споживачів

може залишитися без електропостачання. Крім того, довгі відгалуження, особливо у великих мережах, часто призводять до підвищених втрат енергії, що вимагає додаткових заходів для їх мінімізації. Радіальні мережі широко використовуються в системах електропостачання житлових районів, сільської місцевості та невеликих міст. Для підвищення їхньої надійності часто впроваджують резервні джерела живлення або системи автоматизації, які забезпечують швидке відновлення енергопостачання у разі аварій.

1.3 Обладнання в мережах 10 та 20 кВ в Україні

Перехід на напругу 20 кВ є стандартом для розподільних мереж у більшості європейських країн, таких як Італія, Німеччина, Польща, Болгарія та Австрія, і дозволяє Україні не лише зменшити кількість трансформаторних підстанцій, але й підвищити ефективність роботи електричних мереж, знизити ризики пошкоджень від перевантажень та покращити загальну надійність енергопостачання. Застосування цієї інноваційної технології оптимізує витрати на прокладання нових ліній та скорочує час будівництва нових розподільних мереж.

Важливим етапом для України є розробка відповідної нормативної бази, зокрема в аспекті правил заземлення та інших технічних вимог, що відповідають міжнародним стандартам, для забезпечення можливості повноцінного переходу на 20 кВ. Прогнозується, що використання трансформаторних пунктів 20 кВ дозволить знизити навантаження на старі мережі та створити резерви потужності, підвищуючи надійність енергопостачання, особливо під час пікових навантажень чи несприятливих погодних умов, що є ключовим для стабільної роботи економіки. Водночас, заміна застарілих мереж 10 кВ на 20 кВ має економічну доцільність лише за наявності відповідного техніко – економічного обґрунтування, особливо для невеликих міст і селищ, де інвестиції мають бути економічно виправданими.

Для великих міст із значними навантаженнями перехід на 20 кВ є необхідним кроком для збільшення пропускної здатності та гнучкості управління енергопостачанням. У цьому контексті також велике значення має впровадження автоматизованих систем керування енергоспоживанням, що включають

інтелектуальні лічильники та можливість дистанційного управління, що дозволяє зменшити витрати на обслуговування та забезпечити більш точний моніторинг.

Доцільно також стимулювати абонентів до переходу на новітні технології обліку для покращення загальної енергоефективності. Українські ОСР вже мають досвід реконструкції мереж 10 кВ на 20 кВ та активно будують нові лінії, як, наприклад, АТ «Хмельницькобленерго», яке з 2017 року реалізує проєкт переведення мережі, враховуючи при виборі ділянок втрати активної потужності та технічний стан мережі, а також виконало проєктування та будівництво нової ПС 110/20 кВ «Калюсик».



Рисунок 1.5 – ПС 110/20 кВ «Калюсик» в Хмельницькій області

Висновки по розділу 1

Установлено, що розподільні електричні мережі 10 кВ, які широко застосовуються в Україні, мають обмеження за пропускнуою спроможністю, значні технічні втрати та погіршені показники якості електропостачання, особливо в мережах із великою протяжністю ліній 0,4 кВ. Аналіз статистичних даних НКРЕКП засвідчив: середні показники SAIDI становлять 13 474 хв/рік, а SAIFI – 66,8, що в декілька разів перевищує європейські значення, де для більшості операторів систем розподілу SAIDI не перевищує 60 – 180 хв.

Виявлено, що втрати активної енергії в українських розподільних мережах сягають 12 – 15%, з яких 60 – 70% припадає саме на сегмент напругою 0,4 кВ. На основі аналізу міжнародного досвіду встановлено, що країни Європейського

Союзу, зокрема Польща, Чехія, Німеччина, Данія й Австрія, активно переходили на мережі 20 кВ протягом 1990 – 2020 років, що дозволило зменшити втрати до 4 – 6% та скоротити експлуатаційні витрати операторів на 25 – 40%.

Показано, що впровадження мереж 20 кВ є оптимальним компромісом між класами напруги 10 кВ і 35 кВ, оскільки вони дозволяють збільшити пропускну здатність у 2 рази та водночас не потребують дорогого обладнання, характерного для мереж 35 кВ. Отримано дані, що в Україні уже діють окремі успішні пілотні проекти, зокрема ПС 110/20 кВ «Калюсик» (АТ «Хмельницькобленерго»), де впровадження 20 кВ дало можливість скоротити втрати у мережах на 30 – 35% та знизити навантаження на існуючі підстанції.

Таким чином, обґрунтовано, що модернізація мереж 10 кВ із переходом на напругу 20 кВ є актуальною, технічно й економічно виправданою та відповідає світовим тенденціям розвитку розподільних електричних мереж.

2 РЕКОНФІГУРАЦІЯ ПЛ – 10 КВ З МОДИФІКАЦІЄЮ ЇЇ НА НАПРУГУ 20 КВ

2.1 Вихідна схема ПЛ – 10 кВ

Вихідна схема має радіальну топологію, у якій від головної лінії відходять кілька відгалужень до трансформаторних підстанцій типу ЩТП – 10/0,4 кВ.

У схемі застосовано підстанції типу ЩТП в котрих трансформатори розташовуються потужністю 100 кВА, 160 кВА, 250 кВА розташовуються на опорах.

Підстанції 10/0,4 потужністю від 400 кВА і більше виконуються вже у металевому блочному або в бетонному корпусі, що дозволяє забезпечити живлення окремих груп навантажень відповідно до їх енергетичних потреб. Такі підстанції обладнані силовими трансформаторами типу ТМГ – 100/10, ТМГ – 160/10, ТМГ – 250/10, ТМГ – 400/10 з ізоляцією в масляному або сухому виконанні, з номінальною напругою 10/0,4 кВ. Загальна кількість ТП в мережі складає 9 шт.

Основні повітряні лінії 10 кВ виконані проводом АС 35/6,2, АС 50/8, АС 70/11, А 35, А 50, а також кабелем марки АПвЕгаПу-20 1×120/35. Загальна довжина вихідної схеми ПЛ – 10 кВ складає 2,995 км.

Повітряні лінії 0,4 кВ, в свою чергу, виконані різними типами проводів, як ізольованими типу СІП так і неізольованими марки А. В мережі 0,4 кВ застосовані наступні перерізи: 4×35, 4×50, 4×70 мм². Загальна протяжність ліній 0,4 кВ складає 3,135 км.

Опори ПЛ виконані із залізобетонних стійок типу СВ95 – 3, СВ105 – 5, та СК105 – 10 на котрій безпосередньо може бути розташована ЩТП. Середня довжина прогонів становить 35м – 40м. Дані опори забезпечують надійну механічну стійкість лінії.

На опорах зі сторони високої напруги, в РУ – 10кВ розміщуються муфти, ізолятори, роз'єднувачі, обмежувачі перенапруги для захисту трансформатора, зі сторони низької напруги, в РУ – 0,4 кВ розміщуються автоматичний вимикач, роз'єднувач, трансформатори струму для підключення технічного обліку.

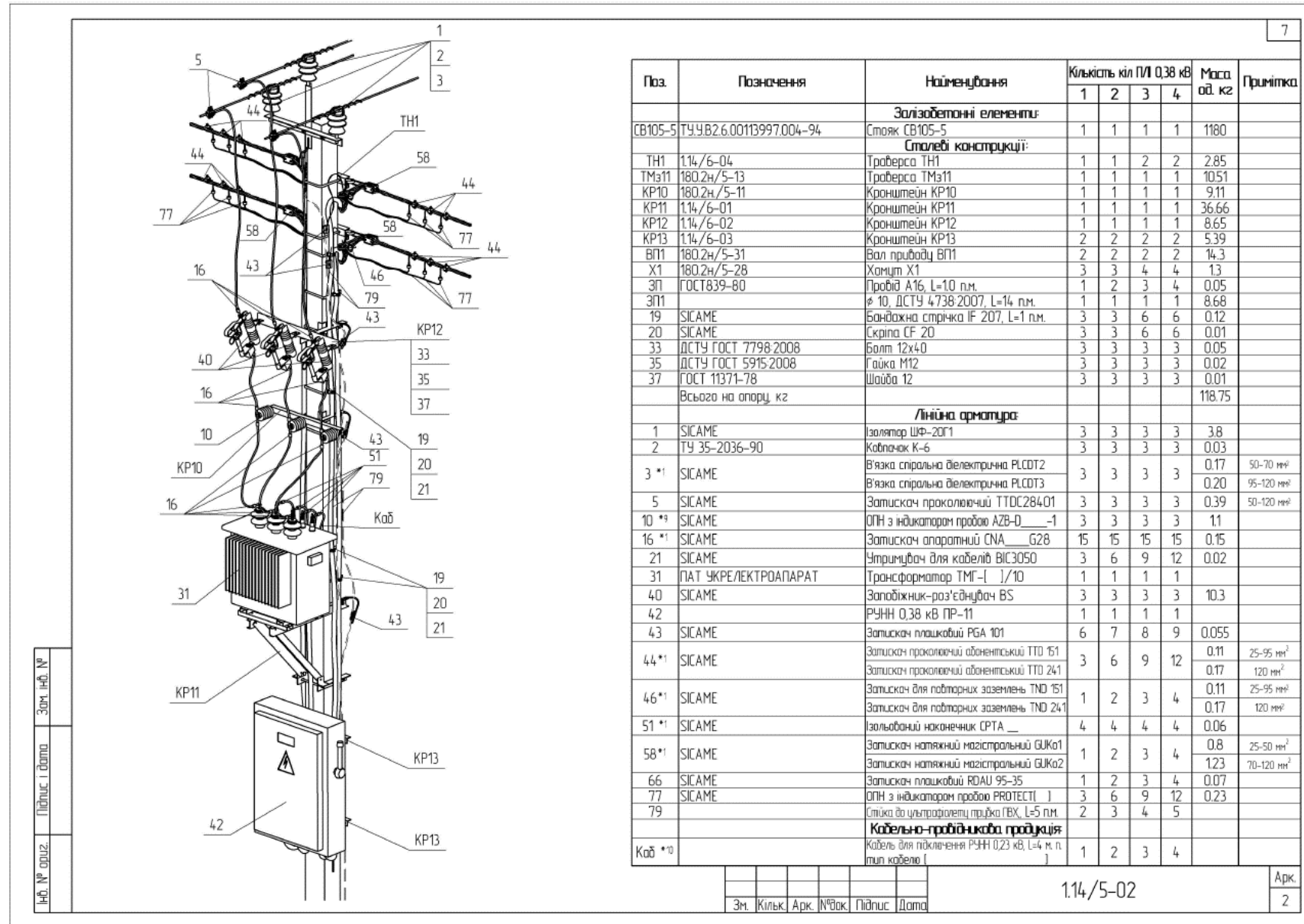


Рисунок 2.1 – Трифазна щоголова трансформаторна підстанція 6(10)кВ, 25 – 250кВА на опорі типу СВ105 – 5

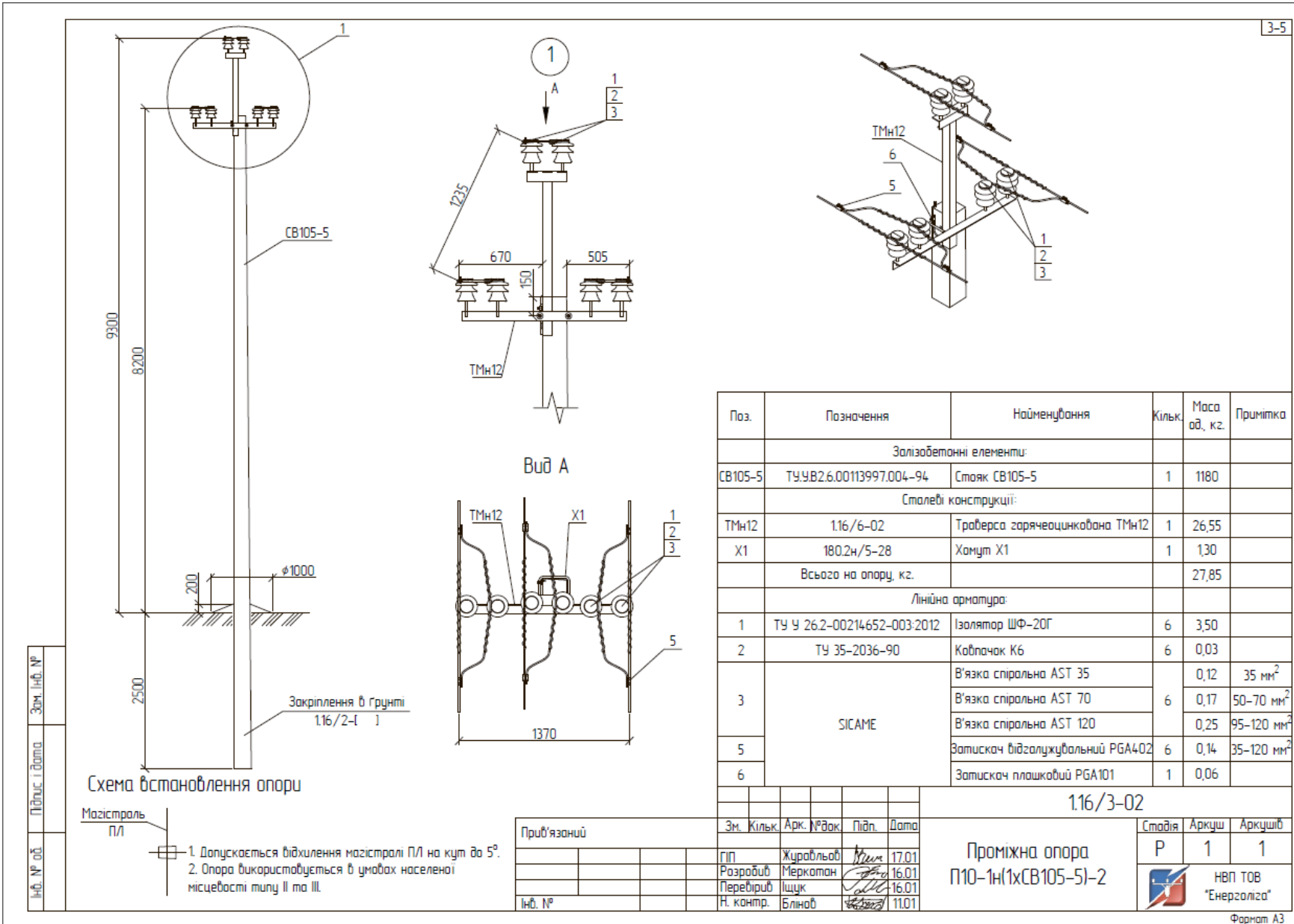


Рисунок. 2.2 – Креслення опори типу CB105 – 5 з арматурою для кріплення ПЛ – 10 кВ

Схема характеризується радіальним типом живлення, у якому кожна лінія підключена до однієї секції розподільного пристрою 10 кВ. Така конфігурація є типовою для розподільних мереж сільських і приміських районів України, де пріоритетом є простота експлуатації та мінімізація витрат на будівництво.

Основне навантаження мережі представлено побутовими споживачами, серед яких присутні як однофазні, так і трифазні приєднання, що є типовою особливістю для мереж низької напруги 0,4 кВ.

Крім того, у схемі присутні потужні групові споживачі, які підключаються окремими лініями 0,4 кВ безпосередньо від трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ.

Таке поєднання різних типів навантажень є характерним для змішаних розподільних мереж, де важливо забезпечити балансування фаз, мінімальні втрати напруги та надійну роботу електропостачання всіх категорій споживачів.

Таблиця 2.1 – Паспортні дані трансформаторів ТМГ

Потужність, кВА	Напруга		Схема/ група з'єднання	U _k %	I _{хх} %	Втрати х.х., Вт	Втрати к.з., Вт	Маса		
	ВН кВ	НН В						активної частини, кг	масла кг	повна кг
16	6;10	230 В 400В 690В 6/10 кВ	Д/У _Н – 11 У – У _Н – 0 У _Н /Д – 11	4,5	3,5	85	440	120	60	230
25	6;10			4,5	3,5	115	600	130	65	250
32	6;10;20			4,5	3	150	700	180	96	360
40	6;10;20			4,5	3	155	880	190	96	370
63	6;10;20			4,5	1,6	220	1280	250	110	440
63	6;10;20			4,5	1,6	220	1330	250	110	440
100	6;10;20			4,5	1,6	270	1970	280	125	520
160	6;10;20			4,5	1,5	410	2650	370	180	700
160	6;10;20			4,5	1,5	410	2700	370	180	700
250	6;10;20			4,5	1,2	530	3700	650	270	1150
400	6;10;20			4,5	1,2	870	5600	800	350	1460
630	6;10;20			5,5	1,2	1240	7600	1050	475	1895
800	6;10;20			5,5	1	1370	9600	1200	530	2270
1000	6;10;20			5,5	1	1600	10800	1400	680	2710
1250	6;10;20			6	1	1800	12400	1550	730	3020
1600	6;10;20			6	0,5	2100	16500	1950	950	3800
2000	6;10;20			6	0,5	2600	23000	2050	1100	4370
2500	6;10;20			6	0,5	2750	27000	2450	1850	5880

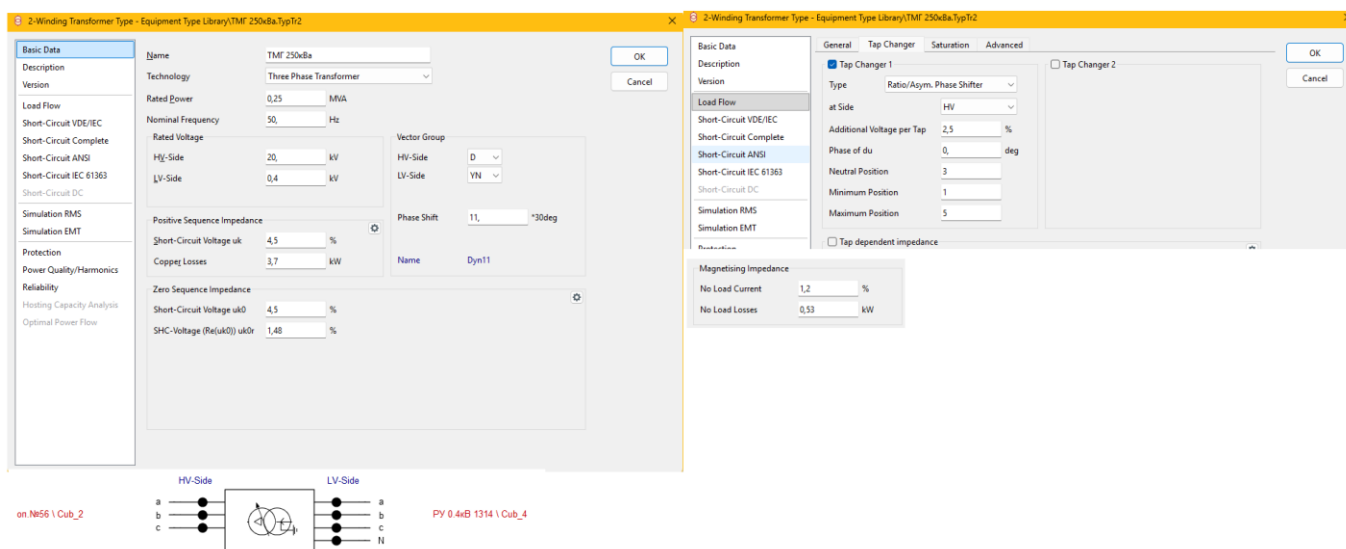


Рисунок 2.3 – Меню заповнення паспортних параметрів тр – ра ТМГ – 250/20/0,4 кВ в PowerFactory

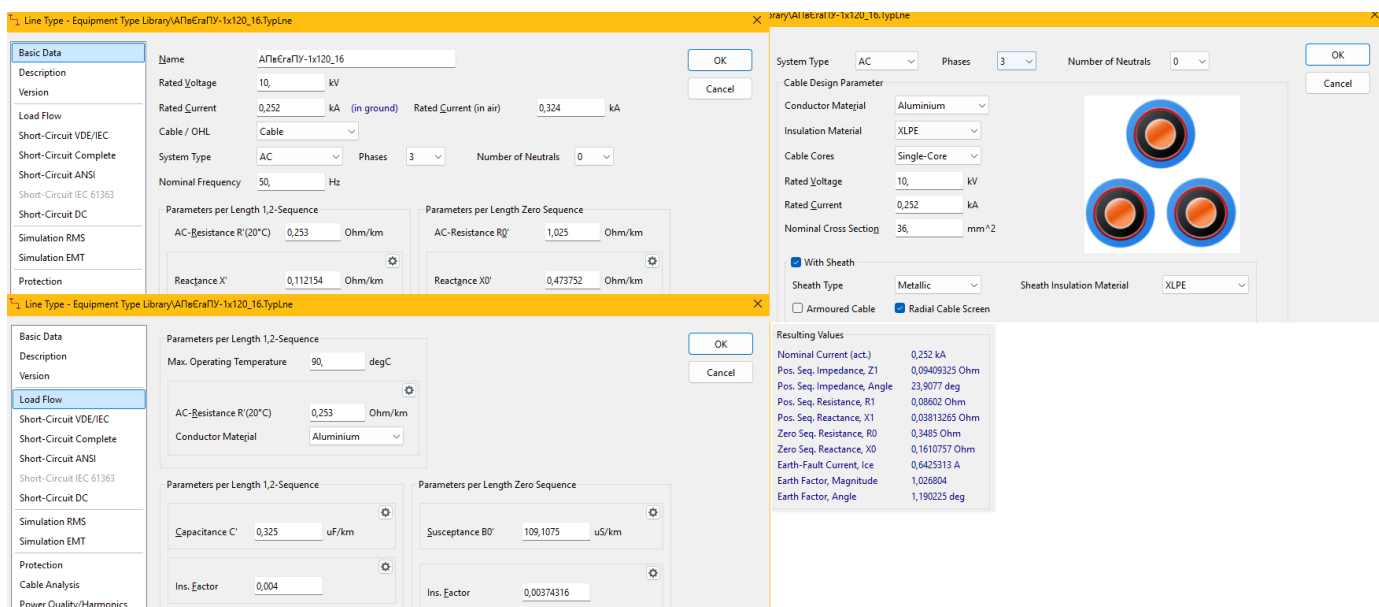


Рисунок 2.4 – Меню PowerFactory задання параметрів кабелю АПвЕгаПу-20 1×120/35

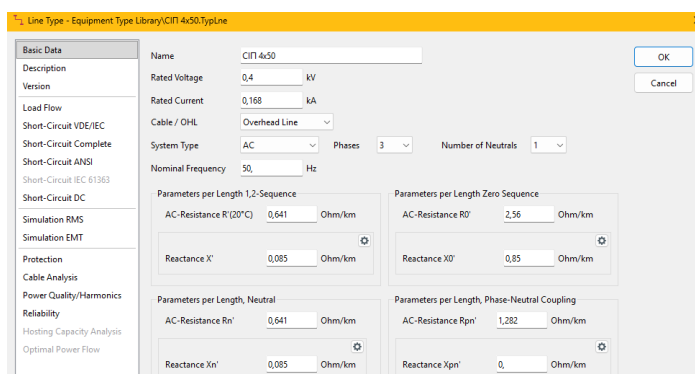


Рис. 2.5 – Задання параметрів для проводу СІП 4×50 мережі 0,4 кВ

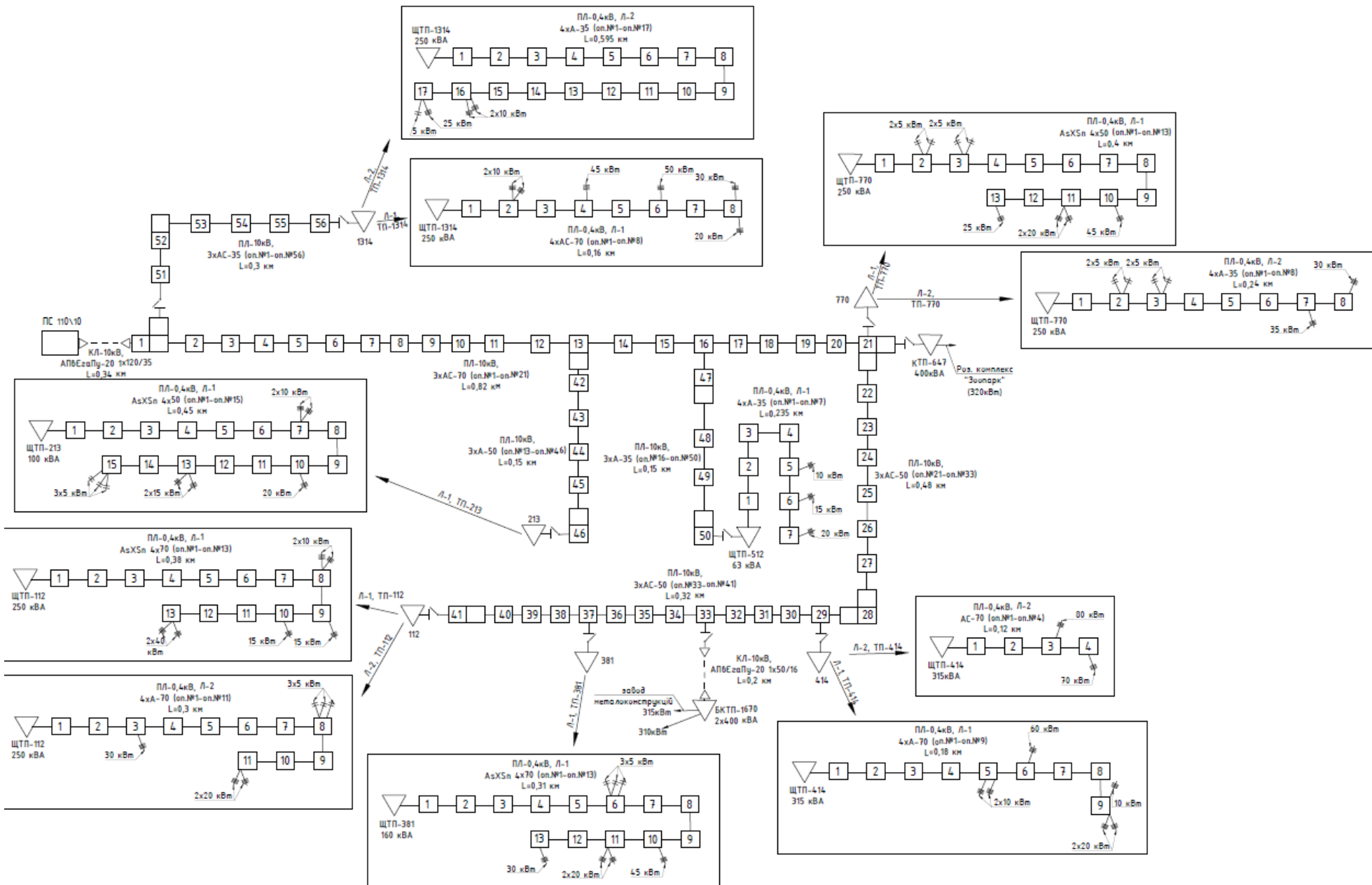


Рисунок 2.6 – Вихідна поопорна схема ПЛ – 10/0,4 кВ

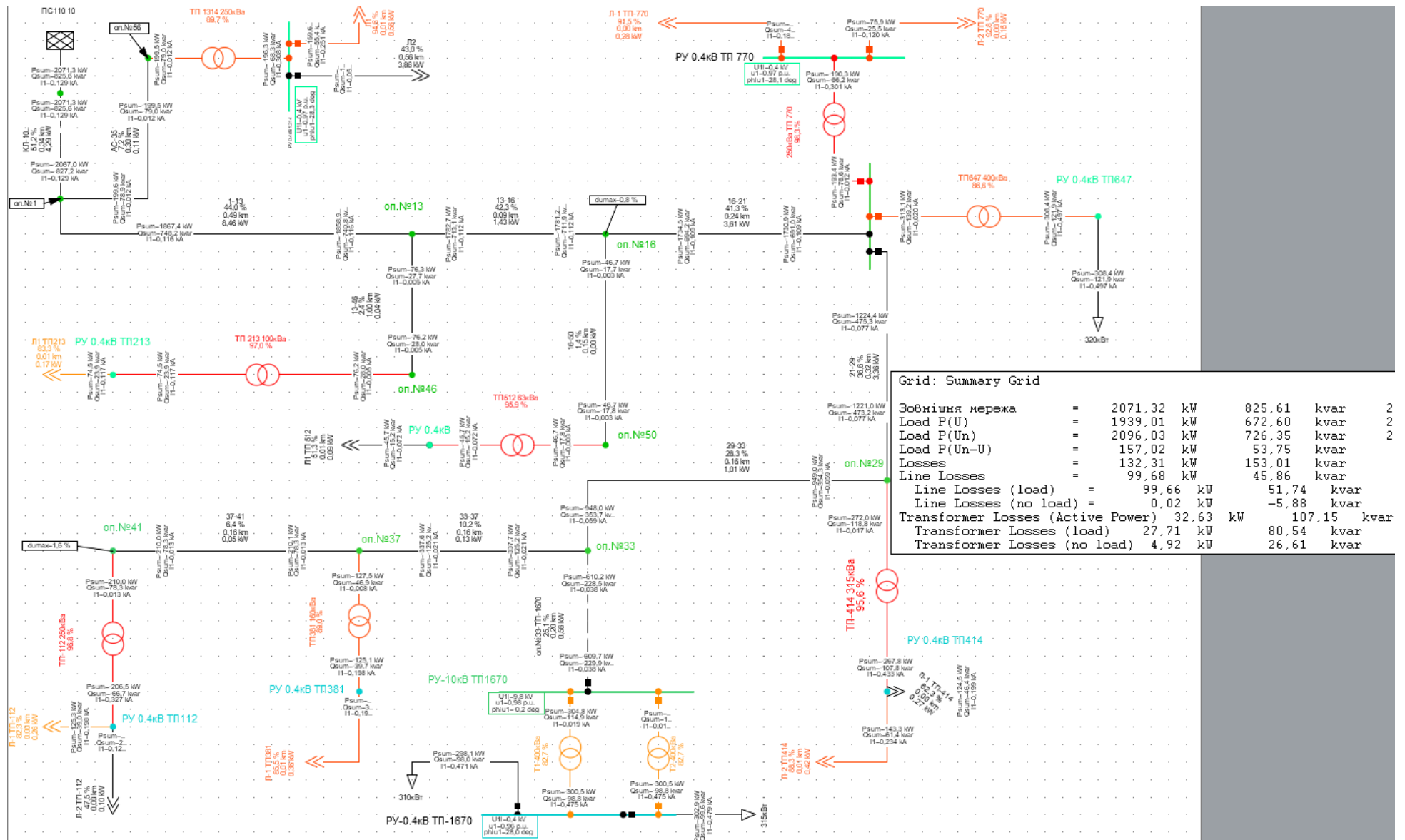


Рисунок 2.7 – Результати розрахунку режиму мережі 10 кВ

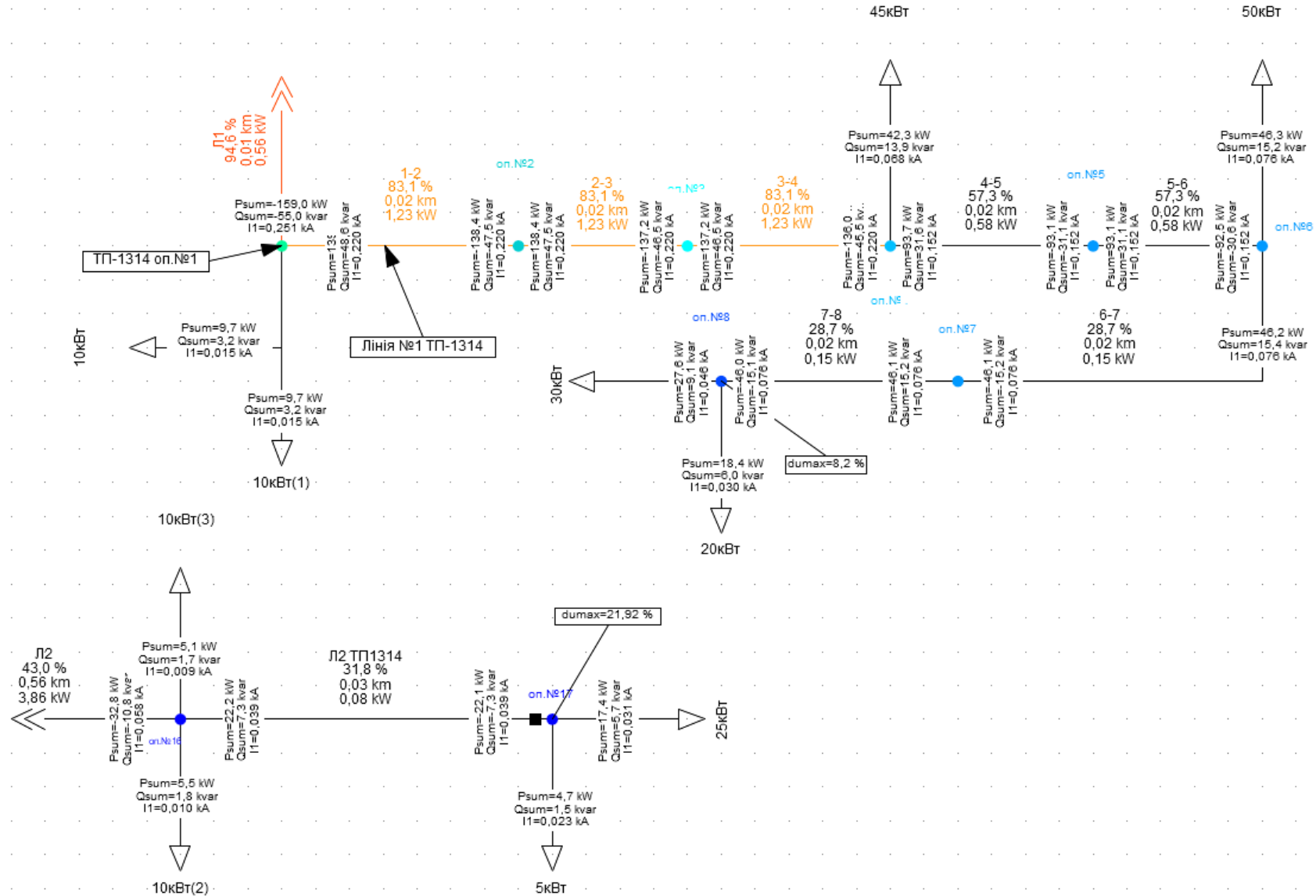


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема мережі ПЛ – 0,4 кВ Л – 1, Л – 2, ТП – 1314

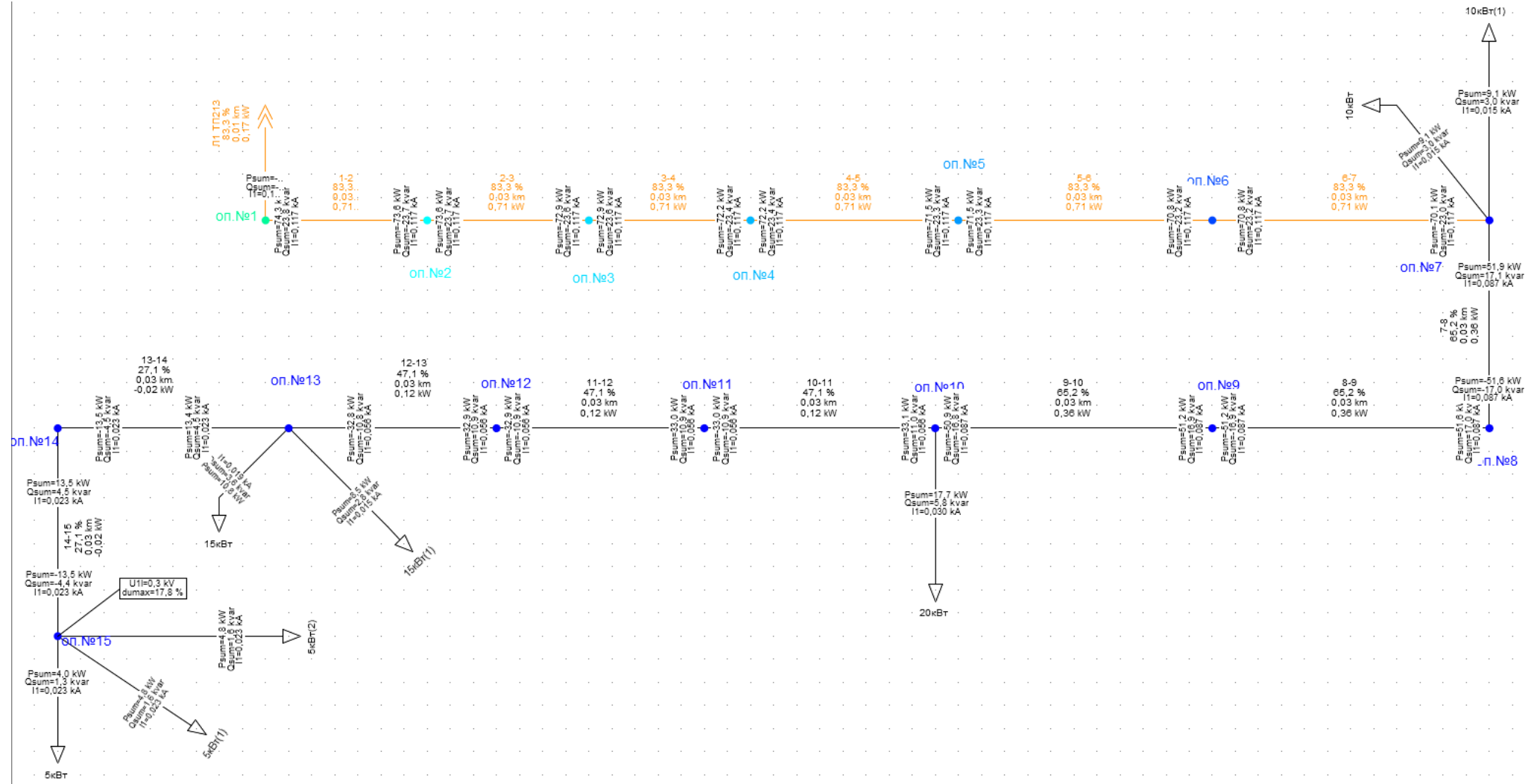


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема мережі ПЛ – 0,4 кВ Л – 1, ТП – 213

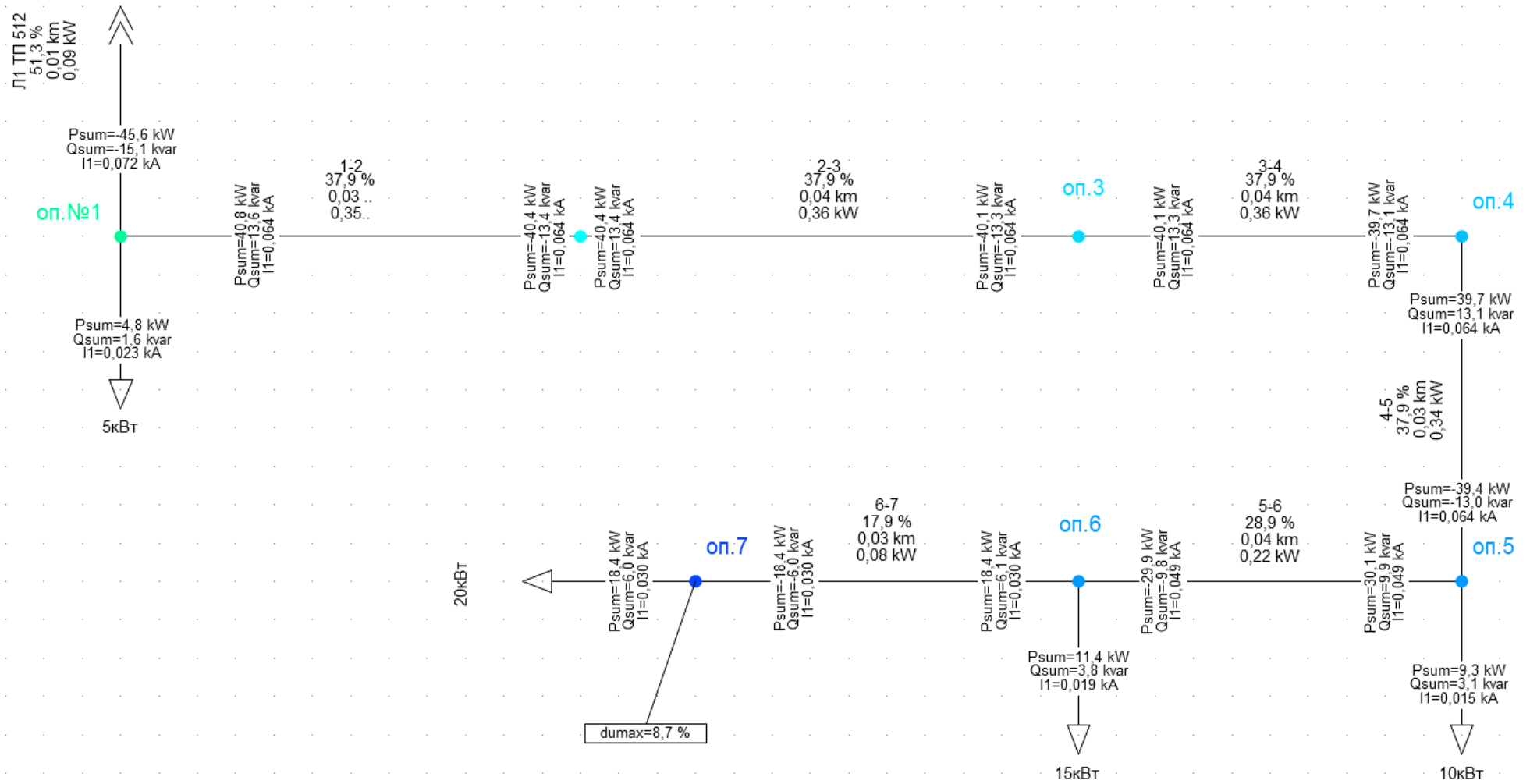


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема мережі ПЛ – 0,4 кВ Л – 1, ТП – 512

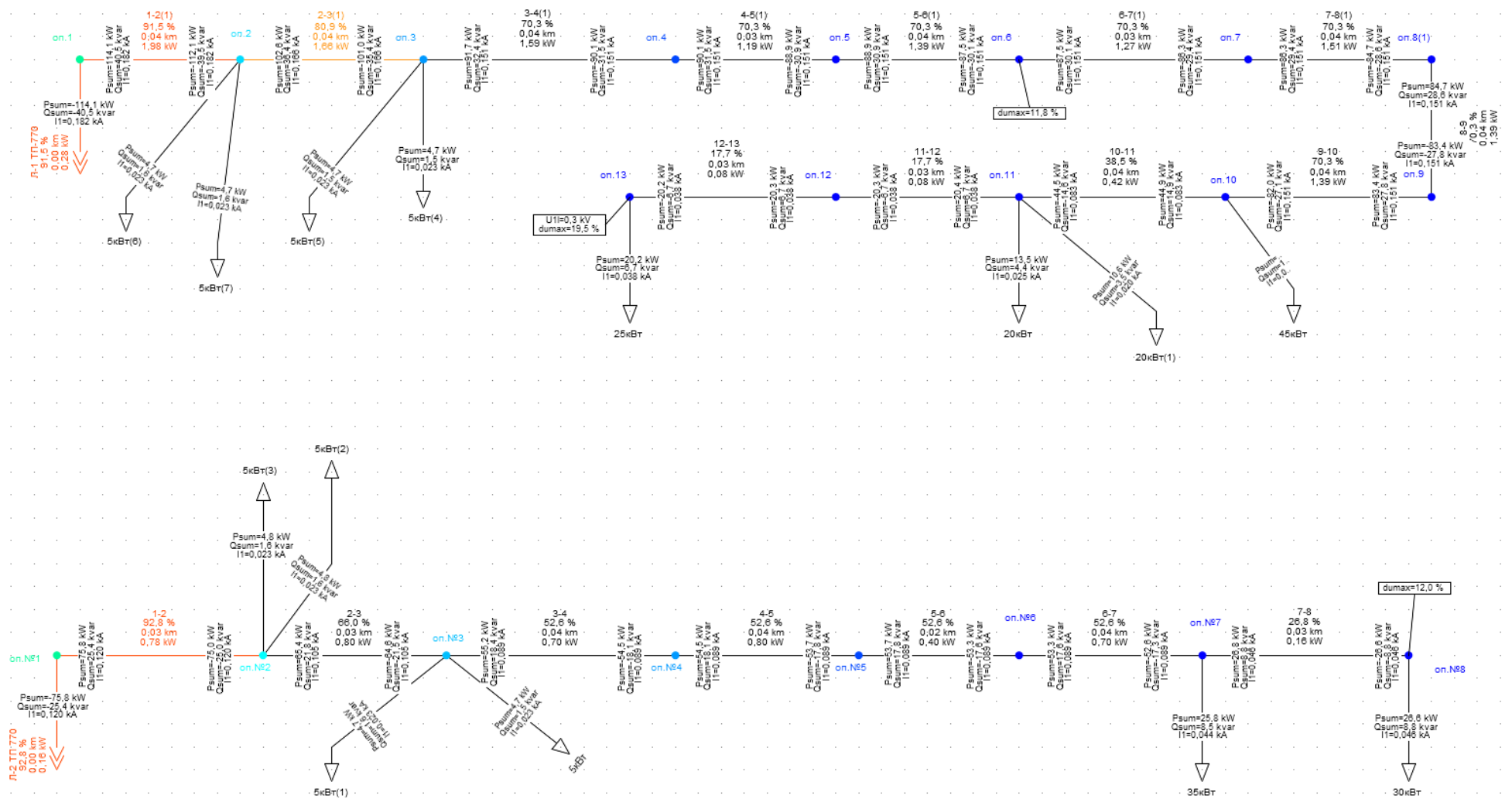


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема мережі ПЛ – 0,4 кВ Л – 1, Л – 2 ТП – 770

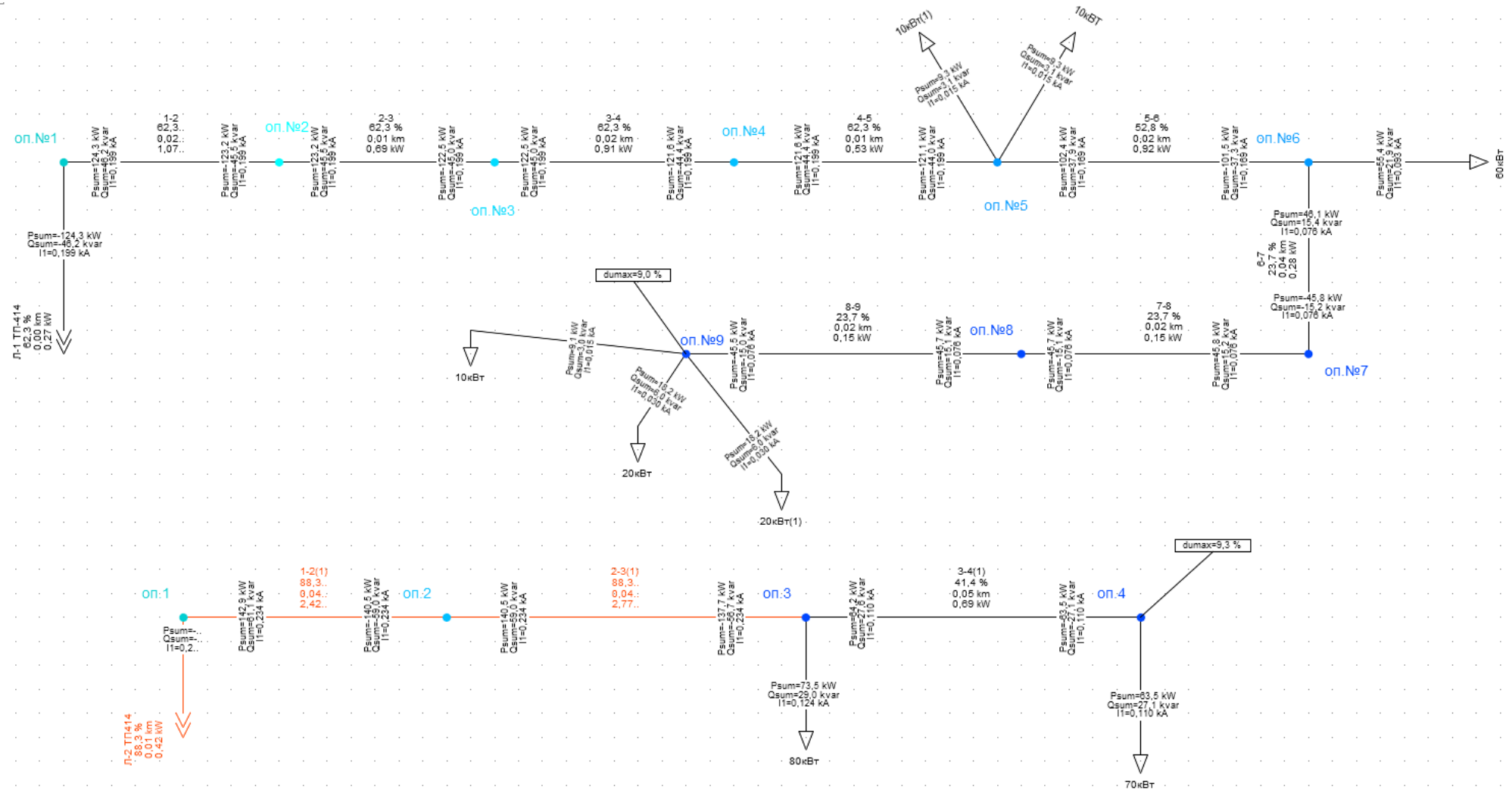


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема мережі ПЛ – 0,4 кВ Л – 1, Л – 2 ТП – 414

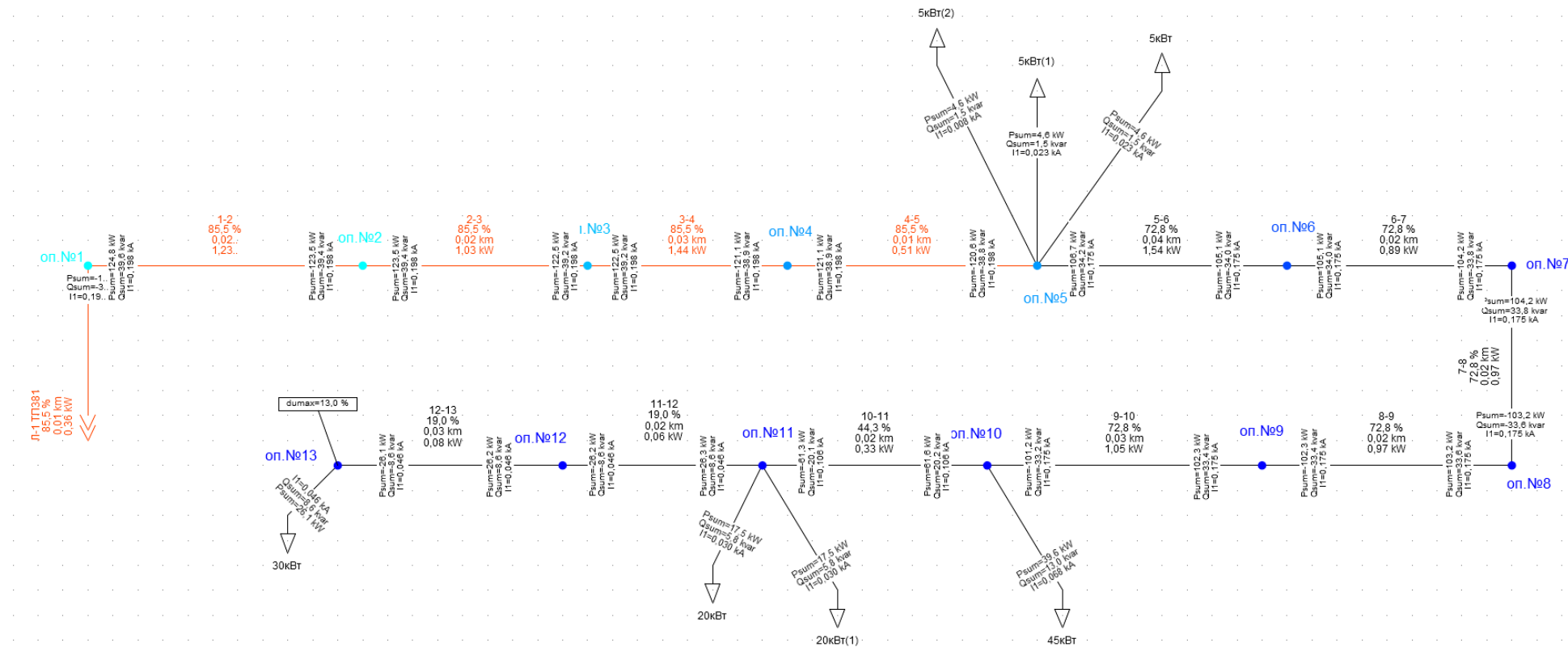


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема мережі ПЛ – 0,4 кВ Л – 1, ТП – 381

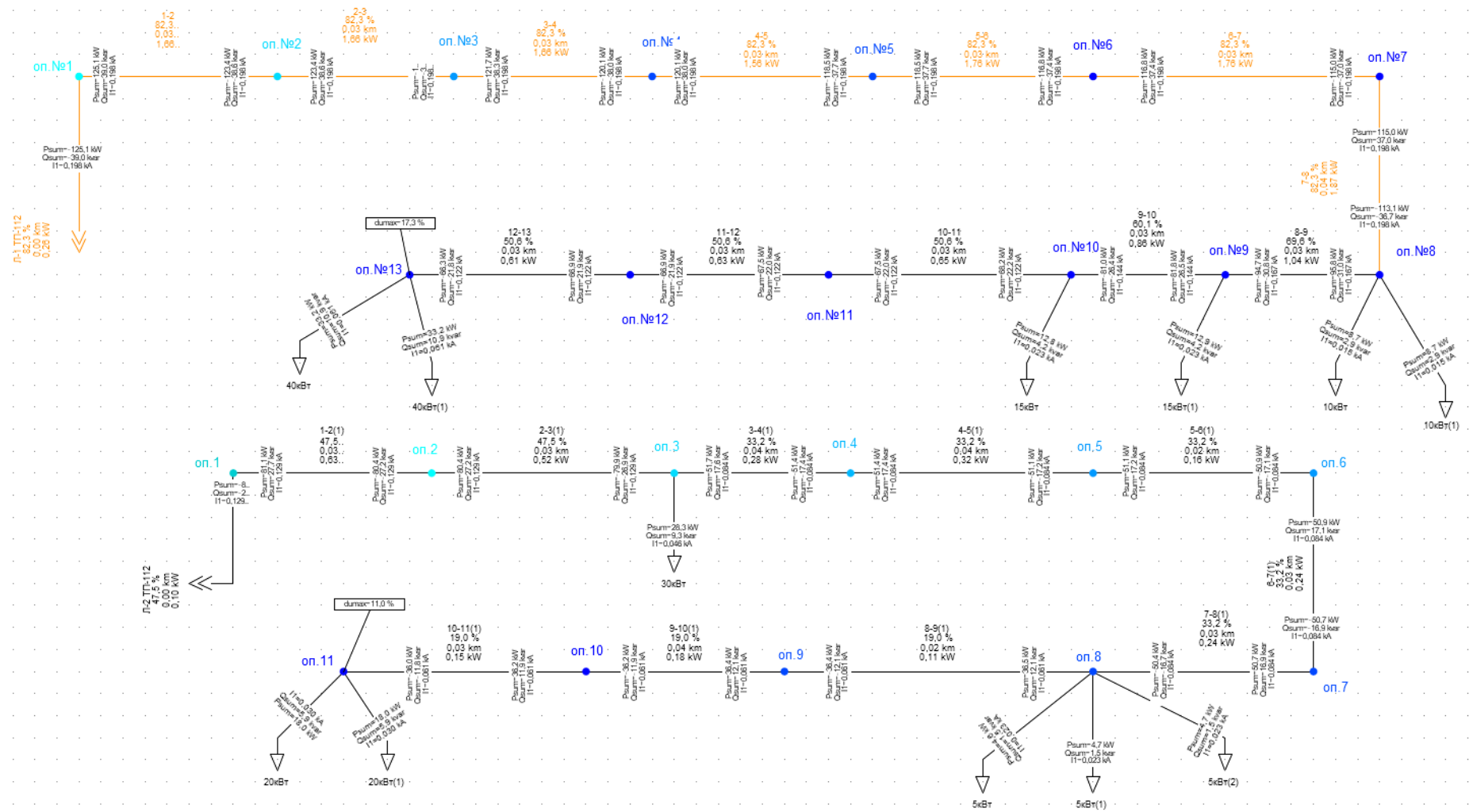


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема мережі ПЛ – 0,4 кВ Л – 1, ТП – 381

Розрахунок усталеного режиму виконано для зимового максимуму споживання. Згідно з [17] трансформатори працюють в нормальних режимах. Завантаженість ТП наведено в табл. 2.2.

Табл. 2.2 – Дані завантаженості трансформаторних підстанцій

Назва, № ТП	Номинальна потужність, кВА	Завантаження, %	Завантаження, кВА
ТП – 1314	250	89,7	224,25
ТП – 770	250	98,3	245,75
ТП – 647	400	86,6	346,4
ТП – 414	315	95,6	301,14
ТП – 1670	800	82,7	661,6
ТП – 381	160	89	142,4
ТП – 112	250	96,8	242
ТП – 213	100	97	97
ТП – 512	63	95,9	60,42

Дані щодо струмозподілу наведені в таблиці 2.3, жодна з ділянок не перевантажена за струмом.

Таблиця 2.3 – Струмозподіл по ділянках електричної мережі напругою 10 кВ

Назва ділянки	Завантаження, %	Струм, А	Допустимий струм на ділянці, А
ПС 110/10 – оп.№1	51,2	129	252
оп.№1 – оп.№13	44	117	265
оп.№13 – оп.№16	42,3	112	265
оп.№13 – оп.№46	2,4	5	215
оп.№16 – оп.№50	1,7	3	180
оп.№16 – оп.№21	41,3	109	265
оп.№21 – оп.№29	36,6	77	210
оп.№29 – оп.№33	28,3	60	210
оп.№33 – оп.№37	10,2	21	210
оп.№37 – оп.№41	6,4	14	210

Падіння напруги в мережі 10 кВ, в найбільш віддаленій точці від ПС – 110/10 складатиме 1,6%, що перебуватиме в допустимих межах $\Delta U < 10\%$. В свою чергу падіння напруги в мережі 0,4 кВ наведено в таблиці 2.4.

Табл. 2.4 – Зведена таблиця з даними в мережі 0,4 кВ

Назва лінії	Назва ТП	Падіння напруги, %	Довжина лінії, км	Завантаженість, А
Л – 1	ТП – 1314	8,2	0,16	251
Л – 2	ТП – 1314	21,92	0,595	73
Л – 1	ТП – 213	17,8	0,45	117
Л – 1	ТП – 512	8,7	0,235	72
Л – 1	ТП – 770	19,5	0,4	197
Л – 2	ТП – 770	12	0,24	158

Таблиця.2.4 (продовження)

Л – 1	ТП – 414	9	0,18	199
Л – 2	ТП – 414	9,3	0,12	234
Л – 1	ТП – 381	13	0,31	205
Л – 1	ТП – 112	17,3	0,38	198

Як видно з табл. 2.4 в 7 з 11 лініях присутня невідповідність технічним вимогам щодо якості електропостачання згідно [18]. Падіння напруги на ділянці в кінці лінії становитиме більше допустимих 10%. Споживачі в кінці лінії отримуватимуть занижену напругу, в деяких випадках до 21,92% від номіналу, а це значить що при номінальній напрузі мережі 0,4 кВ трифазний споживач 25 кВт в кінці лінії Л – 2, ТП – 1314 отримуватиме 313В замість номінальних 400 В, що виходить за межі допустимого відхилення, встановленого нормативами ($\pm 10\%$). Такий рівень зниження напруги може призвести до нестабільної роботи електрообладнання, зменшення пускового моменту електродвигунів, перегріву трансформаторів і зниження загальної енергоефективності мережі. У довгостроковій перспективі це також спричиняє передчасне старіння ізоляції та підвищення втрат електроенергії у лінії. Таке велике падіння напруги спричинене декількома факторами, а саме:

1) надмірна довжина лінії – при великій протяжності (понад 2 км) опір провідників суттєво збільшується, тому навіть відносно невеликі струми викликають значне падіння напруги.

2) малий переріз проводу – якщо використано провід типу АС 25/4,2 або АС 35 /6,2 для потужного навантаження (25 кВт і більше), то струм є завеликим для такого перерізу, що збільшує активний опір лінії.

3) велике навантаження в кінці лінії – одночасна робота кількох споживачів або підключення трифазного двигуна призводить до різкого збільшення струму, а отже – і падіння напруги.

4) нерівномірний розподіл навантаження по фазах – характерний для змішаних (1ф + 3ф) мереж 0,4 кВ. Через перекид фаз частина проводів перевантажується, інші – недовантажені.

5) поганий контакт або старіння з'єднань – збільшує перехідний опір у муфтах, клемах, роз'ємах, що також додає втрат напруги.

Отже, доцільно розглянути реконфігурацію мережі з переведенням її на 20 кВ, та встановленням ТП – 20/0,4 кВ безпосередньо поблизу споживачів, задля живлення групи споживачів, а саме до 6, за прикладом США.

Втрати потужності в мережі складають 132,31 кВт, з них: по лініях електропередачі – 99,66 кВт; в трансформаторах – 32,63 кВт.

2.2 Переведення схеми ПЛ – 10 кВ на ПЛ – 20 кВ

Переведення мережі на більший номінал 20 кВ дозволить суттєво збільшити пропускну спроможність повітряних та кабельних ліній, а також знизити втрати електроенергії. Водночас основні проблеми перевантажень спостерігаються саме в міських агломераціях з високою щільністю споживання.

Для прикладу, у м. Києві щільність навантаження становить 2,4 МВт/км², тоді як у Київській області цей показник значно нижчий і складає 60,4 кВт/км² [3]. Це підтверджує, що критичні режими виникають передусім у густонаселених районах із значною концентрацією споживачів. Переведення мережі на клас напруги 20 кВ створює резерв по пропускній здатності для подальшого зростання навантажень без необхідності повторної реконструкції ліній. Це підвищує гнучкість розвитку мережі та зменшує капітальні витрати у довгостроковій перспективі. Розрахувавши вихідну схему ПЛ-10кВ отримано, що найбільш завантаженою за струмом є кабельна ділянка від ПС до оп.№1, котра завантажена на 51,2% та має значну частку резерву для підключення навантаження.

Отже, для сільської місцевості, основною метою переведення мережі на більший номінал є зниження втрат потужності в лініях, дотримання вимог [18], а також отримання розрахункових даних щодо окупності (Payback Period) для прийняття економічно обґрунтованих рішень щодо модернізації.

Цей підпункт передбачає переведення існуючих трансформаторних підстанцій з класу напруги 10 кВ на 20 кВ без безпосередньої відмови від ліній 0,4 кВ. Такий підхід обрано задля аналізу внеску ліній 0,4 кВ у формування загального падіння напруги та втрат потужності в мережі, а також для оцінки ефективності підвищення напруги на стороні середньої напруги без зміни структури низьковольтних ліній.



Рисунок 2.15 – Трансформатор типу ТМГ – 40/20/0,4 кВ

У сучасній активно застосовуються типові рішення щоглових трансформаторних підстанцій класу напруги 20/0,4 кВ, призначені для встановлення безпосередньо на опорах повітряних ліній. Такі конструкції розроблені відповідно до чинних стандартів і враховують вимоги щодо електробезпеки, механічної стійкості та можливості швидкого монтажу в умовах діючих мереж. ЩТП у виконанні 20/0,4 кВ комплектуються силовими трансформаторами відповідного класу напруги, апаратурою комутації та захисту на стороні 20 кВ, а також низьковольтною панеллю розподілу 0,4 кВ, інтегрованою на опорі. Таке рішення дає змогу забезпечити надійну подачу електроенергії без необхідності будівництва окремих наземних трансформаторних підстанцій, що значно скорочує витрати та час реалізації проєкту. Завдяки уніфікованим комплектам лінійної арматури та обладнання, ЩТП – 20/0,4 кВ можуть швидко впроваджуватися у сільських і міських мережах, полегшуючи модернізацію існуючої інфраструктури й забезпечуючи стабільні параметри електропостачання для широкого спектра споживачів.

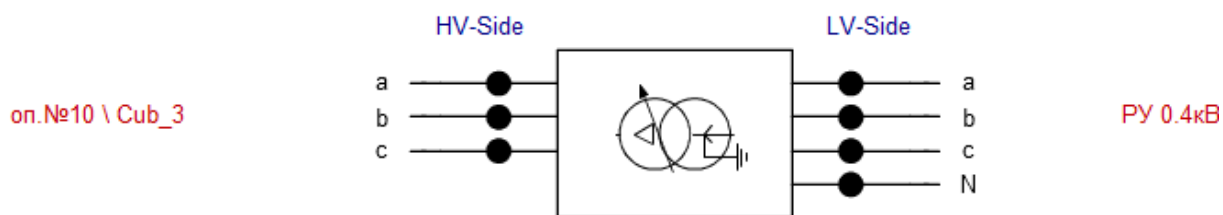


Рис.2.17 – схема з'єднання обмоток трансформатора в PowerFactory

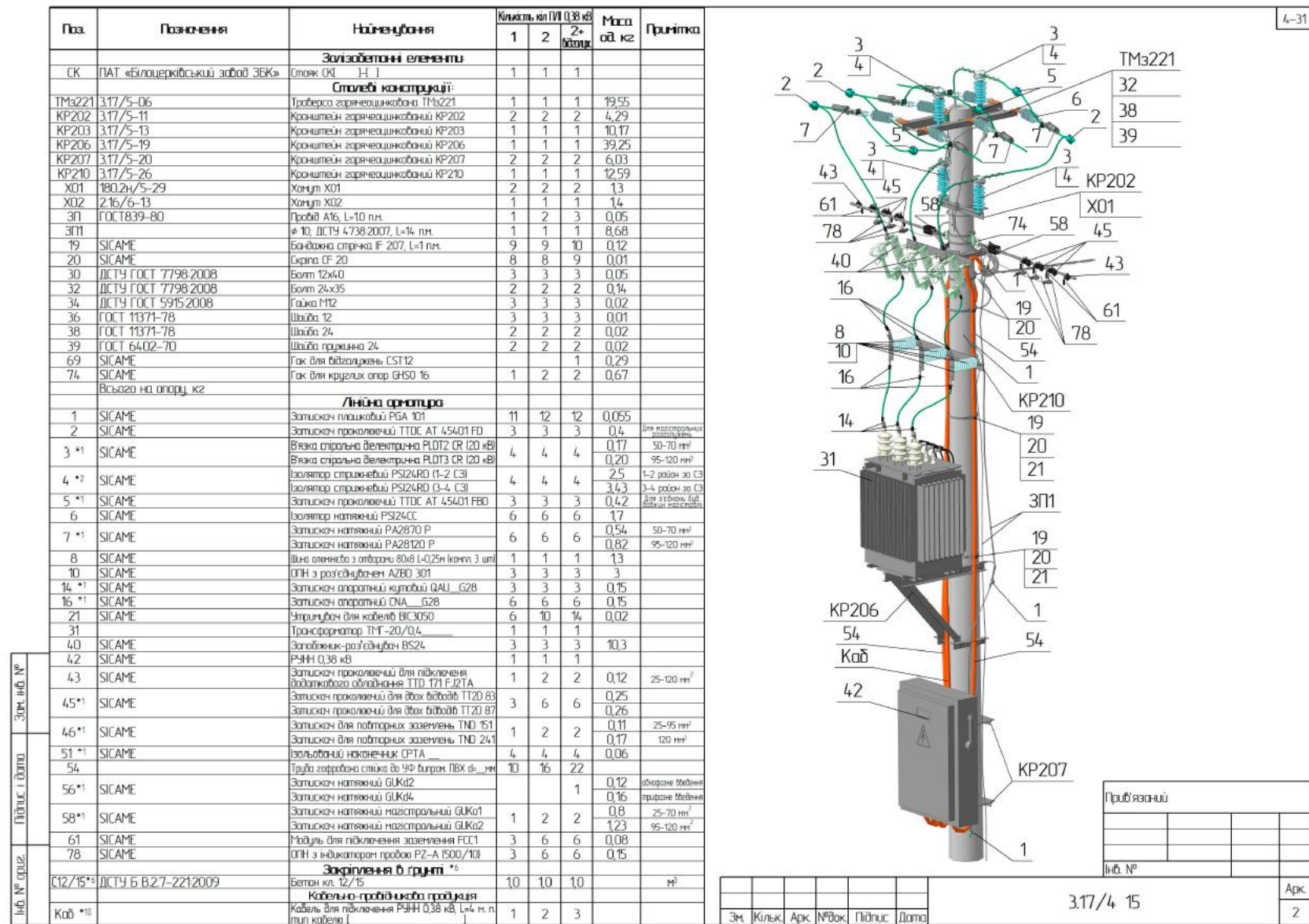


Рис.2.16 – Типове рішення компанії SICAME з встановленням трансформатора 20/0,4 кВ типу ТМГ на опорі

Таблиця 2.5 – Основні технічні характеристики трансформатора ТМГ – 40/20/0,4

№	Назва параметру	Величина
1	Номінальна напруга ВН, кВ	20
2	Номінальна напруга НН, кВ	0,4
3	Номінальна потужність, кВА	40
5	Втрати КЗ, Вт	770
6	Напруга КЗ, %	6
7	Струм ХХ, %	3
8	Втрати ХХ, %	190
9	Схема і група з'єднання обмоток	$\Delta/Y_n - 11$
10	Регулювання напруги зі сторони ВН	ПБЗ

Під час переведення мережі на номінальну напругу 20 кВ першочергово здійснюється заміна трансформаторів. В результаті на всіх трансформаторних підстанціях встановлено трансформатори з номінальною напругою 20/0,4 кВ. Регулювання напруги таких трансформаторів здійснюється за допомогою ПБЗ розташованого на стороні ВН. Струмозподіл в мережі 20кВ наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Струмозподіл по ділянках електричної мережі

Назва ділянки	Завантаження, %	Струм, А	Допустимий струм на ділянці, А
ПС 110/20 – оп.№1	25,6	64	252
оп.№1 – оп.№13	22	58	265
оп.№13 – оп.№16	21,1	56	265
оп.№13 – оп.№46	1,2	3	215
оп.№16 – оп.№50	0,9	2	180
оп.№16 – оп.№21	20,6	55	265
оп.№21 – оп.№29	18,3	38	210
оп.№29 – оп.№33	14,2	30	210
оп.№33 – оп.№37	5,1	11	210
оп.№37 – оп.№41	3,2	7	210

Отримані результати підтверджують, що переведення мережі на напругу 20 кВ забезпечує значний резерв пропускної спроможності повітряних ліній. При цьому всі ділянки працюють у допустимих струмових режимах із суттєвим запасом по нагріву провідників. Це створює передумови для подальшого розвитку мережі та підключення додаткових споживачів без реконструкції лінійної частини, зокрема без заміни проводів на більший переріз, що дає змогу зменшити загальні матеріальні витрати та обсяги капіталовкладень. Таким чином, перехід на напругу 20 кВ підвищує технічну гнучкість і довгострокову ефективність експлуатації розподільної мережі.

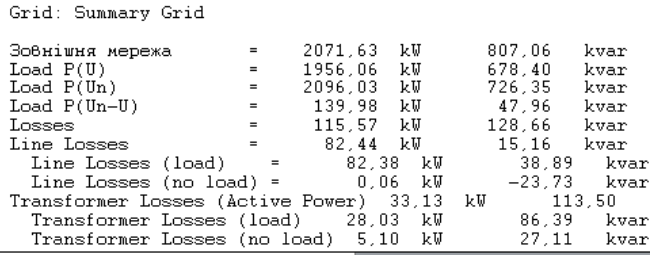


Рисунок 2.18 – Розрахунок режиму мережі 20 кВ

При переведення мережі 10 кВ на клас напруги 20 кВ втрати потужності в мережі складають 115,57 кВт, з них: по лініях електропередачі – 82,44 кВт; в трансформаторах – 33,13 кВт. Отже, при переведенні мережі з 10 кВ на 20 кВ вдалося зменшити втрати в повітряних лініях:

$$\Delta P = \Delta P_{10\text{кВ}} - \Delta P_{20\text{кВ}} = 132,31 - 115,57 = 16,74 \text{ кВт}$$

2.2.1 Реконфігурація схеми ПЛ – 10 кВ з заміною ПЛ – 0,4 кВ

З метою більшого зменшення втрат потужності та вирішення проблеми падіння напруги, в деяких лініях 0,4 кВ більше 20%, передбачається реконфігурація ПЛ/ПЛІ – 0,4 кВ з заміною її на ПЛ – 10 кВ.

В даному підпункті розглянуто варіант реконфігурації мережі 10 кВ з встановленням трансформаторів меншого номіналу потужності безпосередньо поблизу споживачів, для заживлення груп, приблизно до 5 навантажень, що зумовлено конструктивними особливостями розподільчих пристроїв 0,4 кВ. У якості РУ 0,4 кВ застосовуються щити типу ПР-11, які мають обмежену кількість відхідних ліній та забезпечують просту, надійну і селективну схему електропостачання.

Відтак існуючі ТП були демонтовані, а споживачі розбиті на наступні групи за живленням:

1) ТП – 1314 250 кВА демонтована, живлення споживачів колишньої Л – 1 забезпечується через трансформатор 63 кВА. ТП живить 5 споживачів загальним навантаженням 50 кВт. Поблизу замовників котрі отримували живлення з Л – 2 були поділені на 4 групи. Перша група, 2 споживачі по 10 кВт заживлені від ТП – 32 кВА. Друга група це замовник 45 кВт заживлений від ТП з трансформатором номіналом 63 кВА, за ним споживач 50 кВт іншим трансформатором номіналом 63 кВА. Остання четверта група споживачів 30 та 20 кВт заживлюється від проєкт. ТП – 10/0,4 кВ потужністю 63 кВА.

2) ТП – 213, 100 кВА демонтована, споживачів поділено на 4 групи. Відтак споживачів минулої Л – 1, ТП – 213 живить: 2х10 кВт – ТП – 32 кВА, 20 кВт – ТП – 32 кВА, 2х15 кВт – ТП – 40 кВА, 3х5 кВт – ТП – 32 кВА.

3) ТП – 512 котра заживлювала 3 споживачів була перенесена ближче до точки зосередження навантаження.

4) ТП – 770, 250 кВА демонтовано, споживачів Л – 1, відтепер поділено на 2 групи, котрі заживлюють 4 споживачів по 5 кВт ТП – 32 кВА, а споживачів 25 кВт 2х20 кВт та 45 кВт заживлює ТП – 160 кВА. Замовники що жились від Л – 2, поділено на 2 групи: чотирьох споживачів по 5 кВт буде заживлено від ТП – 32 кВА, а споживачів 35 та 30 кВт від ТП потужністю 100 кВА.

5) ТП – 414, 315 кВА демонтовано, замовників Л – 1 загальним навантаженням 150кВт живить ТП – 160 кВА, споживачів Л – 2 поділено на 2 групи, навантаження 80кВт живитиме ТП – 100 кВА, а три інших споживачі загальною потужністю 50 кВт живитиме ТП – 63 кВА.

6) ТП – 381, 160 кВА демонтовано, біля трьох навантажень 5 кВт встановлено ТП – 32 кВА, ТП – 160 кВА живитиме чотири споживачі загальною потужністю 115 кВт.

7) ТП – 112, 250 кВА демонтовано, біля споживачів загальним навантаженням 50кВт встановлено ТП – 63 кВА, в кінці Л – 1 знаходилось два споживачі по 40 кВт, відтепер їх живитиме ТП – 100 кВА. Щодо Л – 2, споживачів поділено на дві групи, а саме споживача 30 кВт буде жити ТП – 32 кВА, групу споживачів навантаженням 55 кВт буде жити ТП – 63 кВА.

Відтак всього демонтовано шість трансформаторних підстанцій: три ТП – 250 кВА, одна ТП – 100 кВА, одна ТП – 160 кВА та ТП – 315 кВА. Всього по ділянці було встановлено двадцять дві нові ТП, одну з котрих перенесено ближче до точки зосередження навантажень, а саме ТП – 512. По жодній з проєктованих ТП завантаженість не перевищує 100%. Згідно з [17] трансформатори працюють в нормальних режимах.

Слід зазначити що живлення промислових споживачів не підлягало реконструкції, так як напруга ВН в трансформаторі в даному досліді лишається 10 кВ, як у вихідній схемі а ТП встановлені безпосередньо неподалік навантаження.

Таке перепланування трансформаторних підстанцій дозволить забезпечити рівні напруги, що відповідатимуть вимогам [18] нормативного документу.

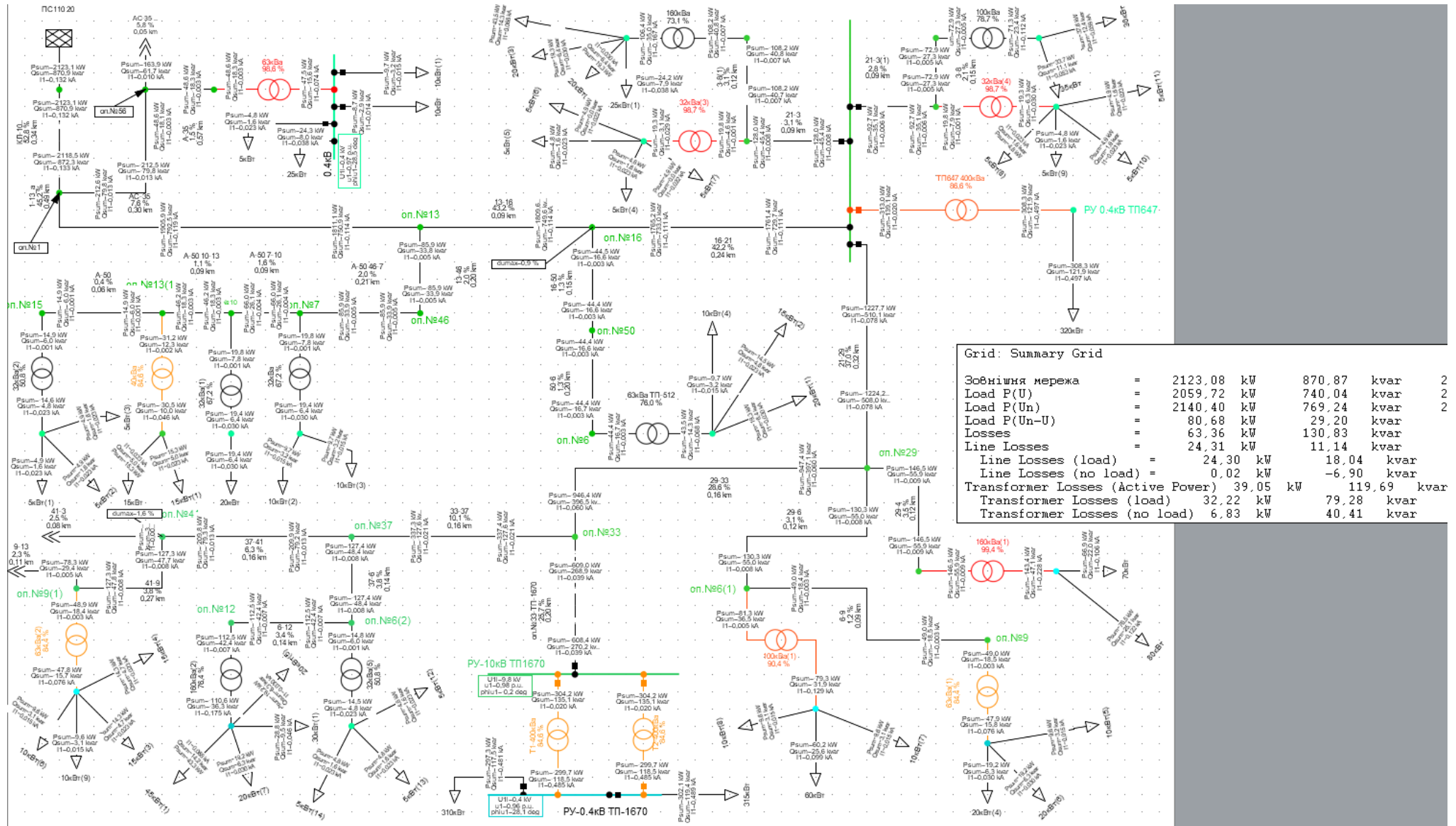


Рисунок 2.19 – Розрахунок режиму реконфігурованої схеми ПЛ – 10 кВ

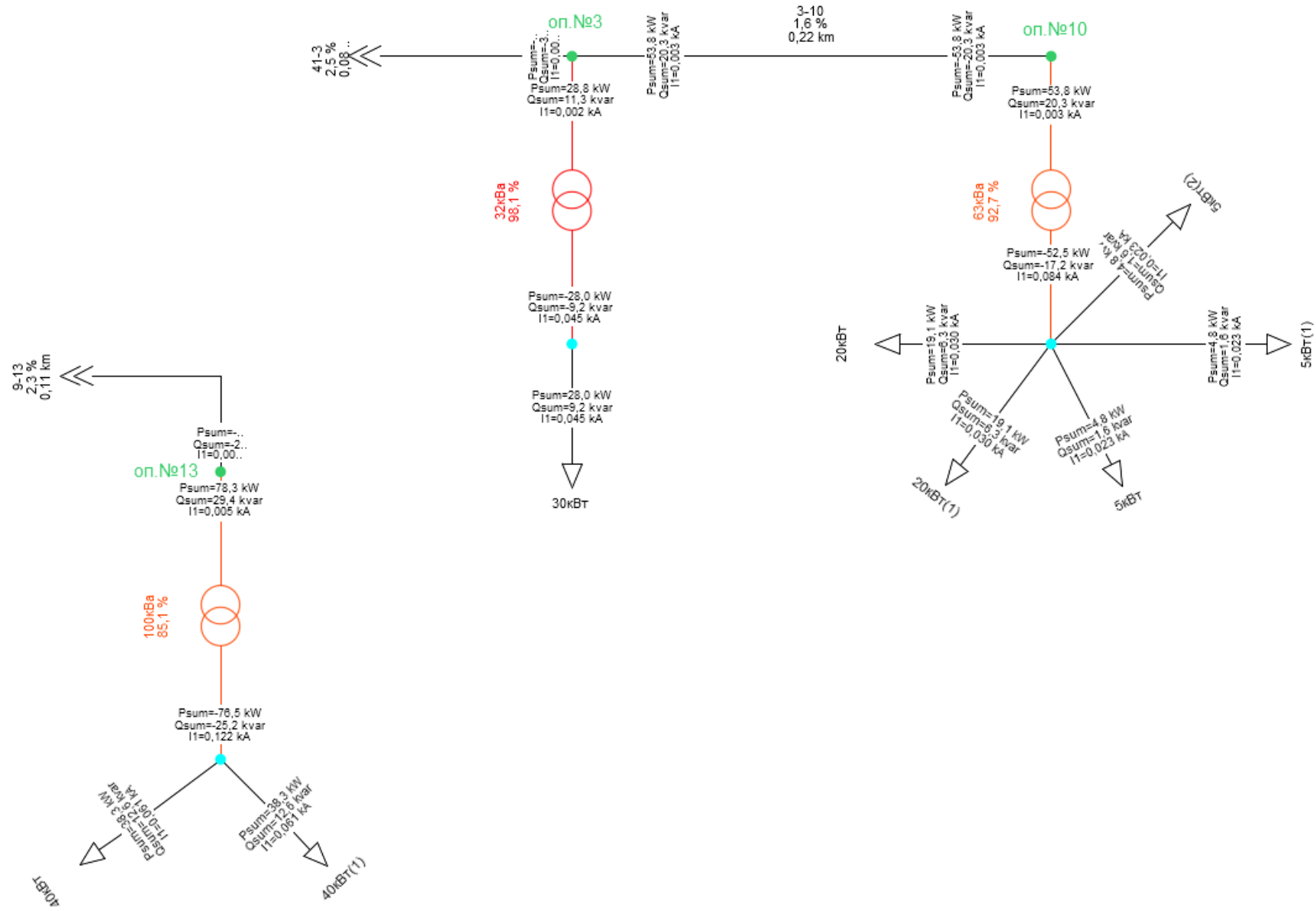


Рисунок 2.20 – Однолінійні схеми ПЛ – 10 кВ реконфігурованої схеми, колишня Л – 1, Л – 2, ТП – 112

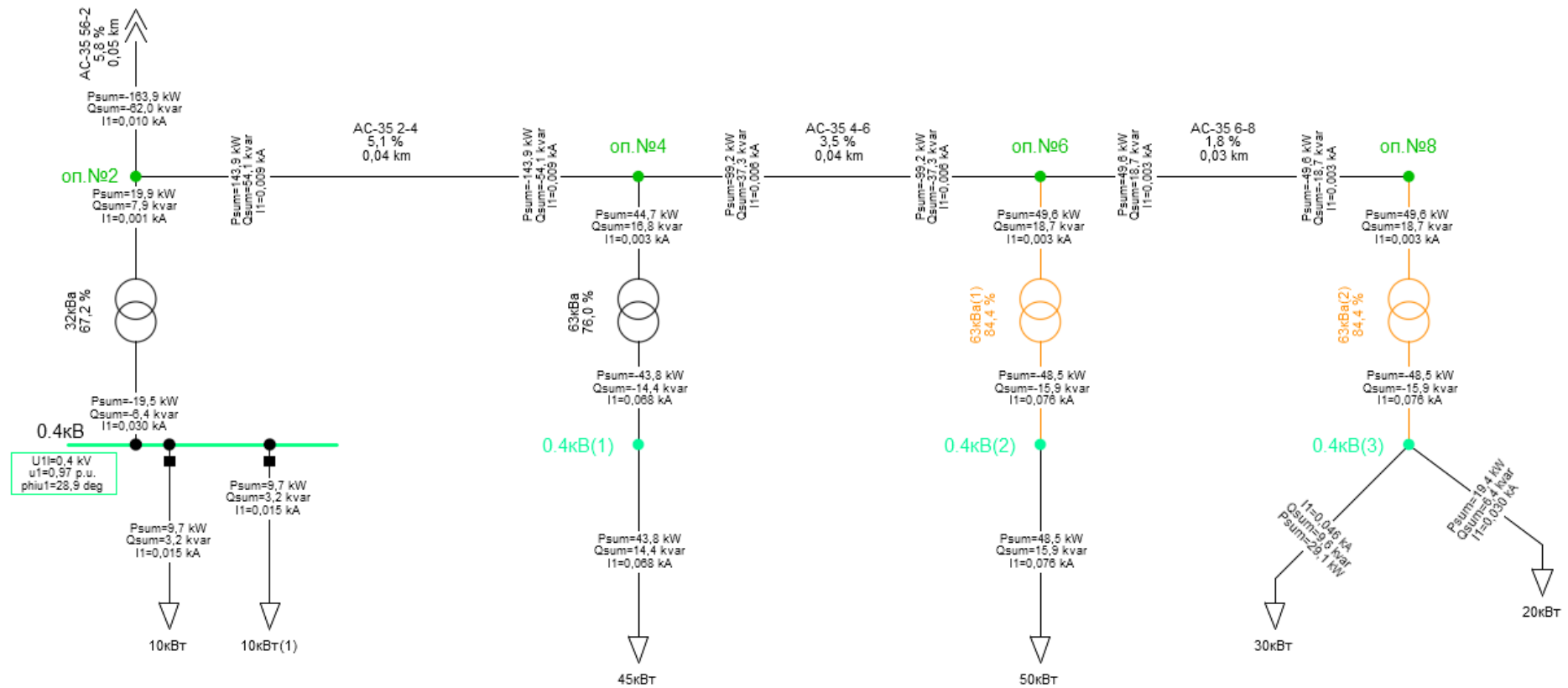


Рисунок 2.21 – Продовження однолінійної схеми ПЛ – 10 кВ реконфігурованої схеми, колишня Л – 1, ТП – 1314

Аналіз показав, що використання трансформаторів меншої номінальної потужності дало змогу запобігти перевантаженню окремих ділянок мережі та покращити стабільність напруги в споживачів. Завдяки розподілу електроприймачів між двома групами зменшилися струми навантаження, що призвело до помітного скорочення втрат у повітряних лініях. Хоча через більшу кількість трансформаторів зросли власні втрати енергії в них, загальний баланс системи покращився за рахунок підвищення її енергоефективності. Отже, перехід на децентралізовану структуру живлення виявився технічно обґрунтованим і ефективним. Додатково модернізація підвищила надійність електропостачання, що відображається у кращих показниках SAIDI та SAIFI, а також забезпечила резервування у разі виходу з ладу одного з трансформаторів.

При реконфігурації мережі 10 кВ та відмови від ліній електропередач напругою 0,4 кВ втрати потужності в мережі складатимуть 63,36 кВт, з них: по лініях електропередачі – 24,31 кВт; в трансформаторах – 39,05 кВт.

Найбільше падіння напруги буде в найбільш віддаленій точці від ПС – 110/10 кВ і складатиме 1,6%, що перебуватиме в допустимих межах згідно технічних вимог щодо якості електропостачання.

2.2.2 Реконфігурація схеми ПЛ – 20 кВ з заміною ПЛ – 0,4 кВ

В даному підпункті розглянуто варіант з переведенням мережі реконфігурованої в п.2.2.1 з подальшим переведенням її на мережу 20 кВ. Місце встановлення проєктованих ТП та групування споживачів не змінюється, з однієї проєктованої ТП може бути заживлено до 5 споживачів, враховуючи що лінійні автомати в РУ – 0,4кВ розміщуються в ящику типу ПР-11, котрий вміщує до 5 автоматів з приладами обліку електроенергії.

Таким чином буде замінено усі проєктовані трансформатори з п.2.2.1 на трансформатори ТМГ з номінальною напругою 20/0,4 кВ. Така заміна має призвести до більшого зменшення втрат потужності в лінії та падіння напруги в мережі 20 кВ.

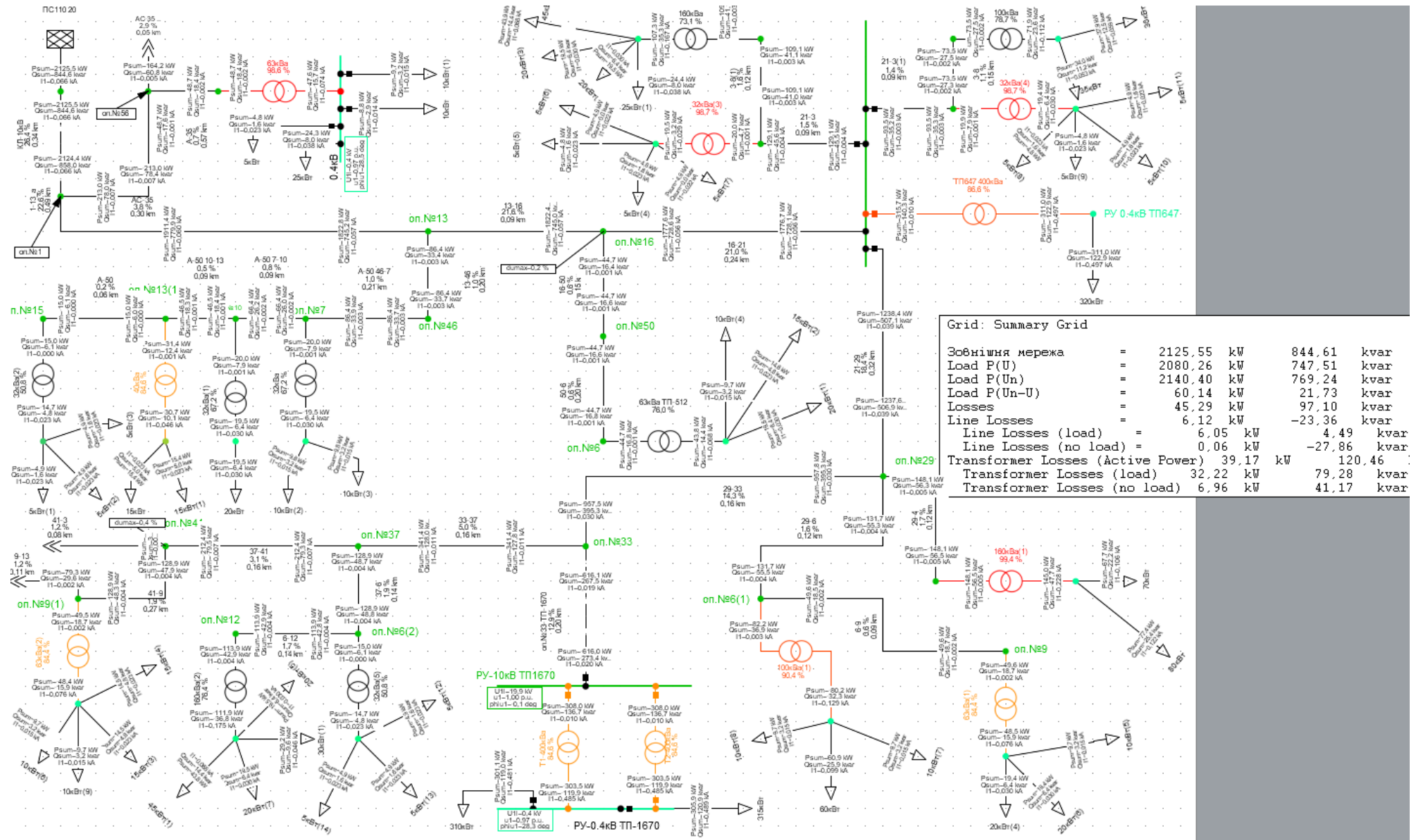


Рисунок 2.22 – Розрахунок режиму реконфігурованої схеми ПЛ – 20 кВ

При подальшій заміні мережі 10 кВ та підвищенню напруги до 20 кВ втрати потужності в мережі складатимуть 45,29 кВт, з них: по лініях електропередачі – 6,05 кВт; в трансформаторах – 39,17 кВт. Отже, загальне зменшення втрат потужності в мережі у порівнянні з вихідною схемою складатиме:

$$\Delta P = \Delta P_{10\text{кВ}} - \Delta P_{20\text{кВ}} = 132,31 - 45,29 = 87,02 \text{ кВт}$$

Крім того, досягнуто зменшення падіння напруги в мережі 20 кВ максимальне падіння становитиме 0,4%, що відповідатиме технічним вимогам згідно [18], перевантажені ділянки за струмом в мережі відсутні.

На рисунку 2.4 відобразимо результати сумарних втрат при реалізації варіантів переведення вихідної мережі 10 кВ на мережу 20 кВ, варіант реконфігурації з відмовою від ліній живлення напругою 0,4 кВ на напругу 10 кВ, і фінальна реконструкція з переведенням мережі на 20 кВ.

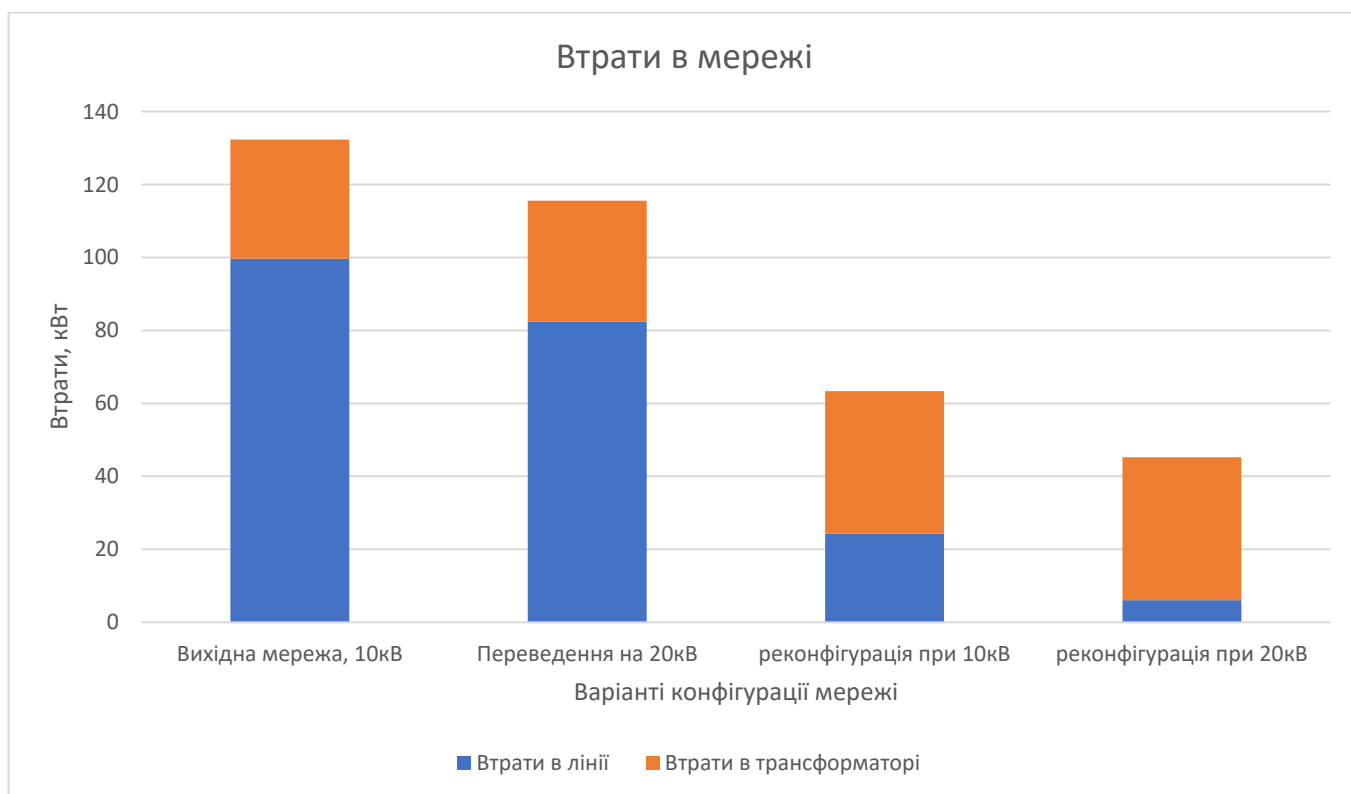


Рисунок 2.23 – Діаграма сумарних втрат в мережі при різних варіантах реконструкції електричної мережі у порівнянні з початковою схемою

Як видно з результатів аналізу, підвищення класу напруги з 10 кВ до вищого рівня дозволяє зменшити втрати потужності в лініях на 16,74 кВт. Хоча це незначне

покращення, основні втрати все ж припадають на мережі 0,4 кВ, де відбувається основний розподіл електроенергії.

Відмова від мереж 0,4 кВ і переведення споживачів на рівень 10 кВ забезпечує скорочення втрат вже на 68,95 кВт.

Подальше підвищення напруги розподільних мереж до 20 кВ дає ще кращий ефект – втрати знижуються до 45,29 кВт, тобто різниця у порівнянні з початковою схемою становить 87,02 кВт.

Таким чином, поступовий перехід на вищі рівні напруги значно підвищує енергоефективність системи електропостачання, особливо за рахунок зменшення струмів і втрат у розподільних лініях. Звісно при збільшенні кількості трансформаторів збільшується величина втрат в обмотках але це нівелюється загальним зменшенням втрат в мережі.

Висновки по розділу 2

Визначено, що вихідний стан мережі 10/0,4 кВ характеризується високими втратами потужності – 132,31 кВт, з яких 99,66 кВт припадає на лінії та 32,63 кВт – на трансформатори. Виявлено, що в окремих ділянках мережі падіння напруги перевищує нормативні 10% до 12,6 – 15,3%, що призводить до недотримання вимог згідно [18] та погіршення роботи споживачів.

Розраховано, що переведення мережі на напругу 20 кВ без зміни розташування трансформаторів безпосередньо поблизу споживачів дозволило знизити втрати до 115,57 кВт, тобто на 16,74 кВт (12,6%). При цьому падіння напруги у лініях 0,4 кВ залишилось незмінним, що підтверджує високу чутливість цих ділянок до протяжності та навантаження.

Розроблено реконфігуровану топологію мережі, яка передбачає повну відмову від ліній 0,4 кВ, наближення ТП до споживачів та поділ навантажень на групи до 5 електроприймачів. Отримано значне покращення технічних параметрів:

- втрати зменшились до 63,36 кВт при реконфігурації на 10 кВ;
- до 45,29 кВт при реконфігурації на 20 кВ;

- падіння напруги склало не більше 0,4%, що в 25 разів нижче за допустиме значення.

Виявлено, що загальне зниження втрат відносно початкового стану мережі становить:

- 68,95 кВт при переході на децентралізовану мережу 10/0,4 кВ;
- 87,02 кВт при переході на 20/0,4 кВ.

Таким чином, реконфігурація з переводом на 20 кВ є найбільш ефективним варіантом – як по втратах, так і по якості напруги та рівномірності навантажень.

3 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ДОЦІЛЬНОСТІ

3.1 Визначення обсягів БМР, вартість реконфігурації

В даному розділі буде проведений розрахунок БМР, отже буде визначена вартість реконфігурації мережі для трьох варіантів, та визначений період їх окупності.

Визначення вартості будівельно – монтажних робіт (БМР) проводилось з урахуванням усіх необхідних витрат, пов'язаних із реконфігурацією електричних мереж та заміною обладнання. Загальна вартість БМР включає такі складові:

Вартість трансформаторів та матеріалів. До складу витрат входить придбання силових трансформаторів необхідної потужності (100 – 400 кВА) та класу ізоляції (20/0,4 кВ або 10/0,4 кВ).

Також враховані витрати на матеріали для монтажу ліній, ЩТП, арматуру, ізоляційні та кріпильні елементи. Для провідників типу АС враховується лише нове обладнання та матеріали, тоді як існуючі проводи А та АС, що залишаються в експлуатації, у вартість БМР не включаються, оскільки їх можна повторно використовувати без додаткових витрат.

Заробітна плата монтажників. Вартість робіт включає оплату праці персоналу за демонтаж старих ТП та ліній, монтаж нових трансформаторів та ЩТП, підвіс ділянок проводів та виконання необхідних комутаційних робіт. Враховується тарифна сітка, кількість робочих змін та обсяг робіт у км і шт., що забезпечує точний розрахунок витрат на оплату праці.

Демонтаж старого обладнання. Вартість демонтажу розраховується окремо для різних типів трансформаторів: до 1 т (100 – 160 кВА) та від 1 до 3 т (250 – 400 кВА).

Демонтаж включає від'єднання від мереж, розбирання конструкцій, транспортування демонтажних елементів та підготовку місця для монтажу нового обладнання.

Транспортні та допоміжні витрати. До витрат на БМР відносяться доставка трансформаторів, ЩТП та матеріалів на місце установки.

Враховані витрати на використання підйомних механізмів, монтажних майданчиків, техніки для підвішування проводів та інше обладнання.

Згідно п.2.1 реконструкцією передбачається заміна існуючих ТП – 10/0,4 кВ на 20/0,4 кВ, а отже буде замінено всього 10 трансформаторів в ТП. Зведена структура основних витрат наведена на рис. 3.1.

Таблиця. 3.1 – Вартість БМР при заміні ТП – 10/0,4 кВ на 20/0,4 кВ

Вид робіт	Найменування робіт	Марка матеріалу устаткування	Одиниця виміру	Вартість одиниці з ПДВ, грн.	Об'єми робіт км/шт	Загальна вартість робіт, грн
монтаж	трансформатор силовий ТМГ 100/20/0,4 кВ	100кВА	1 шт	204 748,8	2	409497,60
монтаж	трансформатор силовий ТМГ 160/20/0,4 кВ	160кВА	1 шт	260 979,6	1	260979,60
монтаж	трансформатор силовий ТМГ 250/20/0,4 кВ	250кВА	1 шт	343 965,6	3	1031896,80
монтаж	трансформатор силовий ТМГ 400/20/0,4 кВ	400кВА	1 шт	465 571,2	4	1862284,80
демонтаж	трансформатора силового від 100 до 160 кВА	до 1т	1 шт	3 249,6	3	9748,80
демонтаж	трансформатора силового від 250 до 1000 кВА	понад 1т	1 шт	5 064	7	35448,00
					Всього	3609855,60



Рис.3.1 – Структура основних витрат на підвищення номінальної потужності мережі

Будівельно – монтажними роботами враховано грошові витрати на обладнання, матеріали та заробітну плату працівникам за заміну існуючих трансформаторів.

Загальні витрати при заміні трансформаторів складуть 3 609 855,60 грн.

Аналогічно виконаємо занесення даних в таблицю для визначення початкових капіталовкладень в реконфігурацію вихідної мережі, а саме відмови від мереж 0,4 кВ та встановленням ТП безпосередньо поблизу споживачів. Звісно об'єм робіт для виконання зросте, так як є необхідність в демонтажі існуючих ліній 0,4 кВ виконаних самоутрим ізолюючим проводом та підвішуванням трьох фаз лінії 10 кВ.

У ході реконфігурації передбачається демонтаж лише ізольованих проводів типу СІП, які експлуатувалися в мережі 0,4 кВ. У розрахунках вартості будівельно – монтажних робіт не враховується заміна проводів марок А та АС, оскільки вони залишаються в експлуатації й повторно використовуються без додаткових матеріальних витрат, а потребують лише перепідвісу.

Всього по трасі лінії буде перепідвішано 3,135 км проводу – саме така довжина лінії 0,4 кВ. З цієї довжини 1,540 км становить новий провід марки АС.

Таблиця. 3.2 – Вартість БМР при реконфігурації мережі 10/0,4кВ.

Вид робіт	Найменування робіт	Одиниця виміру	Вартість одиниці з ПДВ, грн.	Об'єми робіт км/шт.	Загальна вартість робіт, грн
монтаж	підвіс ділянки на існуючих опорах (враховуючи арматуру) – АС – 50	1 км	473 361,6	3,135	1483988,62
демонтаж	трансформатора силового від 100 до 160 кВА	1 шт	3 249,6	2	6499,20
демонтаж	трансформатора силового від 250 до 1000 кВА)	1 шт	5 064	4	20256,00
монтаж	будівництво ЩТП до 100кВА (з тр – ром) – одностовпові	1 шт	353 347,2	20	7066944,00
монтаж	будівництво ЩТП до 160кВА (з тр – ром) – одностовпові	1 шт	407 780,2	3	1223341,20
				Всього	9801029,02



Рис.3.2 – Структура основних витрат при реконфігурації мережі 10 кВ

Аналогічно вартість реконфігурації мережі 20кВ, відмінність буде лише у додаткових витратах для трансформаторів ТМГ – 400кВА для промислових споживачів так як при реконфігурації 10 кВ вони заміні не підлягали.

Таблиця. 3.3 – Вартість БМР при реконфігурації мережі 20/0,4кВ

Вид робіт	Найменування робіт	Одиниця виміру	Вартість одиниці з ПДВ, грн.	Об'єми робіт км/шт	Загальна вартість робіт, грн
монтаж	підвіс ділянки на існ. опорах (враховуючи арматуру) – АС – 50	1 км	473 361,6	3,135	1483988,62
монтаж	трансформатор силовий ТМГ 400/10/0,4 кВ (Еко – дизайн)	1 шт	465 571,2	3	1396713,60
демонтаж	трансформатора силового від 100 до 160 кВА (до 1 тони)	1 шт	3 249,6	2	6499,20
демонтаж	трансформатора силового від 250 до 1000 кВА (понад 1 тони до 3 – х тон)	1 шт	5 064	4	20256,00
монтаж	будівництво ЩТП до 100кВА (з тр – ром) – одностовпові	1 шт	353 347,2	20	7066944,00
монтаж	будівництво ЩТП до 160кВА (з тр – ром) – одностовпові	1 шт	407 780,4	3	1223341,20
				Всього	11197742,62

Основна частка витрат припадає на будівництво ЩТП до 100 кВА. Підвіс ділянок і трансформатори мають порівняно рівномірну частку (12 – 13%), демонтаж трансформаторів практично не впливає на загальні витрати, так як основні витрати даних робіт – це заробітна плата працівникам.

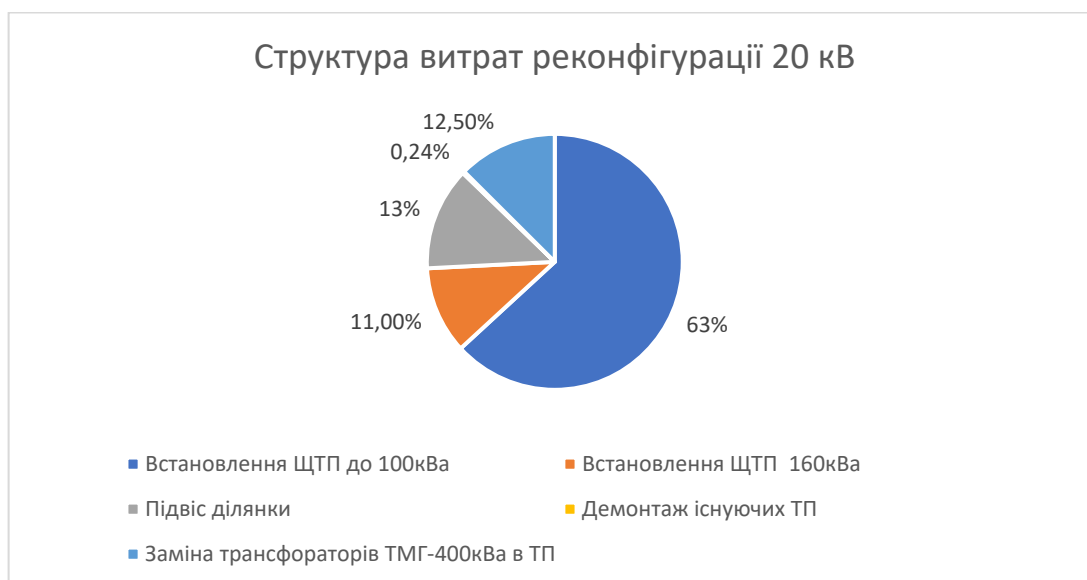


Рис.3.3 – Структура основних витрат при реконфігурації мережі 20 кВ

3.2 Визначення періоду окупності

Визначення періоду окупності, період повернення інвестицій проєкту є ключовим етапом техніко – економічного обґрунтування реконфігурації мережі. Цей показник дозволяє оцінити швидкість повернення інвестицій, вкладених у модернізацію електричних мереж, та визначити економічну ефективність запропонованих технічних рішень. Для операторів систем розподілу, інвесторів та профільних державних структур оцінка окупності має принципово важливе значення, оскільки дає змогу аргументовано приймати рішення щодо фінансування, планування робіт та визначення пріоритетності модернізаційних заходів.

Цей показник для аналізу доцільності інвестицій у розвиток мереж, порівняння альтернативних проєктів та прогнозування економічних наслідків від впровадження нових технологічних підходів. Період окупності, отриманий у результаті розрахунків, фактично демонструє, наскільки реконструкція є фінансово обґрунтованою та як швидко скорочення втрат компенсує початкові витрати.

Таким чином, проведення розрахунку окупності не лише підтверджує економічну привабливість проєкту, але й забезпечує формування об'єктивної доказової бази для прийняття рішень на рівні оператора системи розподілу та державних інституцій, відповідальних за розвиток енергетичної інфраструктури.

Втрати в режимі при заміні ТП – 10/0,4 кВ на 20/0,4 кВ в усталеному режимі складатимуть 115,87 кВт. Як вже було визначено різниця втрат у порівнянні з початковою схемою складатиме $\Delta P = 16,74$ кВт.

Період окупності початкових капіталовкладень можна визначити за формулою:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{C}{\Delta P \cdot t \cdot E}, \quad (1.4)$$

де C – початкові капіталовкладення в реконструкцію, млн. грн;

ΔP – Різниця втрат активної потужності, кВт;

$t_{\text{рік}}$ – кількість робочих годин мережі за рік, приймаємо 8760 год;

E – тариф на електроенергію. грн/кВт·год.

Підставляючи згідно (1.4) отримуємо період повернення інвестиційного капіталу payback для переведення вихідної мережі 10 кВ на напругу вищим номіналом.

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{3\,609\,855,6}{16,74 \cdot 8760 \cdot 4,32} \approx 5,69 \text{ року.}$$

Отже, розрахунки показали, що період окупності реконфігурації мережі з 10 кВ на 20 кВ становить 5,69 року, тобто приблизно 2077 дні. Такий термін можна вважати цілком прийнятним для проєктів у сфері електроенергетичної інфраструктури, оскільки модернізація мереж належить до капіталомістких інвестицій із довгим життєвим циклом. Хоча термін повернення інвестиційних коштів й перевищує типові значення для комерційних проєктів, для енергетичного сектору він перебуває в межах нормальних показників.

У світовій практиці інвестиційні проєкти умовно поділяють на групи за тривалістю повернення початкових вкладень:

1) Коротка окупність (до 3 років) – притаманна проєктам із високою рентабельністю та невеликим початковим бюджетом (виробництво, ІТ – рішення, локальні модернізації обладнання);

2) Середня окупність (3 – 7 років) – Типова для енергетичних, інженерних, інфраструктурних та промислових проєктів. Більшість заходів з реконструкції мереж електропостачання, підстанцій та встановлення нових систем автоматизації потрапляють саме до цієї групи;

3) Довга окупність (понад 7 років) – Характерна для великих інфраструктурних об'єктів: будівництво підстанцій високої напруги, гідроенергетичних споруд, АЕС, масштабних енергетичних кластерів тощо.

З позиції міжнародних стандартів та досвіду операторів систем розподілу термін окупності близько 6 років вважається економічно обґрунтованим, особливо коли проєкт забезпечує не лише фінансову ефективність, але й підвищення надійності, скорочення аварійності та можливість інтеграції додаткових потужностей у майбутньому. З огляду на те, що електричні мережі мають нормативний строк експлуатації 25 – 40 років, окупність у межах шести років демонструє достатню інвестиційну привабливість і повну виправданість модернізаційних заходів.

Аналогічно розрахуємо для останніх двох варіантів реконфігурації мережі при 10 кВ та 20 кВ. Різниця буде полягати тільки у величині втрат потужності та у розмірі капіталовкладень:

$$T_{\text{окуп. рек. 10кВ}} = \frac{9\,801\,023,02}{68,95 \cdot 8760 \cdot 4,32} \approx 3,76 \text{ року,}$$

$$T_{\text{окуп. рек. 20кВ}} = \frac{11\,197\,742,62}{87,02 \cdot 8760 \cdot 4,32} \approx 3,4 \text{ року.}$$

Отже як видно з дослідів, найшвидше повернення інвестиційних коштів буде для варіанту реконфігурації мережі з використанням номінальної напруги 20 кВ.

Висновки по розділу 3

Установлено структуру витрат на модернізацію та реконфігурацію мережі, а також визначено економічний ефект від реалізації кожного варіанта. Виявлено, що найбільшу частку витрат становить вартість нового обладнання та будівельно – монтажні роботи на встановлення щоглових ТП нового класу номінальної напруги. Загальна вартість проєктів склала:

- 3,61 млн. грн. – заміна ТП 10/0,4 кВ на 20/0,4 кВ;
- 9,80 млн. грн. – реконфігурація мережі при 10 кВ;
- 11,20 млн. грн. – реконфігурація мережі при 20 кВ.

Отримано економічні показники ефективності від зменшення втрат:

- 16,74 кВт скорочення втрат при простому переході на 20 кВ;
- 68,95 кВт – при реконфігурації 10 кВ;
- 87,02 кВт – при реконфігурації 20 кВ.

Найбільший економічний ефект забезпечує саме варіант реконфігурації мережі з переходом на 20 кВ – завдяки найвищому скороченню втрат та оптимальному розподілу навантаження.

Установлено періоди повернення інвестиційних коштів у розглянуті проєкти:

- 5,69 року – підвищення рівня напруги існуючої мережі 10кВ до 20кВ;
- 3,76 року – реконфігурація 10/0,4 кВ;
- 3,40 року – реконфігурація мережі під 20/0,4 кВ.

Виявлено, що всі варіанти є економічно доцільними, але найкоротший термін поверненні початкових вкладень має сценарій реконфігурації на 20 кВ завдяки кращому співвідношенню «витрати – вигоди» та найшвидшому поверненню інвестицій.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Вирішено науково – прикладне завдання технічного та економічного обґрунтування переведення розподільної електричної мережі 10/0,4 кВ на клас напруги 20 кВ та реконфігурації її структури з метою підвищення енергоефективності, надійності та якості електропостачання споживачів.

1) За результатами аналізу досвіду переведення розподільних мереж на напругу 20 кВ встановлено, що мережі цього класу напруги є домінуючими в країнах ЄС та забезпечують зменшення технологічних втрат електроенергії, підвищення пропускної здатності та покращення показників надійності електропостачання. Обґрунтовано, що напруга 20 кВ є оптимальним компромісом між мережами 10 кВ і 35 кВ з точки зору техніко-економічної ефективності.

2) У результаті моделювання вихідної мережі 10/0,4 кВ встановлено, що вона не відповідає сучасним вимогам до якості електропостачання. Загальні втрати активної потужності становлять 132,31 кВт, що зумовлено значною протяжністю ліній 0,4 кВ, нерівномірним розподілом навантажень між трансформаторними підстанціями та високими струмовими навантаженнями. Зафіксовано перевищення допустимого падіння напруги в 10 %, що порушує вимоги [18] та негативно впливає на надійність і стабільність електропостачання споживачів.

3) Виявлено, що модернізація мережі з переходом на 20 кВ навіть без зміни її структури дає можливість скоротити втрати на 16,74 кВт, а комплексна реконфігурація мережі – на 87,02 кВт, що становить скорочення втрат на 65,8%.

Отримано моделі режимів роботи мережі та розроблено оптимізовану схему з наближенням трансформаторних підстанцій до споживачів. Це забезпечило зниження падіння напруги, в свою чергу досягнуто вимоги ДСТУ щодо технічних показників якості електропостачання.

4) За результатами техніко-економічних розрахунків визначено періоди повернення інвестиційних коштів для розглянутих сценаріїв модернізації: 5,69 року — при підвищенні рівня напруги існуючої мережі 10 кВ до 20 кВ без зміни структури; 3,76 року — при реконфігурації мережі 10/0,4 кВ; 3,40 року — при реконфігурації мережі з використанням номінальної напруги 20/0,4 кВ. Отримані результати

свідчать, що всі досліджені варіанти є економічно доцільними, проте саме сценарій реконфігурації мережі на напругу 20 кВ характеризується найкращим співвідношенням «витрати – вигоди» та забезпечує найкоротший термін повернення початкових інвестицій.

5) Отримані в роботі результати доводять доцільність використання мереж 20 кВ та можуть бути використані ОСР в обґрунтуванні доцільності переведення існуючих мереж СН на клас напруги 20 кВ, оцінці ефективності інвестиційних програм, та розвитку електричних мереж.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1) Маляренко В. Економія електроенергії і зниження втрат в електричних мережах//Енергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2012. № 8(102). С. 9 – 14. [Електронний ресурс].<https://repository.kpi.kharkov.ua/items/70655813-f51b-4f8e-a735-2366c5287638>
- 2) Циганенко Б. В., Кирик В. В. Особливості функціонування розподільних мереж середнього класу напруги та їх переведення на напругу 20 кВ // Гідроенергетика України. 2016. № 3 – 4. С. 7 – 13. [Електронний ресурс].<https://nasplib.isoftware.kiev.ua/server/api/core/bitstreams/ad71ea6-22cb-40e7-97de-b6c78014b713/content>
- 3) Кирик В. В., Циганенко Б. В., Яндульський О. С. Розподільні електричні мережі напругою 20 кВ та ефективність їх роботи: монографія. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. 233 с. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ela.kpi.ua/items/216371d3-b106-48a2-bcdd-ff34508fa9fe>
- 4) Звіт щодо показників якості надання послуг у сферах електропостачання і централізованого водопостачання та водовідведення за 2023 рік. [Електронний ресурс].https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Monitoring/Zvit_yakist_posluzh/Zvit_yakist_posluzh_2023.pdf
- 5) Кирик В. В. Електричні мережі та системи: підручник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид – во «Політехніка», 2021. 324 с. <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/773ff80c-b91f-4a33-ab3c-4dd3d691a736/content>
- 6) Одноколові залізобетонні опори повітряної лінії з захищеними проводами напругою 20 кВ (ПЛЗ 20 кВ) [Електронний ресурс]. sicame.com.ua/3.17web.pdf
- 7) Одноколові залізобетонні опори повітряної лінії з неізольованими проводами напругою 6 – 10 кВ (ПЛ 6 – 10 кВ) [Електронний ресурс].sicame.com.ua/1.16VL6-10kV.pdf

8) Rudnich Hugh, Ildefonso Harnisch, Sanhueza Raul, "Reconfiguration of Electric Distribution Systems" RevistaFacultad de Ingeniera, U.T.A. (CHILE), Vol. 4,1997, pp 32 – 36.

9) Jena, B. (2012), "Distribution Losses in Power System". Retrieved from: [http://www.silicon.ac.in/~sitbbsr/nwetmaterials/Power – Distribution](http://www.silicon.ac.in/~sitbbsr/nwetmaterials/Power%20Distribution) – Accessed: 21st May, 2015.

10) Fathabadi, H. Power distribution network reconfiguration for power loss minimization using novel dynamic fuzzy c – means (dFCM) clustering based ANN approach. Int. J. Electr. Power Energy Syst. **2016**, 78, 96 – 107/

11) Звіт щодо показників якості надання послуг у сферах електропостачання і централізованого водопостачання та водовідведення за 2023 рік. Режим доступу: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Monitoring/Zvit_yakist_posluh/Zvit_yakist_posluh_2023.pdf

12) Kyryk V., Bohomolova O. Efficiency of power supply to consumers at the 20 kv voltage level. POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology. 2025. No. 3. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2025.339752>

13) Кирик В. В., Буряк А. Р., Іськова М. С. Впровадження мережі напруги 20 кВ в Україні / Енергетика: економіка, технології, екологія.-2022.-№4.-с. 87-93 <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273412>

14) Кирик В. В., Буряк А. Р., Ісковія М. С. Електричні мережі номінальною напругою 20 кВ з джерелами енергії / «Відновлювана енергетика». – 2023. – №2.-с.18-23 [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\).18-23](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73).18-23)

15) Kyryk V. V., Ivanitskyi S. B. Study of the features of simulation modeling of electrical networks in the presence of geomagnetic induced currents // Sciences of Europe (Praha, Czech Republic).–11.01.2023.– No 124 (2023), part 1.– pp. 54–60 <https://doi.org/10.5281/zenodo.8327881>

16) Яндульський О. С., Моссаковський В. І. Критерії оцінювання встановленої трансформаторної потужності на розподільчих підстанціях електричних мереж / Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології, екологія». – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 3 <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2022.270246>

17) ДСТУ 3463–96. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів (ГОСТ 14209–97; ІЕС 354–91). — Чинний. — Вид. офіц. — Київ, 1997.

18) ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT). — Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2023. — Діючий станом на 08.12.2023. — Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=106226

19) Децентралізоване управління конфігурацією розподільних електричних мереж / Т. Л. Кацадзе, В. А. Баженов, О. М. Янковська // Electrical and Power Engineering and Electromechanics (EPEE 2022). Odesa, Ukraine, May 12, 2022. - с. 42-43 https://figshare.com/articles/conference_contribution/Electrical_and_Power_Engineering_and_Electromechanics_EPEE_2022_Odesa_Ukraine_May_12_2022_proceedings_Odesa_Military_Academy_2022_91_p_/19780351?file=35142793

20) Кирик В. В., Буряк А. Р. Вплив опору резистора заземлення нейтралі на режими роботи розподільних напругою 20 кВ / Енергетика: економіка, технології, екологія.-2024.-№4.-с. 103-107 <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2024.315587>

21) Baricevic, T., Dudjak, V. & Skok, M., (2014). Perspektiva i tehno-ekonomski uvjeti prelaska distribucijske mreže na 20 kV pogonski napon, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb.

22) Glavina, J., Marijanovic, M., Medugorac, M. & Corluka, Nikolina, (2019). Studija prijelaza s 10 kV na 20 kV pogonski napon poslovnice Elektro Tomislavgrad (Study of the transition from 10 kV to 20 kV operating voltage of the Elektro Tomislavgrad branch, JP EP HZ HB d.d. Mostar), JP EP HZ HB d.d. Mostar, B&H

ДОДАТОК А
РЕЗУЛЬТАТИ ПЕРЕВІРКИ ДИСЕРТАЦІЇ НА ПЛАГІАТ



Звіт подібності

Метадані

Назва організації

National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute

Заголовок

Електропостачання споживачів з використанням електричних мереж напругою 20 кВ

Автор

Науковий керівник / Експерт

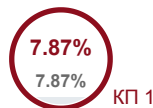
Максименко Богдан ОлеговичКирик Валерій Валентинович

підрозділ

ФЕА, Кафедра електричних мереж і систем

Обсяг знайдених подібностей

Коефіцієнт подібності визначає, який відсоток тексту по відношенню до загального обсягу тексту було знайдено в різних джерелах. Зверніть увагу, що високі значення коефіцієнта не автоматично означають плагіат. Звіт має аналізувати компетентна / уповноважена особа.

**9477**

Кількість слів

67602

Кількість символів

Тривога

У цьому розділі ви знайдете інформацію щодо текстових спотворень. Ці спотворення в тексті можуть говорити про МОЖЛИВІ маніпуляції в тексті. Спотворення в тексті можуть мати навмисний характер, але частіше характер технічних помилок при конвертації документа та його збереженні, тому ми рекомендуємо вам підходити до аналізу цього модуля відповідально. У разі виникнення запитань, просимо звертатися до нашої служби підтримки.

Заміна букв		11
Інтервали		0
Мікропробіли		1
Білі знаки		0
Парафрази (SmartMarks)		60

Джерела

Нижче наведений список джерел. В цьому списку є джерела із різних баз даних. Колір тексту означає в якому джерелі він був знайдений. Ці джерела і значення Коефіцієнту Подібності не відображають прямого плагіату. Необхідно відкрити кожне джерело і проаналізувати зміст і правильність оформлення джерела.

10 найдовших фраз

Колір тексту

ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	НАЗВА ТА АДРЕСА ДЖЕРЕЛА URL (НАЗВА БАЗИ)	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
1	Аналіз енерговузла електричної мережі 10 кВ в перспективі переведення на напругу 20 кВ 12/11/2024 National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute (ФЕА, Кафедра електричних мереж і систем)	50 0.53 %
2	Аналіз енерговузла електричної мережі 10 кВ в перспективі переведення на напругу 20 кВ 12/11/2024 National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute (ФЕА, Кафедра електричних мереж і систем)	45 0.47 %