

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНИ

Електричної інженерії та кіберфізичних систем

(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

другий (магістрський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему Оптимізація режимів та рівнів напруги в електричних мережах
ПАТ «Запоріжжяобленерго»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.14113

спеціальності 141 Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми 141.00.11 Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Матузко Л. П.

(ініціали та прізвище)

Керівник к.т.н., доц. Башлій С.В.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент Артемчук В.В.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2022

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Інженерний навчально-науковий інститут _____
Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем _____
Рівень вищої освіти другий (магістрський) рівень _____
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка _____
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма 141.00.11 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Д.Т.Н., доц. В.Л. Коваленко

« 01 » Грудня 2022 року

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Матушко Любов Петрівна

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Оптимізація режимів та рівнів напруги в електричних мережах ПАТ «Запоріжжяобленерго»

керівник роботи Башлій Сергій Вікторович, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом ЗНУ від « 02 » червня 2022 року № 598 - с

2 Строк подання студентом роботи 01 грудня 2022 р.

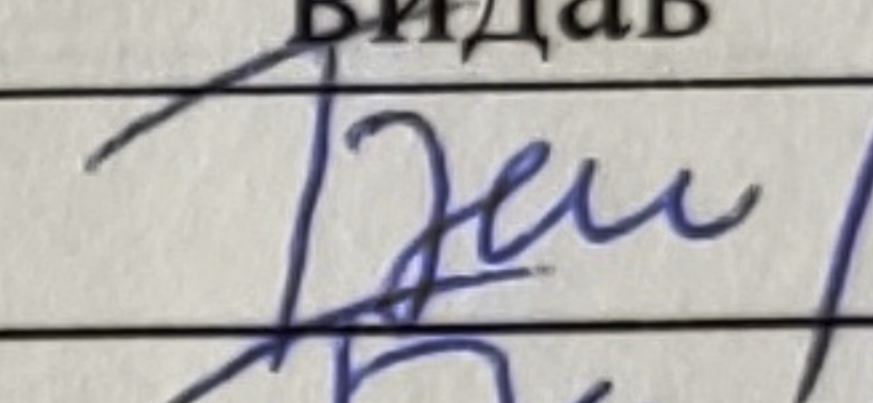

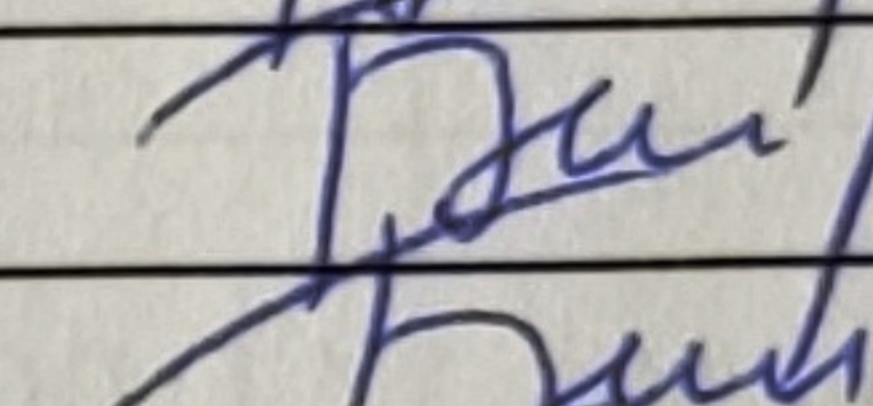

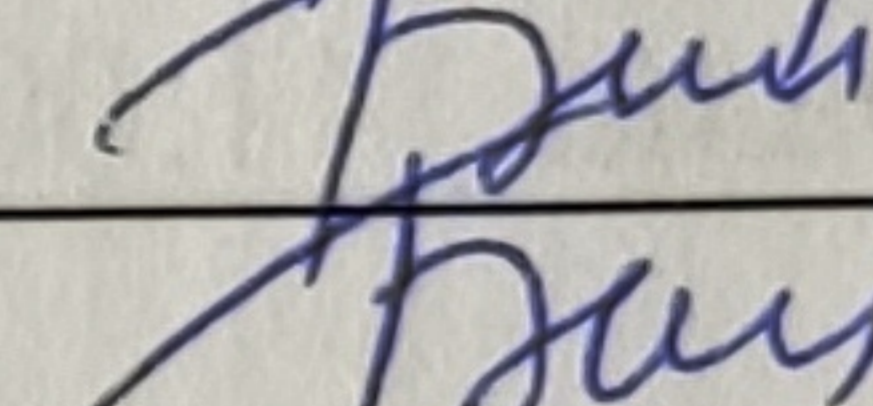
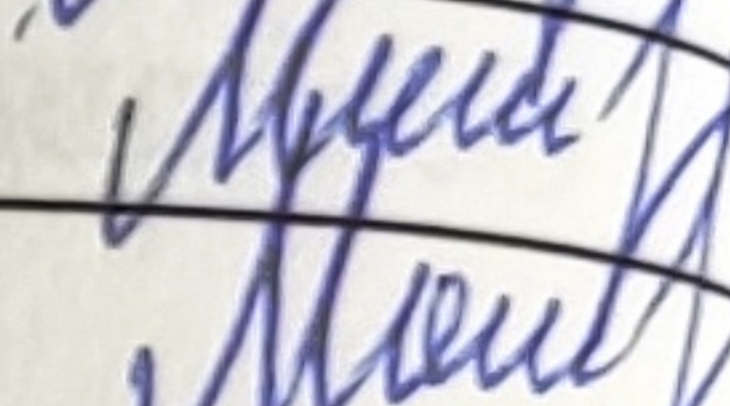
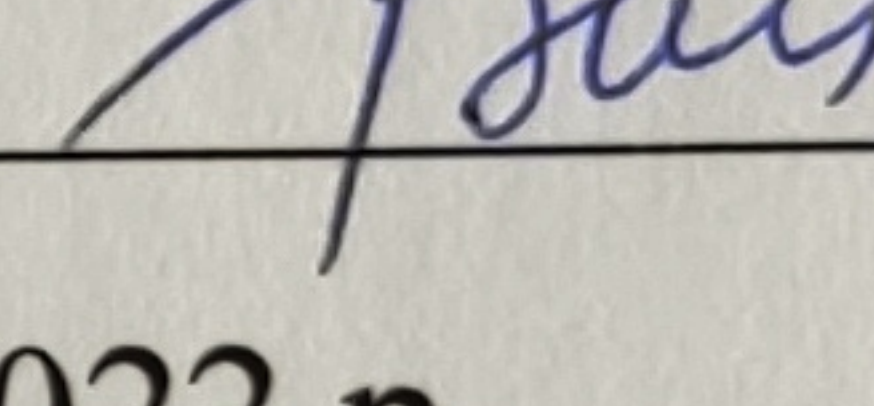
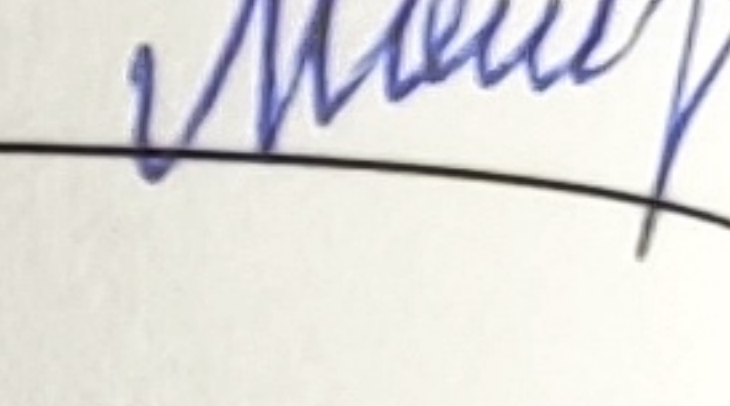
3 Вихідні дані до роботи: Мережі електропостачання напругою 6 - 10 кВ; питомі витрати електроенергії на основні види продукції; загальне питоме електроенергоспоживання; перелік компресорного обладнання цеху

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Характеристика розподільних мереж 2) Структура енерговитрат групи підстанцій 3) Оптимізація режимів напруги мережі 4) Охорона праці та техногенна безпека

5 Перелік графічного матеріалу 1) Наслідки порушення передачі електричної енергії мережами 2) Динаміка втрат в електричних мережах ОЕС України 2012-2022 рр. 3) Відносним втрати електроенергії в мережах країн далекого зарубіжжя 4) Показники електрично найближчої та найвіддаленішої точки 0,4кв та 10кв підстанції Леванівська 5) Відхилення напруг від номінальних

значень у режимах максимуму та мінімуму навантажень 6) Ефект провадження режиму регулювання 7) Охорона праці та техногенна безпека

6 Консультанти розділів роботи

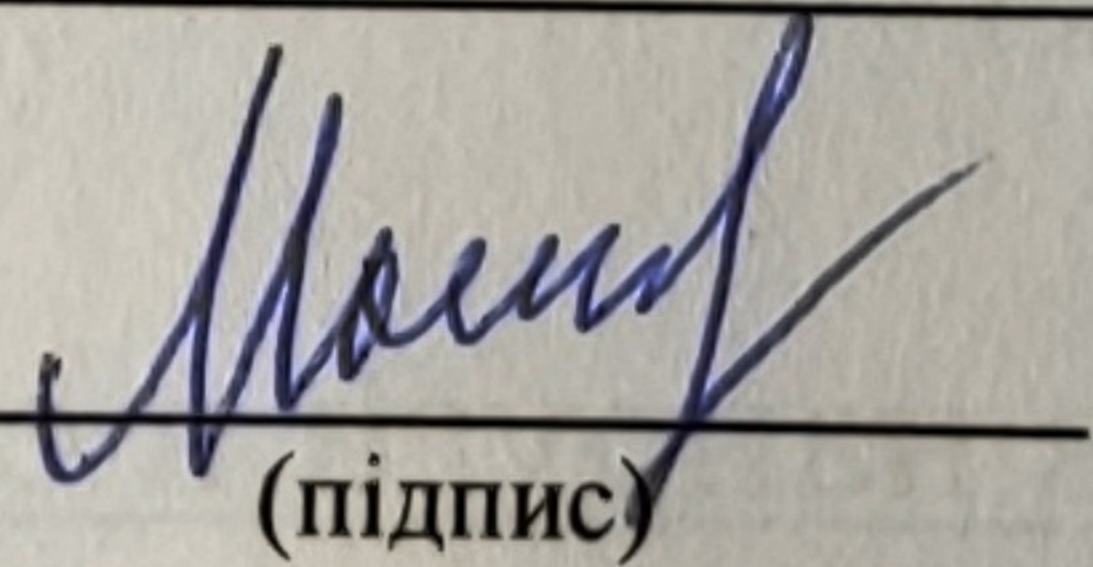
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	<u>Башлій С.В.</u> , к.т.н. доцент		
Розділ 2	<u>Башлій С.В.</u> , к.т.н. доцент		
Розділ 3	<u>Башлій С.В.</u> , к.т.н. доцент		
Розділ 4	<u>Башлій С.В.</u> , к.т.н. доцент		

7 Дата видачі завдання 01.09.2022 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика розподільних мереж	30.09.2022	
2	Структура енерговитрат групи підстанцій	30.10.2022	
3	Оптимізація режимів напруги мережі	19.11.2022	
4	Охорона праці та техногенна безпека	30.11.2022	

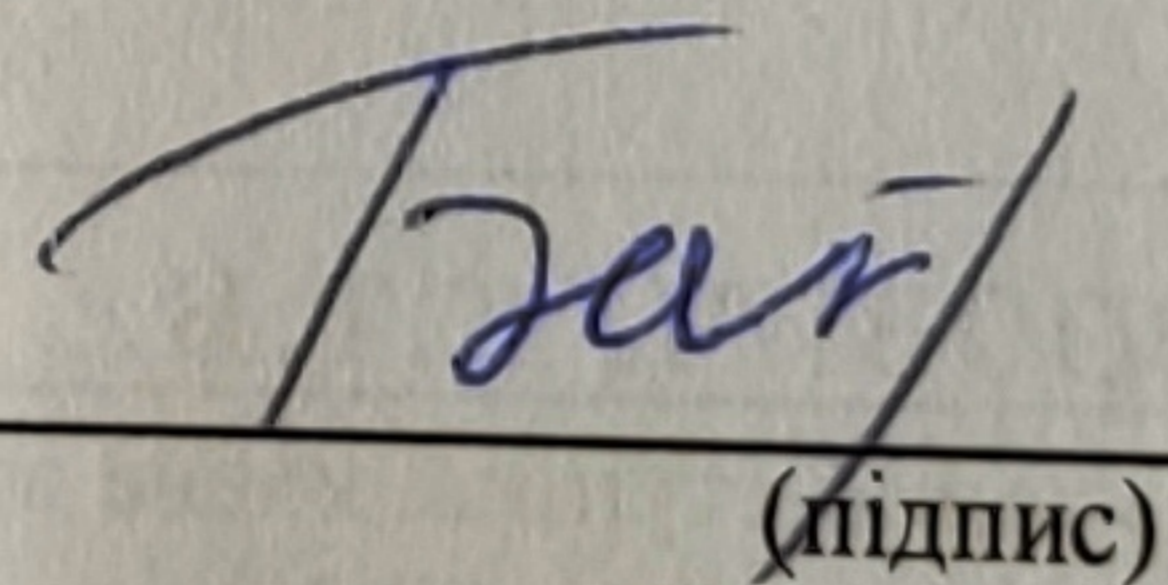
Студент


(підпис)

Л. П. Матушко

(ініціали та прізвище)

Керівник роботи

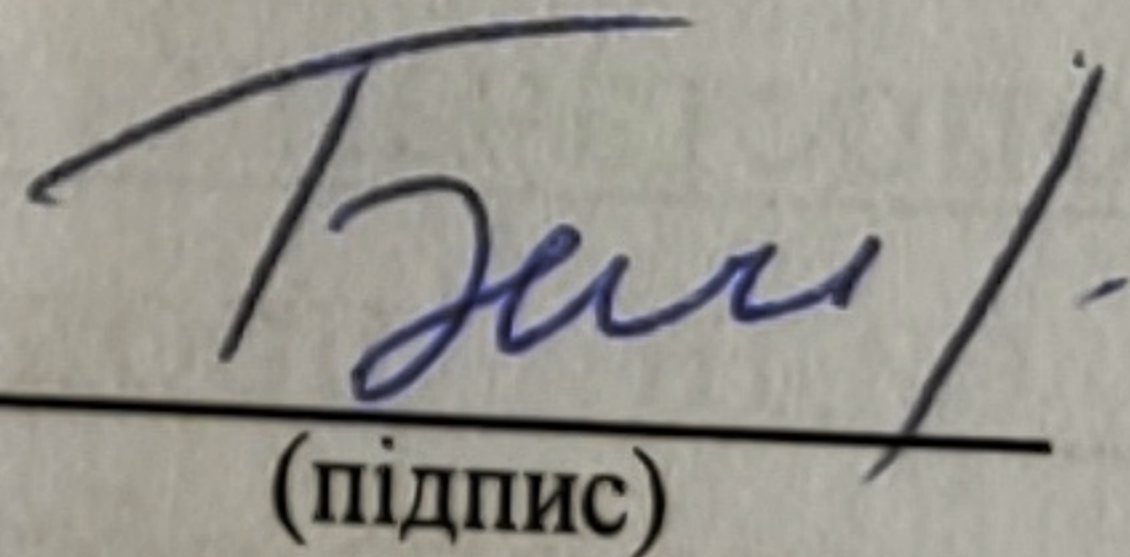

(підпис)

С.В. Башлій

(ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер


(підпис)

С.В. Башлій

(ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Матушко Л.П. Оптимізація режимів та рівнів напруги в електричних мережах ПАТ «Запоріжжяобленерго».

Кваліфікаційна випускна робота на здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник С.В. Башлій. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2022.

Об'єктом дослідження обрано групу підстанцій, що розташована в місті Запоріжжя, Шевченківського району і знаходиться на балансі і в експлуатації філії Запорізьких електричних мереж відкритого акціонерного товариства «Запоріжжяобленерго».

В основній частині роботи проаналізований стан регулювання напруги в міських розподільчих мережах, вплив відхилень напруги на економічні характеристики основних споживачів комунально-побутового сектору, розрахований режим роботи схеми розподільних мереж з аналізом відхилення напруги і доцільності регулювання у найвіддаленіших електроприймачів підстанції «Леванівська» та визначений економічний ефект від впровадження даного енергозберігаючого заходу.

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, ПІДСТАНЦІЯ, ПЕРЕДАЧА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ТРАНСФОРМАТОР, ВІДХИЛЕННЯ НАПРУГИ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, УЗАГАЛЬНЕНА ДІАГРАМА, ЯКІСТЬ НАПРУГИ, РЕЖИМ РОБОТИ

ABSTRACT

Matuzko L.P. Optimization of modes and voltage levels in the electric networks of PJSC "Zaporizhzhiaoblenergo".

Qualification graduation work for the degree of master's degree in the specialty 141 - Electricity, electrical engineering and electromechanics, supervisor S.V. Bashley. Zaporizhzhya National University. Engineering Institute. Faculty of

Energy, Electronics and Information Technology. Department of Electrical Engineering and Cyberphysical Systems, 2022.

A group of substations located in the city of Zaporizhzhia, Shevchenkivskiy district and located on the balance sheet and in operation of the branch of the Zaporizhzhia electric networks of the open joint-stock company "Zaporizhzhiaoblenergo" was chosen as the object of the study.

In the main part of the work, the state of voltage regulation in urban distribution networks is analyzed, the influence of voltage deviations on the economic characteristics of the main consumers of the utility sector, the operating mode of the distribution network scheme is calculated with the analysis of voltage deviations and the expediency of regulation at the most distant receivers of the "Levanivska" substation, and the economic effect is determined from the implementation of this energy-saving measure.

Keywords: ELECTRIC NETWORKS, SUBSTATION, ELECTRICITY TRANSMISSION, TRANSFORMER, VOLTAGE DEVIATION, ELECTRICITY LOSSES, GENERALIZED DIAGRAM, VOLTAGE QUALITY, OPERATION MODE

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 Характеристика розподільних мереж.....	10
1.1 Аналіз втрат в мережах.....	10
1.2 Управління режимами мереж.....	16
1.3 Характеристика групи підстанцій.....	19
2 Структура енерговитрат групи підстанцій.....	21
2.1 Визначення режиму роботи підстанцій.....	21
2.2 Підвищення ефективності розподілу електроенергії.....	44
3 Оптимізація режимів напруги мережі.....	55
3.1 Стан регулювання напруги в міських розподільчих мережах.....	55
3.2 Основні показники якості електроенергії та їх аналіз стосовно до розподільних мереж міського типу.....	58
3.3 Вплив відхилень напруги на економічні характеристики основних споживачів комунально-побутового сектору.....	63
3.4 Засоби регулювання напруги в міських електричних мережах.....	69
3.5 Методи розрахунку і вибір методу.....	69
3.6 Розрахунки режимів роботи характерних схем розподільних мереж з аналізом відхилення напруги і доцільності регулювання.....	81
4 Охорона праці та техногенна безпека.....	98
4.1 Аналіз потенційних і шкідливих чинників виробничого середовища.....	98
4.2 Електробезпека.....	99
4.3 Інженерні рішення щодо забезпечення умов роботи з точки зору електробезпеки.....	101
Висновки.....	107
Перелік посилань.....	108

ВСТУП

Україна має значні запаси енергетичних ресурсів і потужний паливно-енергетичний комплекс, який є базою розвитку економіки, інструментом проведення внутрішньої і зовнішньої політики.

Електроенергетика - базова галузь економіки України, що забезпечує потреби економіки та населення країни в електричній та тепловій енергії, багато в чому визначає сталий розвиток усіх галузей економіки країни. Ефективне використання потенціалу електроенергетичної галузі, встановлення пріоритетів і параметрів її розвитку створять необхідні передумови для зростання економіки та підвищення якості життя населення країни. Процес випереджального розвитку електроенергетичної галузі є необхідним чинником успішного економічного розвитку України.

Електроенергетична галузь України - це високоавтоматизований комплекс електростанцій, електричних мереж та об'єктів електромережевого господарства, об'єднаних єдиним технологічним циклом і централізованим оперативно-диспетчерським управлінням, що розвивається в масштабах всієї країни.

Втрати електроенергії в електричних мережах - найважливіший показник економічності їх роботи, наочно індикатор стану системи обліку електроенергії, ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних організацій. Цей індикатор все виразніше свідчить про накопичення проблем, які вимагають невідкладних рішень у розвитку, реконструкції та технічному переозброєнні електричних мереж, вдосконаленні методів і засобів їх експлуатації та управління, в підвищенні точності обліку електроенергії, ефективності збору коштів за поставлену споживачам електроенергію. На думку міжнародних експертів, відносні втрати електроенергії при її передачі та розподілі в електричних мережах більшості країн можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4-5%. Втрати електроенергії на

рівні 10% можна вважати максимально допустимими з точки зору фізики передачі електроенергії по мережах. Стає все більш очевидним, що різке загострення проблеми зниження втрат електроенергії в електричних мережах вимагає активного пошуку нових шляхів її рішення, нових підходів до вибору відповідних заходів, а головне, до організації роботи з зниження втрат.

Електричні мережі України поділяються на системоутворюючі (магістральні) мережі, що забезпечують цілісність функціонування ОЕС України, і розподільні мережі, за допомогою яких здійснюється електропостачання споживачів.

Магістральні електричні мережі - це одна з основних складових ОЕС України, яка налічує 22,7 тис.км, з них напругою 400 - 750 кВ - 4,9 тис.км, 330 кВ - 13,2 тис.км, 220-110 кВ - 4,6 тис.км та 132 електропідстанції (ПС) напругою 220 - 750 кВ.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

1.1 Аналіз втрат в мережах

Як показує вітчизняний і зарубіжний досвід, кризові явища в країні в цілому і в енергетиці зокрема негативним чином впливають на такий важливий показник енергетичної ефективності передачі і розподілу електроенергії, як втрати в електричних мережах.

Характерним при цьому є те, що залежність зростання втрат у мережах і кризи економіки має місце не тільки в Україні і країнах СНД, а й в інших країнах, що вступили в період переходу від централізованих до ринкових методів управління економікою. Це, очевидно, пов'язано з ослабленням в такий період контролю за споживанням електроенергії, зниженням платоспроможності значної частини споживачів, в першу чергу населення, із зростанням розкрадань електроенергії, загостренням проблем через недосконалість традиційної системи обліку електроенергії.

Наднормативні втрати електроенергії в електричних мережах - це прямі фінансові збитки електромережних компаній. Економію від зниження втрат можна було б спрямувати на технічне переоснащення мереж; збільшення зарплати персоналу; вдосконалення організації передачі і розподілу електроенергії; підвищення надійності та якості електропостачання споживачів; зменшення тарифів на електроенергію[6].

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах - складна комплексна проблема, що вимагає значних капітальних вкладень, необхідних для оптимізації розвитку електричних мереж, вдосконалення системи обліку електроенергії, впровадження нових інформаційних технологій в енергозбутової діяльності та управління режимами мереж, навчання персоналу та його оснащення засобами повірки засобів вимірювань електроенергії і т.п.

Із загальної величини технічних втрат близько 78% припадає на електричні мережі 150 кВ і нижче, у тому числі 33,5% - на мережі 0,4-10 кВ. Якщо взяти до уваги, що комерційні втрати зосереджені в основному в мережах 0,4-10 кВ, то загальна частка втрат у них від сумарних по країні в цілому складає близько 60%. Враховуючи, що з об'єктивних причин завантаження електричних мереж 0,4 кВ буде збільшуватися у зв'язку з випереджаючим зростанням побутового споживання електроенергії, частка втрат у розподільчих мережах в найближчі роки також зростатиме. Відповідно повинні будуть збільшуватися і зусилля персоналу щодо зниження втрат.

Нормативні втрати-граничний показник економічності передачі і розподілу електроенергії при виконанні певних регламентованих умовах експлуатації. Нормативні втрати визначаються розрахунковим шляхом і використовуються при формуванні роздрібних тарифів на електроенергію.

Наднормативні (додаткові) втрати викликаються порушеннями технології передачі і розподілу електроенергії в умовах експлуатації, такими, наприклад, як:

- випадкова несиметрія струмового навантаження фаз ліній;
- знос устаткування (ліній, трансформаторів);
- потоки надлишкової реактивної потужності;
- потоки необлікованої, неоплаченої електроенергії, зумовлені несанкціонованим відбором;
- нелінійність вольт-амперної характеристики;
- неповнофазні режими роботи ліній електропередач;
- аварійні перемикання в розподільній мережі;
- недооблік споживання електроенергії через похибки вимірювального комплексу та ін.

Перелічені порушення технології передачі і розподілу електроенергії викликають зростання втрати потужності (електроенергії) і втрати напруги в елементах електричної мережі та, відповідно, зростання відхилень напруги на затискачах електроприймачів.Dodatkowі (наднормативні) втрати потужності

збільшують максимум навантаження, що призводить до зниження узгодженого із споживачами рівня надійності електропостачання. Додаткові ж втрати напруги призводять до порушення нормованої якості електроенергії (по напрузі) (рисунок 1.1). На рисунку 1.2 представлена динаміка втрат в електричних мережах ОЕС України 2012-2022рр.

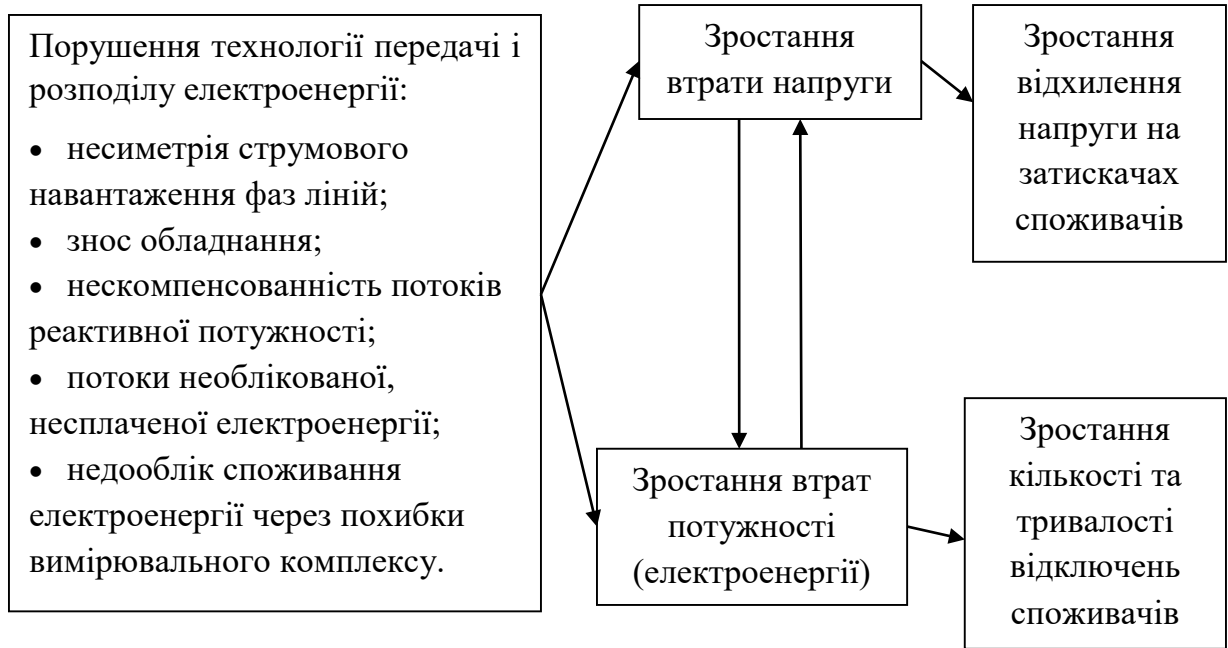


Рисунок 1.1 – Наслідки порушення технології передачі електроенергії

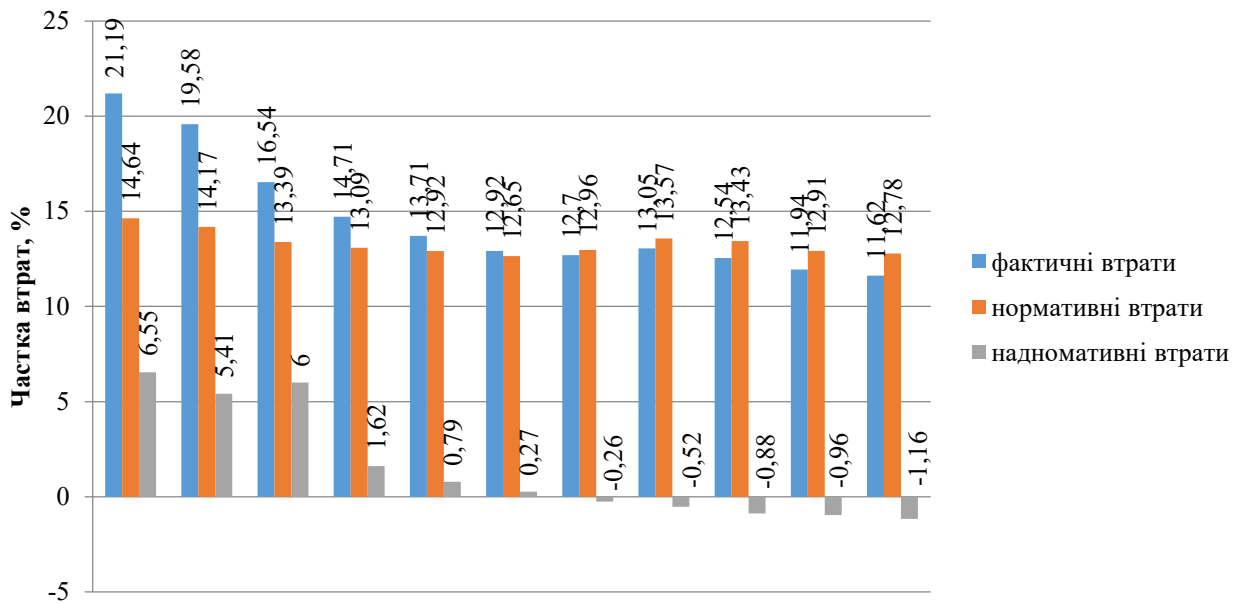


Рисунок 1.2 - Динаміка втрат в електричних мережах ОЕС України 2012-2022рр.

Для порівняння на рисунку 1.3 наведені дані по відносним втратам електроенергії в електричних мережах країн далекого зарубіжжя. З рисунка 1.3 видно, що втрати електроенергії в країнах Західної Європи, в Японії знаходяться в діапазоні 4,0 - 8,9%. Дещо вище - 9,8-11,0% - у Канаді та Новій Зеландії.

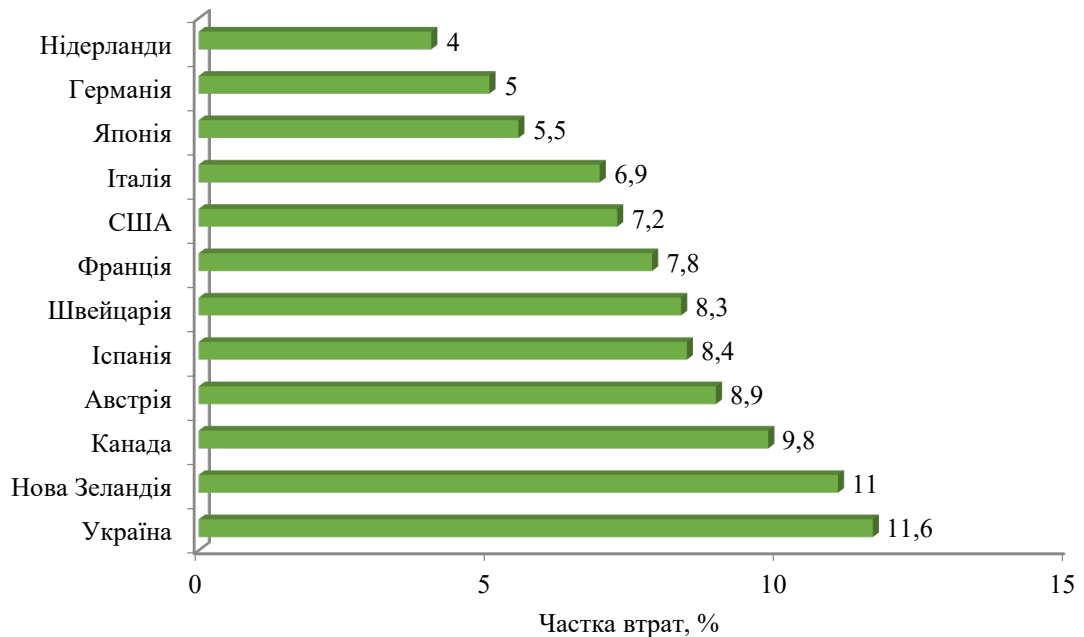


Рисунок 1.3 - Динаміка втрат в електричних мережах розвинутих країн

Ці порушення погіршують основне призначення розподільних мереж: надійне, якісне і економічне електропостачання споживачів, порушують Закон України «Про електроенергетику» і викликають економічний збиток.

Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-154 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії затверджено Мінпаливенерго України.

Методика викликає величезну кількість зауважень:

- норматив метрологічних втрат не враховується;
- не передбачений контроль показників надійності електропостачання споживачів та якості електроенергії;
- в радіальній розподільчій мережі поелементний розрахунок втрат в трансформаторах взагалі не передбачений; використовуються групові

еквівалентні опори трансформаторів певного ступеню напруги і сумарний пропуск електроенергії;

- ЛЕП в розрахунках представляються здебільшого груповим еквівалентним опором; поелементний ж розрахунок втрат для лінії 0,38 кВ передбачений тільки для окремого випадку: нерозгалуженої топологічної схеми з рівномірно розподіленим навантаженням;

- розрахунок втрат в ЛЕП проводиться «зверху-вниз», тобто по вимірах потоку електроенергії в головній ділянці і у споживачів. Оскільки потік в головній ділянці може містити і несанкціоновані витрати, то результат розрахунку втрат буде явно завищеними;

- нормативні значення коефіцієнтів реактивної потужності відрізняються від прийнятих.

Використовувана в даний час Методика нормування втрат електроенергії перевантажена відомими формулами зі статей Железко Ю.С.[5], які використовуються, в основному, при вирішенні проектних, а не експлуатаційних задач. Розподільна мережа представлена здебільшого спрощено еквівалентними опорами агрегованих елементів (ліній, трансформаторів). Отримання ж узагальнених нормативних характеристик втрат у цілому по мережі виключає можливість прийняття рішень щодо вибору економічно обґрунтованих заходів щодо зниження втрат потужності та електроенергії. У Методиці є структурно-балансова модель, еквівалентування опорів ЛЕП та трансформаторів, визначення розрахункових втрат, але немає основного - економічного обґрунтування рівня нормативних втрат, що робить нормування найважливішим організаційним інструментом стимулювання енергопередавальних компаній до проведення економічно обґрунтованих заходів щодо зниження втрат електроенергії.

Для визначення пріоритетних напрямів і черговості впровадження заходів щодо зниження втрат необхідний ретельний аналіз енергетичних балансів електричних мереж в цілому та їх окремих вузлів (підстанцій); технічного стану, умов застосування та похибок приладів обліку

електроенергії (трансформаторів струму, напруги та лічильників); організації роботи по впровадженню заходів щодо зниження втрат. Іншими словами, необхідно досить детальне енергетичне обстеження електричних мереж[6].

Необхідність енергетичних обстежень для енергозбереження підтверджується не тільки досвідом передових підприємств і організацій, а й закріплена найважливішими державними документами, а також низкою державних стандартів.

У ході обстеження електричних мереж повинен проводитися аналіз:

- звітних даних по балансам і втрат електроенергії в електричних мережах, результатів розрахунків технічних і комерційних втрат електроенергії, програмного забезпечення цих розрахунків;
- систем комерційного та технічного обліку електроенергії;
- організації управління збутом електроенергії;
- режимів роботи електричних мереж і якості електричної енергії;
- технічного стану основного обладнання електричних мереж;
- заходів щодо зниження втрат і підвищення якості електроенергії та їх ефективності.

Заходи щодо зниження втрат електроенергії можна розбити на шість груп:

- заходи щодо оптимізації режимів електричних мереж і вдосконаленню їх експлуатації.
- заходи з будівництва, реконструкції, техпереозброєння і розвитку електричних мереж, введення в роботу енергозберігаючого обладнання.
- заходи щодо вдосконалення розрахункового і технічного обліку, метрологічного забезпечення вимірювань електроенергії.
- заходи щодо уточнення розрахунків нормативів втрат, балансів електроенергії по фідерам, центрам споживання та електричної мережі в цілому.
- заходи з виявлення, запобігання і зниження розкрадань електроенергії.

- заходи щодо вдосконалення організації робіт, стимулювання зниження втрат, підвищення кваліфікації персоналу, контролю ефективності його діяльності.

1.2 Управління режимами мереж

ПАТ «Запоріжжяобленерго» обслуговує десятки тисяч кілометрів ліній електропередач і сотні підстанцій різних класів напруги, забезпечує електроенергією всіх споживачів Запорізької області. На сьогоднішній день це одна з чотирьох найбільших енергокомпаній України.

У кожного споживача в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) має бути організовано цілодобове диспетчерське управління узгодженої роботи електростанцій, електричних і теплових мереж, завданнями яких є:

- розробка і ведення режимів роботи електростанцій, мереж і енергосистем, що забезпечують задані умови енергопостачання споживачів;
- планування і підготовка ремонтних робіт;
- забезпечення стійкості енергосистем;
- виконання вимог до якості електричної енергії;
- забезпечення економічності роботи енергосистем і раціонального використання енергоресурсів при дотриманні режимів споживання;
- запобігання і ліквідація технологічних порушень під час виробництва, перетворенні, передачі та розподілі електроенергії.

Завданнями цілодобового оперативно-диспетчерського управління обладнанням є:

- ведення необхідного режиму роботи;
- виробництво перемикачів, пусків і зупинок;
- локалізація аварій та відновлення режиму роботи;
- підготовка до виробництва ремонтних робіт.

Оперативно-диспетчерське керування здійснюється з диспетчерських пунктів і щитів управління, обладнаних засобами диспетчерського і технологічного управління та системами контролю, а також укомплектованих оперативними схемами[12].

Оперативно-диспетчерське керування організовано по ієрархічній структурі, яка передбачає розподіл функцій оперативного контролю і управління між окремими рівнями, а також підпорядкованість нижчих рівнів управління вищим. У нинішньому вигляді у службі працюють 35 осіб: 22 диспетчера, 7 працівників режимної групи, 4 заступники начальника ОДС. Очолює роботу служби головний диспетчер-начальник ОДС. Служба знаходиться в безпосередньому адміністративному підпорядкуванні технічного директора.

В оперативному управлінні диспетчера знаходяться обладнання, лінії електропередачі, пристрої захисту, апаратура систем протиаварійної і режимної автоматики, засоби диспетчерського і технологічного управління, операції з якими потребують координації дій підлеглого оперативно-диспетчерського персоналу та узгоджених змін на декількох об'єктах різного оперативного підпорядкування .

Операції із зазначеним устаткуванням та пристроями проводяться під керівництвом диспетчера. Всі лінії електропередачі, обладнання та пристрої електростанцій і мереж розподілені за рівнями диспетчерського управління. Основною складовою надійного безперебійного електропостачання споживачів є технічний стан обладнання. У процесі технічної експлуатації, колектив ОДС бере безпосередню участь:

- оформлення оперативних заявок на висновок в ремонт обладнання, узгодження їх з усіма зацікавленими сторонами, опрацювання майбутніх ремонтних режимів на предмет підтримки штанив рівнів напруги і навантажень, на допустимому рівні;

- остаточне рішення за заявками покладається на заступників начальника ОДС по регіонах і головного диспетчера-начальника ОДС. Для

прийняття такого рішення необхідний глибокий аналіз не тільки оперативного стану обладнання компанії, але і суміжних учасників енергоринку, а це Запорізькі АЕС і ТЕС, ДніпроГЕС-1, ДніпроГЕС-2, Ботієвська вітрова електростанція, Магістральні мережі Дніпровської ЕС і сусіди Дніпрообленерго, Херсонобленерго, Донецькобленерго.

- керівництво оперативними перемиканнями з виведення в ремонт обладнання, видачі дозволу на підготовку робочого місця і допуск, введення обладнання в роботу - це відповідальність диспетчера, що знаходиться в зміні.

Взаємовідносини персоналу різних рівнів оперативно-диспетчерського управління регламентовані відповідними типовими положеннями і договорами на участь власників енергооб'єктів. Ухилення від укладення договорів не допускається. Спірні питання, що виникають при укладанні договорів вирішуються відповідно до законодавства.

У кожному ОДС розроблені інструкції з оперативно-диспетчерського управління, ведення оперативних переговорів і записів, виробництва перемикань і ліквідації аварійних режимів з урахуванням специфіки та структурних особливостей енергосистеми.

Всі оперативні переговори, оперативно-диспетчерська документація на всіх рівнях диспетчерського управління ведеться із застосуванням єдиної загальноприйнятої термінології, типових розпоряджень, повідомлень і записів.

Недопоставка електроенергії споживачу означає, що підстанція не видає заявлену потужність підключеному до неї споживачеві і порушує вимоги, пропоновані до мереж щодо надійності електропостачання, залежними від характеру електроприймачів споживачів, що поділяються на такі категорії:

1-а категорія, електроприймачі, порушення електропостачання яких може спричинити за собою небезпеку для життя людей, значний збиток економічний на державному, регіональному та ін. рівні, розлад технологічного

процесу, масовий брак продукції, порушення особливо важливих елементів міського господарства.

2-а категорія, електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити за собою масовий недоотпуск продукції, простій робочих механізмів і промислового транспорту, порушенням нормальної діяльності значної кількості міських жителів.

3-я категорія, невідповідальні навантаження, наприклад електроприймачі несерійного виробництва і допоміжних цехів, невеликі селища, дрібні підприємства.

Електроприймачі 1-ї категорії повинні забезпечуватися електричною енергією від двох незалежних джерел живлення, перерва їх електропостачання допускається лише на час автоматичного введення резервного живлення. На даній підстанції це дві секції шин, кожна з яких має живлення від незалежного джерела.

Для електроприймачів 2-ї категорії допустимі перерви в електропостачанні на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу.

Для електроприймачів 3-ої категорії допустимі перерви в електропостачанні на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента електропередачі, але не більше однієї доби.

1.3 Характеристика групи підстанцій

Група підстанцій: ЛТП, ЯГК, МКК, Вимпіл, Леванівська, Теплична та Zenit(додаток А) розташована в місті Запоріжжя, Шевченківського району, отримує живлення по лініям Л-303 і Л-310 35кВ від підстанції Дніпр-Донбас.

Підстанція - це електроустановка, на якій відбувається прийом, перетворення і розподіл електроенергії. Перетворення напруги відбувається за

допомогою встановлених на підстанції силових трансформаторів, що наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1. Силове обладнання підстанцій

Назва підстанції	Тип трансформатору	Потужність, кВ·А	Регулювання напруги
ЛТП	ТМН-4000/35	4000	ПБЗ
	ТМН-2500/35	2500	РПН
ЯГК	ТМ-6300/35	6300	ПБЗ
	ТМ-6300/35	6300	ПБЗ
МКК	ТМ-6300/35	6300	ПБЗ
	ТМ-6300/35	6300	ПБЗ
Вимпiл	ТМН-6300/35	6300	ПБЗ
	ТМН-4000/35	4000	БАР дист.
Леванiвська	ТМН-6300/35	6300	БАР дист.
	ТМН-6300/35	6300	БАР дист.
Теплична	ТМ-4000/35	4000	ПБЗ
	ТМ-4000/35	4000	ПБЗ
Зенiт	ТМ-4000/35	4000	ПБЗ
	ТМ-4000/35	4000	ПБЗ

Підстанції є знижувальними, адже трансформатори на підстанціях перетворюють первинну напругу електричної мережі в нижчу вторинну.

2 СТРУКТУРА ЕНЕРГОВИТРАТ ГРУПИ ПІДСТАНЦІЙ

2.1 Визначення режиму роботи підстанцій

Для розрахунків необхідно визначити повну потужність, що проходить крізь трансформатори зі сторони високої напруги. На об'єктах не передбачені засоби контролю електроенергії з вхідних ліній 35 кВ, тому визначимо повну потужність за допомогою лічильників після трансформатору на стороні 6(10) кВ.

Розрахунки проводяться окремо для кожної підстанції.

Підстанція «Вимпiл». Оснащена двома силовими трансформаторами ТМН-6300/35 та ТМН-4000/35 потужністю 6300кВ·А і 4000кВ·А відповідно.

Використовуючи дані (додаток Б) визначаємо повну енергію за формулою:

$$S_{i(1)} = U_i \cdot I_i, \quad (2.1)$$

де $S_{i(1)}$ – повна потужність у і-ту годину доби, кВ·А;

U_i – напруга з низької сторони, кВ;

I_i – струм з низької сторони, А.

$$S_{1:00(1)} = 6,4 \cdot 23 = 147,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{2:00(1)} = 6,4 \cdot 23 = 147,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{3:00(1)} = 6,4 \cdot 23 = 147,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{4:00(1)} = 6,4 \cdot 23 = 147,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{5:00(1)} = 6,4 \cdot 23 = 147,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{6:00(1)} = 6,4 \cdot 33 = 211,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{7:00(1)} = 6,4 \cdot 38 = 243,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{8:00(1)} = 6,3 \cdot 76 = 478,8 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{9:00(1)} = 6,3 \cdot 86 = 541,8 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned}
S_{10:00(1)} &= 6,2 \cdot 91 = 564,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{11:00(1)} &= 6,2 \cdot 96 = 595,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{12:00(1)} &= 6,2 \cdot 96 = 595,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{13:00(1)} &= 6,3 \cdot 80 = 504 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{14:00(1)} &= 6,3 \cdot 81 = 510,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{15:00(1)} &= 6,3 \cdot 71 = 447,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{16:00(1)} &= 6,4 \cdot 46 = 294,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{17:00(1)} &= 6,4 \cdot 46 = 294,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{18:00(1)} &= 6,4 \cdot 46 = 294,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{19:00(1)} &= 6,4 \cdot 36 = 230,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{20:00(1)} &= 6,4 \cdot 28 = 179,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{21:00(1)} &= 6,4 \cdot 28 = 179,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{22:00(1)} &= 6,4 \cdot 28 = 179,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{23:00(1)} &= 6,4 \cdot 28 = 179,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{24:00(1)} &= 6,4 \cdot 23 = 147,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}.
\end{aligned}$$

Аналогічно розрахуємо повну потужність, що проходить через трансформатор ТМН-4000/35 (Тр. №2):

$$S_{i(2)} = U_i \cdot I_i, \quad (2.2)$$

де $S_{i(1)}$ – повна потужність у i -ту годину доби, кВ·А;

U_i – напруга з низької сторони, кВ;

I_i – струм з низької сторони, А.

$$\begin{aligned}
S_{1:00(2)} &= 6,3 \cdot 92 = 579,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{2:00(2)} &= 6,3 \cdot 92 = 579,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{3:00(2)} &= 6,3 \cdot 92 = 579,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{4:00(2)} &= 6,3 \cdot 92 = 579,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{5:00(2)} &= 6,3 \cdot 92 = 579,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{6:00(2)} &= 6,3 \cdot 97 = 611,1 \text{ кВ}\cdot\text{А};
\end{aligned}$$

$$S_{7:00(2)}=6,3 \cdot 102=642,6 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{8:00(2)}=6,3 \cdot 102=642,6 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{9:00(2)}=6,2 \cdot 142=880,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{10:00(2)}=6,1 \cdot 142=866,2 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{11:00(2)}=6,2 \cdot 142=880,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{12:00(2)}=6,2 \cdot 142=880,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{13:00(2)}=6,2 \cdot 97=601,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{14:00(2)}=6,2 \cdot 107=663,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{15:00(2)}=6,2 \cdot 117=725,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{16:00(2)}=6,2 \cdot 117=725,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{17:00(2)}=6,2 \cdot 117=725,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{18:00(2)}=6,2 \cdot 107=663,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{19:00(2)}=6,2 \cdot 117=725,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{20:00(2)}=6,2 \cdot 117=725,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{21:00(2)}=6,2 \cdot 137=849,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{22:00(2)}=6,2 \cdot 152=942,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{23:00(2)}=6,2 \cdot 137=849,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{24:00(2)}=6,2 \cdot 117=725,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Побудуємо добові діаграми завантаження трансформаторів (рисунок 2.1 та 2.2).

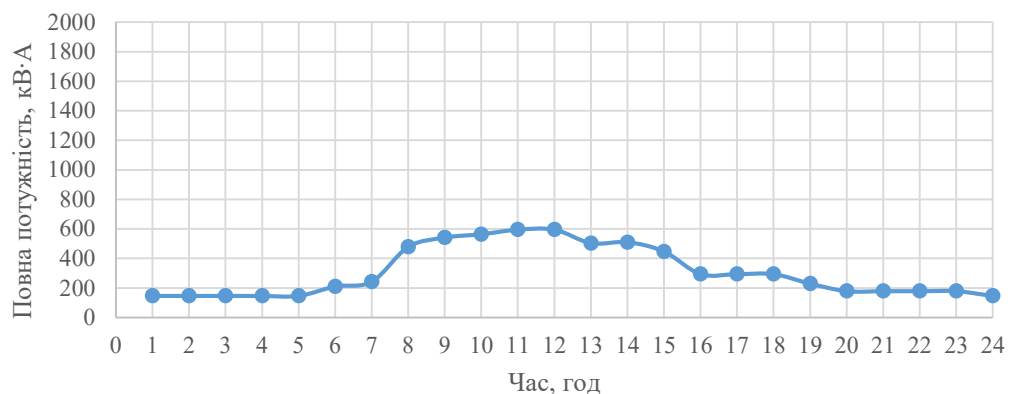


Рисунок 2.1 - Добове завантаження Тр.№1

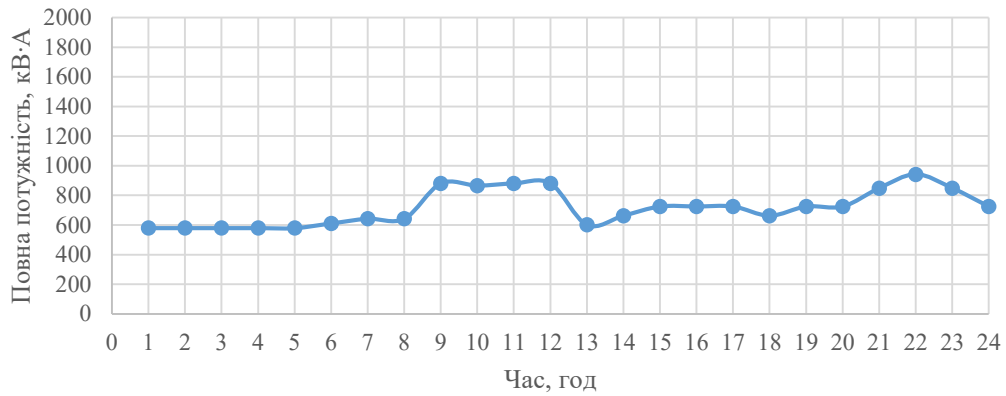


Рисунок 2.2 - Добове завантаження Тр.№2

Аналіз діаграм дав зрозуміти, що обидва трансформатори мають низький коефіцієнт завантажень. Підстанція, що розглядається не має споживачів електроенергії I категорії (електричні приймачі, перерва електропостачання яких може спричинити небезпеку для життя людей, значний збиток суб'єктам господарювання, пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства). Посилаючись на це, за допомогою секційного перемикача на шинах 6кВ можливо перевести все навантаження на один трансформатор, меншої потужності (коефіцієнт завантаження становитиме не більше 0,4). Для визначення ефекту від впровадження заходу, знайдемо добову втрату потужності в кожному трансформаторі за нормальним режимом і за запропонованим з одним трансформатором в роботі.

Втрати трансформаторів залежать від коефіцієнта завантаження, втрат на коротке замикання та холостий хід, що представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Паспортні дані трансформаторів

Показники	Тип трансформатору	
	ТМН-6300/35	ТМН-4000/35
Втрати ХХ, кВт	8	5,3
Втрати КЗ(P_k), кВт	46,5	33,5
$S_{ном}$, кВ·А	6300	4000

Знаходимо втрати активної енергії у ТМН-6300/35 за формулою:

$$P_{i(1)} = P_{\kappa(1)} \cdot (S_{i(1)} / S_{ном(1)})^2 + P_{xx(1)}, \quad (2.3)$$

де $P_{i(1)}$ – втрати активної енергії у Тр. №1 за i -ту годину доби, кВт;

$P_{\kappa(1)}$ – втрати при короткому замиканні у Тр. №1, кВт;

$S_{ном(1)}$ – номінальна повна потужність Тр. №1, кВ·А;

$P_{xx(1)}$ – втрати на холостий хід у Тр. №1, кВт.

$$P_{1:00(1)} = 46,5 \cdot (147,2/6300)^2 + 8 = 8,03 \text{ кВт};$$

$$P_{2:00(1)} = 46,5 \cdot (147,2/6300)^2 + 8 = 8,03 \text{ кВт};$$

$$P_{3:00(1)} = 46,5 \cdot (147,2/6300)^2 + 8 = 8,03 \text{ кВт};$$

$$P_{4:00(1)} = 46,5 \cdot (147,2/6300)^2 + 8 = 8,03 \text{ кВт};$$

$$P_{5:00(1)} = 46,5 \cdot (147,2/6300)^2 + 8 = 8,03 \text{ кВт};$$

$$P_{6:00(1)} = 46,5 \cdot (211,2/6300)^2 + 8 = 8,05 \text{ кВт};$$

$$P_{7:00(1)} = 46,5 \cdot (243,2/6300)^2 + 8 = 8,07 \text{ кВт};$$

$$P_{8:00(1)} = 46,5 \cdot (478,8/6300)^2 + 8 = 8,27 \text{ кВт};$$

$$P_{9:00(1)} = 46,5 \cdot (541,8/6300)^2 + 8 = 8,34 \text{ кВт};$$

$$P_{10:00(1)} = 46,5 \cdot (564,2/6300)^2 + 8 = 8,37 \text{ кВт};$$

$$P_{11:00(1)} = 46,5 \cdot (595,2/6300)^2 + 8 = 8,42 \text{ кВт};$$

$$P_{12:00(1)} = 46,5 \cdot (595,2/6300)^2 + 8 = 8,42 \text{ кВт};$$

$$P_{13:00(1)} = 46,5 \cdot (504/6300)^2 + 8 = 8,30 \text{ кВт};$$

$$P_{14:00(1)} = 46,5 \cdot (510,3/6300)^2 + 8 = 8,31 \text{ кВт};$$

$$P_{15:00(1)} = 46,5 \cdot (447,3/6300)^2 + 8 = 8,23 \text{ кВт};$$

$$P_{16:00(1)} = 46,5 \cdot (294,4/6300)^2 + 8 = 8,1 \text{ кВт};$$

$$P_{17:00(1)} = 46,5 \cdot (294,4/6300)^2 + 8 = 8,1 \text{ кВт};$$

$$P_{18:00(1)} = 46,5 \cdot (294,4/6300)^2 + 8 = 8,1 \text{ кВт};$$

$$P_{19:00(1)} = 46,5 \cdot (230,4/6300)^2 + 8 = 8,06 \text{ кВт};$$

$$P_{20:00(1)} = 46,5 \cdot (179,2/6300)^2 + 8 = 8,04 \text{ кВт};$$

$$P_{21:00(1)}=46,5 \cdot (179,2/6300)^2+8=8,04 \text{ кВт};$$

$$P_{22:00(1)}=46,5 \cdot (179,2/6300)^2+8=8,04 \text{ кВт};$$

$$P_{23:00(1)}=46,5 \cdot (179,2/6300)^2+8=8,04 \text{ кВт};$$

$$P_{24:00(1)}=46,5 \cdot (147,2/6300)^2+8=8,03 \text{ кВт};$$

Знаходимо втрати активної енергії у ТМН-6300/35 за формулою:

$$P_{i(2)}=P_{к(2)} \cdot (S_{i(2)}/S_{ном(2)})^2+P_{xx(2)}, \quad (2.4)$$

де $P_{i(2)}$ – втрати активної енергії у Тр. №2 за i -ту годину доби, кВт;

$P_{к(2)}$ – втрати при короткому замиканні у Тр. №2, кВт;

$S_{ном(2)}$ – номінальна повна потужність Тр. №2, кВ·А;

$P_{xx(2)}$ – втрати на холостий хід у Тр. №2, кВт.

$$P_{1:00(2)}=33,5 \cdot (579,6/4000)^2+5,3=6 \text{ кВт};$$

$$P_{2:00(2)}=33,5 \cdot (579,6/4000)^2+5,3=6 \text{ кВт};$$

$$P_{3:00(2)}=33,5 \cdot (579,6/4000)^2+5,3=6 \text{ кВт};$$

$$P_{4:00(2)}=33,5 \cdot (579,6/4000)^2+5,3=6 \text{ кВт};$$

$$P_{5:00(2)}=33,5 \cdot (579,6/4000)^2+5,3=6 \text{ кВт};$$

$$P_{6:00(2)}=33,5 \cdot (579,6/4000)^2+5,3=6 \text{ кВт};$$

$$P_{7:00(2)}=33,5 \cdot (611,1/4000)^2+5,3=6,16 \text{ кВт};$$

$$P_{8:00(2)}=33,5 \cdot (642,6/4000)^2+5,3=6,16 \text{ кВт};$$

$$P_{9:00(2)}=33,5 \cdot (880,4/4000)^2+5,3=6,92 \text{ кВт};$$

$$P_{10:00(2)}=33,5 \cdot (866,2/4000)^2+5,3=6,87 \text{ кВт};$$

$$P_{11:00(2)}=33,5 \cdot (880,4/4000)^2+5,3=6,87 \text{ кВт};$$

$$P_{12:00(2)}=33,5 \cdot (880,4/4000)^2+5,3=6,92 \text{ кВт};$$

$$P_{13:00(2)}=33,5 \cdot (601,4/4000)^2+5,3=6,06 \text{ кВт};$$

$$P_{14:00(2)}=33,5 \cdot (663,4/4000)^2+5,3=6,22 \text{ кВт};$$

$$P_{15:00(2)}=33,5 \cdot (725,4/4000)^2+5,3=6,4 \text{ кВт};$$

$$P_{16:00(2)}=33,5 \cdot (725,4/4000)^2+5,3=6,4 \text{ кВт};$$

$$P_{17:00(2)}=33,5 \cdot (725,4/4000)^2+5,3=6,22 \text{ кВт};$$

$$P_{18:00(2)}=33,5 \cdot (663,4/4000)^2+5,3=6,4 \text{ кВт};$$

$$P_{19:00(2)}=33,5 \cdot (725,4/4000)^2+5,3=6,4 \text{ кВт};$$

$$P_{20:00(2)}=33,5 \cdot (725,4/4000)^2+5,3=6,40 \text{ кВт};$$

$$P_{21:00(2)}=33,5 \cdot (849,4/4000)^2+5,3=6,81 \text{ кВт};$$

$$P_{22:00(2)}=33,5 \cdot (942,4/4000)^2+5,3=7,16 \text{ кВт};$$

$$P_{23:00(2)}=33,5 \cdot (849,4/4000)^2+5,3=6,81 \text{ кВт};$$

$$P_{24:00(2)}=33,5 \cdot (725,4/4000)^2+5,3=5,3 \text{ кВт}.$$

Розрахуємо енергію, що втрачається в Тр. №1 і Тр. №2 за рік:

$$\Delta W_{mp(1+2)}=T \cdot \sum_0^{24} (P_{i(1)} \cdot t_0 + P_{i(2)} \cdot t_0), \quad (2.5)$$

де t_0 – час роботи з $P_{i(1)}$ втратами (t_0 приймаємо рівним 1 год., так як свідчення лічильників знімаються кожну годину);

T – кількість днів у році.

$$\begin{aligned} \Delta W_{mp(1+2)} &= 365 \cdot (8,03+8,03+8,03+8,03+8,03+8,03+8,05+8,07+8,27+8,34+ \\ &+ 8,37+8,42+8,42+8,3+8,31+8,23+8,10+8,10+8,10+8,06+8,04+8,04+ \\ &+ 8,04+8,04+8,03+6+6+6+6+6+6+6,08+6,16+6,16+6,92+6,87+6,92+6,92+ \\ &+ 6,06+6,22+6,40+6,40+6,40+6,22+6,40+6,40+6,81+7,16+6,81+5,3)= \\ &= 127056,8 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}. \end{aligned}$$

Для визначення втрат потужності при роботі на одному трансформаторі знаходимо сумарну повну потужність, що проходить через підстанцію за формулою:

$$S_{i(1+2)}=S_{i(1)}+S_{i(2)}, \quad (2.6)$$

$$S_{1:00(1+2)}=147,2+579,6=726,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{2:00(1+2)}=147,2+579,6=726,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{3:00(1+2)}=147,2+579,6=726,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{4:00(1+2)}=147,2+579,6=726,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{5:00(1+2)}=147,2+579,6=726,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{6:00(1+2)}=211,2+611,1=822,3 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$\begin{aligned}
S_{7:00(1+2)} &= 243,2 + 642,6 = 885,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{8:00(1+2)} &= 478,8 + 642,6 = 1121,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{9:00(1+2)} &= 541,8 + 880,4 = 1422,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{10:00(1+2)} &= 564,2 + 866,2 = 1430,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{11:00(1+2)} &= 595,2 + 880,4 = 1475,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{12:00(1+2)} &= 595,2 + 880,4 = 1475,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{13:00(1+2)} &= 504 + 601,4 = 1105,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{14:00(1+2)} &= 510,3 + 663,4 = 1173,7 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{15:00(1+2)} &= 447,3 + 725,4 = 1172,7 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{16:00(1+2)} &= 294,4 + 725,4 = 1019,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{17:00(1+2)} &= 294,4 + 725,4 = 1019,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{18:00(1+2)} &= 294,4 + 663,4 = 957,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{19:00(1+2)} &= 230,4 + 725,4 = 955,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{20:00(1+2)} &= 179,2 + 725,4 = 904,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{21:00(1+2)} &= 179,2 + 849,4 = 1028,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{22:00(1+2)} &= 179,2 + 942,4 = 1121,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{23:00(1+2)} &= 179,2 + 849,4 = 1028,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \\
S_{24:00(1+2)} &= 147,2 + 725,4 = 872,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}.
\end{aligned}$$

Знайдемо втрати активної енергії при роботі одного трансформатору №2 за формулою:

$$\begin{aligned}
P_{i(\Sigma 2)} &= P_{\kappa(2)} \cdot (S_{i(1+2)} / S_{\text{ном}(2)})^2 + P_{xx(2)}, & (2.7) \\
P_{1:00(\Sigma 2)} &= 33,5 \cdot (726,8 / 4000)^2 + 5,3 = 6,41 \text{ кВт}; \\
P_{2:00(\Sigma 2)} &= 33,5 \cdot (726,8 / 4000)^2 + 5,3 = 6,41 \text{ кВт}; \\
P_{3:00(\Sigma 2)} &= 33,5 \cdot (726,8 / 4000)^2 + 5,3 = 6,41 \text{ кВт}; \\
P_{4:00(\Sigma 2)} &= 33,5 \cdot (726,8 / 4000)^2 + 5,3 = 6,41 \text{ кВт}; \\
P_{5:00(\Sigma 2)} &= 33,5 \cdot (726,8 / 4000)^2 + 5,3 = 6,41 \text{ кВт}; \\
P_{6:00(\Sigma 2)} &= 33,5 \cdot (822,3 / 4000)^2 + 5,3 = 6,72 \text{ кВт};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
P_{7:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (885,8/4000)^2 + 5,3 = 6,94 \text{ кВт}; \\
P_{8:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1121,4/4000)^2 + 5,3 = 7,93 \text{ кВт}; \\
P_{9:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1422,2/4000)^2 + 5,3 = 9,53 \text{ кВт}; \\
P_{10:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1430,4/4000)^2 + 5,3 = 9,58 \text{ кВт}; \\
P_{11:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1475,6/4000)^2 + 5,3 = 9,86 \text{ кВт}; \\
P_{12:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1475,6/4000)^2 + 5,3 = 9,86 \text{ кВт}; \\
P_{12:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1105,4/4000)^2 + 5,3 = 7,86 \text{ кВт}; \\
P_{14:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1173,7/4000)^2 + 5,3 = 8,18 \text{ кВт}; \\
P_{15:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1172,7/4000)^2 + 5,3 = 8,18 \text{ кВт}; \\
P_{16:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1019,8/4000)^2 + 5,3 = 7,48 \text{ кВт}; \\
P_{17:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1019,8/4000)^2 + 5,3 = 7,48 \text{ кВт}; \\
P_{18:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (957,8/4000)^2 + 5,3 = 7,22 \text{ кВт}; \\
P_{19:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (955,8/4000)^2 + 5,3 = 7,21 \text{ кВт}; \\
P_{20:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (904,6/4000)^2 + 5,3 = 7,01 \text{ кВт}; \\
P_{21:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1028,6/4000)^2 + 5,3 = 7,52 \text{ кВт}; \\
P_{22:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1121,6/4000)^2 + 5,3 = 7,93 \text{ кВт}; \\
P_{23:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (1028,6/4000)^2 + 5,3 = 7,52 \text{ кВт}; \\
P_{24:00}(\Sigma_2) &= 33,5 \cdot (872,6/4000)^2 + 5,3 = 6,89 \text{ кВт}.
\end{aligned}$$

Розрахуємо енергію, що втрачається при роботі тільки одного Тр. №2 за формулою:

$$\Delta W_{mp(\Sigma_2)} = T \cdot \sum_0^{24} P_i(\Sigma_2) \cdot t_0, \quad (2.8)$$

де t_0 – час роботи з $P_i(\Sigma_2)$ втратами (t_0 приймаємо рівним 1 год., так як свідчення лічильників знімаються кожну годину);

T – кількість днів у році.

$$\begin{aligned}
\Delta W_{mp(\Sigma_2)} &= 365 \cdot (6,41 + 6,41 + 6,41 + 6,41 + 6,41 + 6,72 + 6,94 + 7,93 + 9,53 + 9,58 + \\
&9,86 + 9,86 + 7,86 + 8,18 + 8,18 + 7,48 + 7,48 + 7,22 + 7,21 + 7,01 + 7,52 + 7,93 + 7,52 + \\
&6,89) = 66773,4 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.
\end{aligned}$$

Підстанція «Теплична». Оснащена двома силовими трансформаторами ТМН-4000/35 та ТМН-4000/35 потужністю 4000кВ·А і 4000кВ·А відповідно.

Використовуючи дані з додатку А???, визначаємо повну енергію за формулою:

$$S_{i(1)} = U_i \cdot I_i, \quad (2.9)$$

де $S_{i(1)}$ – повна потужність у і-ту годину доби, кВ·А;

U_i – напруга з низької сторони, кВ;

I_i – струм з низької сторони, А.

$$S_{1:00(1)} = 10,6 \cdot 4,8 = 50,88 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{2:00(1)} = 10,6 \cdot 3,8 = 40,28 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{3:00(1)} = 10,6 \cdot 3,8 = 40,28 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{4:00(1)} = 10,6 \cdot 3,3 = 34,98 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{5:00(1)} = 10,6 \cdot 3,9 = 41,34 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{6:00(1)} = 10,6 \cdot 5,2 = 55,12 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{7:00(1)} = 10,6 \cdot 6,1 = 64,66 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{8:00(1)} = 10,5 \cdot 9,3 = 97,65 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{9:00(1)} = 10,4 \cdot 8,7 = 90,48 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{10:00(1)} = 10,3 \cdot 9,8 = 100,94 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{11:00(1)} = 10,4 \cdot 9,9 = 102,96 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{12:00(1)} = 10,5 \cdot 6,4 = 67,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{13:00(1)} = 10,4 \cdot 10,1 = 105,04 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{14:00(1)} = 10,4 \cdot 6,2 = 64,48 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{15:00(1)} = 10,4 \cdot 10,1 = 105,04 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{16:00(1)} = 10,5 \cdot 10,1 = 106,05 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{17:00(1)} = 10,5 \cdot 4,8 = 50,4 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{18:00(1)} = 10,6 \cdot 6 = 63,6 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{19:00(1)} = 10,6 \cdot 5,5 = 58,3 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{20:00(1)}=10,6 \cdot 6,2=65,72 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{21:00(1)}=10,6 \cdot 6,7=71,02 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{22:00(1)}=10,6 \cdot 8,4=89,04 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{23:00(1)}=10,6 \cdot 8,4=89,04 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{24:00(1)}=10,6 \cdot 6=63,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Аналогічно розрахуємо повну потужність, що проходить через трансформатор ТМН-4000/35 (Тр. №2) за формулою:

$$S_{i(2)}=U_i \cdot I_i, \quad (2.10)$$

де $S_{i(1)}$ – повна потужність у i -ту годину доби, кВ·А;

U_i – напруга з низької сторони, кВ;

I_i – струм з низької сторони, А.

$$S_{1:00(2)}=10,4 \cdot 15=156 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{2:00(2)}=10,4 \cdot 15=156 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{3:00(2)}=10,4 \cdot 12=124,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{4:00(2)}=10,4 \cdot 15=156 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{5:00(2)}=10,5 \cdot 12=126 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{6:00(2)}=10,5 \cdot 13=136,5 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{7:00(2)}=10,5 \cdot 13=136,5 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{8:00(2)}=10,5 \cdot 16=168 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{9:00(2)}=10,4 \cdot 21=218,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{10:00(2)}=10,2 \cdot 23=234,6 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{11:00(2)}=10,3 \cdot 23=236,9 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{12:00(2)}=10,4 \cdot 24=249,6 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{13:00(2)}=10,2 \cdot 21=214,2 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{14:00(2)}=10,3 \cdot 22=226,6 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{15:00(2)}=10,4 \cdot 23=239,2 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{16:00(2)}=10,3 \cdot 21=216,3 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{17:00(2)}=10,4 \cdot 21=218,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{18:00(2)}=10,5 \cdot 20=210 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{19:00(2)}=10,5 \cdot 20=210 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{20:00(2)}=10,5 \cdot 22=231 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{21:00(2)}=10,4 \cdot 22=228,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{22:00(2)}=10,4 \cdot 17=176,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{23:00(2)}=10,4 \cdot 17=176,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{24:00(2)}=10,4 \cdot 15=156 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Побудуємо добові діаграми завантаження трансформаторів (рисунок 2.3 та 2.4).

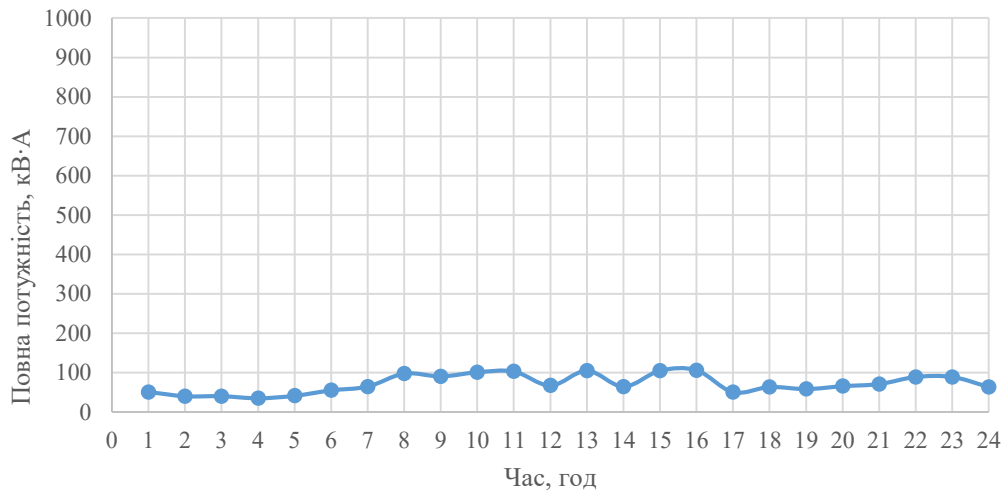


Рисунок 2.3 - Добове завантаження Тр.№1

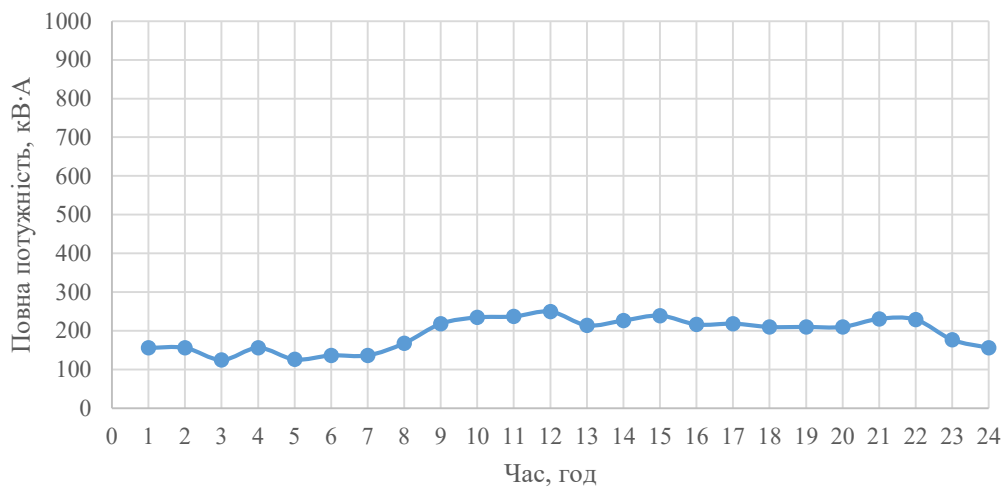


Рисунок. 2.4 - Добове завантаження Тр.№2

Подібно до підстанції «Вимпіль» обидва трансформатори мають низький коефіцієнт завантажень. Підстанція, що розглядається не має споживачів електроенергії I категорії. Посилаючись на це, за допомогою секційного перемикача на шинах 6кВ можливо перевести все навантаження на один трансформатор, меншої потужності (коефіцієнт завантаження становитиме не більше 0,2). Для визначення ефекту від впровадження заходу, знайдемо добову втрату потужності в кожному трансформаторі за нормальним режимом і за запропонованим з одним трансформатором в роботі.

Втрати трансформаторів залежать від коефіцієнта завантаження, втрат на коротке замикання та холостий хід, що представлені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Паспортні дані трансформатора

Показники	Тип трансформатору
	ТМН-4000/35
Втрати ХХ, кВт	5,3
Втрати КЗ(P_K), кВт	33,5
$S_{ном}$, кВ·А	4000

Знаходимо втрати активної енергії у ТМН-6300/35 за формулою:

$$P_{i(1)} = P_{K(1)} \cdot (S_{i(1)} / S_{ном(1)})^2 + P_{xx(1)}, \quad (2.11)$$

де $P_{i(1)}$ – втрати активної енергії у Тр. №1 за і-ту годину доби, кВт;

$P_{K(1)}$ – втрати при короткому замиканні у Тр. №1, кВт;

$S_{ном(1)}$ – номінальна повна потужність Тр. №1, кВ·А;

$P_{xx(1)}$ – втрати на холостий хід у Тр. №1, кВт.

$$P_{1:00(1)} = 33,5 \cdot (50,88/4000)^2 + 5,3 = 5,31 \text{ кВт};$$

$$P_{2:00(1)} = 33,5 \cdot (40,28/4000)^2 + 5,3 = 5,3 \text{ кВт};$$

$$P_{3:00(1)} = 33,5 \cdot (40,28/4000)^2 + 5,3 = 5,3 \text{ кВт};$$

$$P_{4:00(1)} = 33,5 \cdot (34,98/4000)^2 + 5,3 = 5,3 \text{ кВт};$$

$$P_{5:00(1)} = 33,5 \cdot (41,34/4000)^2 + 5,3 = 5,3 \text{ кВт};$$

$$\begin{aligned}
P_{6:00 (1)} &= 33,5 \cdot (55,12/4000)^2 + 5,3 = 5,31 \text{ кВт}; \\
P_{7:00 (1)} &= 33,5 \cdot (64,66/4000)^2 + 5,3 = 5,31 \text{ кВт}; \\
P_{8:00 (1)} &= 33,5 \cdot (97,65/4000)^2 + 5,3 = 5,32 \text{ кВт}; \\
P_{9:00 (1)} &= 33,5 \cdot (90,48/4000)^2 + 5,3 = 5,32 \text{ кВт}; \\
P_{10:00 (1)} &= 33,5 \cdot (100,94/4000)^2 + 5,3 = 5,32 \text{ кВт}; \\
P_{11:00 (1)} &= 33,5 \cdot (102,96/4000)^2 + 5,3 = 5,32 \text{ кВт}; \\
P_{12:00 (1)} &= 33,5 \cdot (67,2/4000)^2 + 5,3 = 5,31 \text{ кВт}; \\
P_{13:00 (1)} &= 33,5 \cdot (105,04/4000)^2 + 5,3 = 5,32 \text{ кВт}; \\
P_{14:00 (1)} &= 33,5 \cdot (64,48/4000)^2 + 5,3 = 5,31 \text{ кВт}; \\
P_{15:00 (1)} &= 33,5 \cdot (105,04/4000)^2 + 5,3 = 5,32 \text{ кВт}; \\
P_{16:00 (1)} &= 33,5 \cdot (106,05/4000)^2 + 5,3 = 5,32 \text{ кВт}; \\
P_{17:00 (1)} &= 33,5 \cdot (50,4/4000)^2 + 5,3 = 5,31 \text{ кВт}; \\
P_{18:00 (1)} &= 33,5 \cdot (63,6/4000)^2 + 5,3 = 5,31 \text{ кВт}; \\
P_{19:00 (1)} &= 33,5 \cdot (58,3/4000)^2 + 5,3 = 5,31 \text{ кВт}; \\
P_{20:00 (1)} &= 33,5 \cdot (65,72/4000)^2 + 5,3 = 5,31 \text{ кВт}; \\
P_{21:00 (1)} &= 33,5 \cdot (71,02/4000)^2 + 5,3 = 5,31 \text{ кВт}; \\
P_{22:00 (1)} &= 33,5 \cdot (89,04/4000)^2 + 5,3 = 5,32 \text{ кВт}; \\
P_{23:00 (1)} &= 33,5 \cdot (89,04/4000)^2 + 5,3 = 5,32 \text{ кВт}; \\
P_{24:00 (1)} &= 33,5 \cdot (63,6/4000)^2 + 5,3 = 5,31 \text{ кВт}.
\end{aligned}$$

Знаходимо втрати активної енергії у ТМН-6300/35 за формулою:

$$P_{i(2)} = P_{\kappa(2)} \cdot (S_{i(2)} / S_{\text{ном}(2)})^2 + P_{\text{хх}(2)}, \quad (2.12)$$

де $P_{i(2)}$ – втрати активної енергії у Тр. №2 за i -ту годину доби, кВт;

$P_{\kappa(2)}$ – втрати при короткому замиканні у Тр. №2, кВт;

$S_{\text{ном}(2)}$ – номінальна повна потужність Тр. №2, кВ·А;

$P_{\text{хх}(2)}$ – втрати на холостий хід у Тр. №2, кВт.

$$\begin{aligned}
P_{1:00 (2)} &= 33,5 \cdot (156/4000)^2 + 5,3 = 5,35 \text{ кВт}; \\
P_{2:00 (2)} &= 33,5 \cdot (156/4000)^2 + 5,3 = 5,35 \text{ кВт};
\end{aligned}$$

$$P_{3:00(2)} = 33,5 \cdot (124,8/4000)^2 + 5,3 = 5,33 \text{ кВт};$$

$$P_{4:00(2)} = 33,5 \cdot (156/4000)^2 + 5,3 = 5,35 \text{ кВт};$$

$$P_{5:00(2)} = 33,5 \cdot (126/4000)^2 + 5,3 = 5,33 \text{ кВт};$$

$$P_{6:00(2)} = 33,5 \cdot (136,5/4000)^2 + 5,3 = 5,34 \text{ кВт};$$

$$P_{7:00(2)} = 33,5 \cdot (136,5/4000)^2 + 5,3 = 5,34 \text{ кВт};$$

$$P_{8:00(2)} = 33,5 \cdot (168/4000)^2 + 5,3 = 5,36 \text{ кВт};$$

$$P_{9:00(2)} = 33,5 \cdot (218,4/4000)^2 + 5,3 = 5,4 \text{ кВт};$$

$$P_{10:00(2)} = 33,5 \cdot (234,6/4000)^2 + 5,3 = 5,42 \text{ кВт};$$

$$P_{11:00(2)} = 33,5 \cdot (236,9/4000)^2 + 5,3 = 5,42 \text{ кВт};$$

$$P_{12:00(2)} = 33,5 \cdot (249,6/4000)^2 + 5,3 = 5,43 \text{ кВт};$$

$$P_{13:00(2)} = 33,5 \cdot (214,2/4000)^2 + 5,3 = 5,40 \text{ кВт};$$

$$P_{14:00(2)} = 33,5 \cdot (226,6/4000)^2 + 5,3 = 5,41 \text{ кВт};$$

$$P_{15:00(2)} = 33,5 \cdot (239,2/4000)^2 + 5,3 = 5,42 \text{ кВт};$$

$$P_{16:00(2)} = 33,5 \cdot (216,3/4000)^2 + 5,3 = 5,4 \text{ кВт};$$

$$P_{17:00(2)} = 33,5 \cdot (218,4/4000)^2 + 5,3 = 5,4 \text{ кВт};$$

$$P_{18:00(2)} = 33,5 \cdot (210/4000)^2 + 5,3 = 5,39 \text{ кВт};$$

$$P_{19:00(2)} = 33,5 \cdot (210/4000)^2 + 5,3 = 5,39 \text{ кВт};$$

$$P_{20:00(2)} = 33,5 \cdot (210/4000)^2 + 5,3 = 5,39 \text{ кВт};$$

$$P_{21:00(2)} = 33,5 \cdot (231/4000)^2 + 5,3 = 5,41 \text{ кВт};$$

$$P_{22:00(2)} = 33,5 \cdot (228,8/4000)^2 + 5,3 = 5,41 \text{ кВт};$$

$$P_{23:00(2)} = 33,5 \cdot (176,8/4000)^2 + 5,3 = 5,37 \text{ кВт};$$

$$P_{24:00(2)} = 33,5 \cdot (156/4000)^2 + 5,3 = 5,35 \text{ кВт}.$$

Розрахуємо енергію, що втрачається в Тр. №1 і Тр. №2 за рік:

$$\Delta W_{mp(1+2)} = T \cdot \sum_0^{24} (P_{i(1)} \cdot t_0 + P_{i(2)} \cdot t_0), \quad (2.13)$$

де t_0 – час роботи з $P_{i(1)}$ втратами (t_0 приймаємо рівним 1 год., так як свідчення лічильників знімаються кожну годину);

T – кількість днів у році.

$$\Delta W_{mp(1+2)}=365 \cdot (5,31+5,3+5,3+5,3+5,3+5,31+5,31+5,32+5,32+5,32+5,32+5,31+5,32+5,31+5,32+5,32+5,31+5,31+5,31+5,31+5,31+5,32+5,32+5,31+5,35+5,35+5,33+5,35+5,33+5,34+5,34+5,36+5,4+5,42+5,42+5,43+5,4+5,41+5,42+5,4+5,4+5,39+5,39+5,39+5,41+5,41+5,37+5,35)=93673,2 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$$

Для визначення втрат потужності при роботі на одному трансформаторі знаходимо сумарну повну потужність, що проходить через підстанцію за формулою:

$$S_{i(1+2)}=S_{i(1)}+S_{i(2)}, \quad (2.14)$$

$$S_{1:00(1+2)}=50,88+156=206,88 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{2:00(1+2)}=40,28+156=196,28 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{3:00(1+2)}=40,28+124,8=165,08 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{4:00(1+2)}=34,98+156=190,98 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{5:00(1+2)}=41,34+126=167,34 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{6:00(1+2)}=55,12+136,5=191,62 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{7:00(1+2)}=64,66+136,5=201,16 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{8:00(1+2)}=97,65+168=265,65 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{9:00(1+2)}=90,48+218,4=308,88 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{10:00(1+2)}=100,94+234,6=335,54 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{11:00(1+2)}=102,96+236,9=339,86 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{12:00(1+2)}=67,2+249,6=316,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{13:00(1+2)}=105,04+214,2=319,24 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{14:00(1+2)}=64,48+228,6=291,08 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{15:00(1+2)}=105,04+239,2=344,24 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{16:00(1+2)}=106,05+216,3=322,25 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{17:00(1+2)}=50,04+218,4=268,8 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{18:00(1+2)}=63,6+210=273,6 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{19:00(1+2)}=58,3+210=268,3 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{20:00(1+2)}=65,72+210=275,72 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{21:00(I+2)}=71,02+231=302,02 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{22:00(I+2)}=89,04+228,8=317,84 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{23:00(I+2)}=89,04+176,8=265,84 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{24:00(I+2)}=63,6+156=219,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Знайдемо втрати активної енергії при роботі одного трансформатора.

$$P_{i(\Sigma 2)}=P_{\kappa(2)} \cdot (S_{i(I+2)} / S_{\text{НОМ}(2)})^2 + P_{xx(2)}, \quad (2.15)$$

$$P_{1:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (206,88/4000)^2 + 5,3=5,39 \text{ кВт};$$

$$P_{2:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (196,28/4000)^2 + 5,3=5,38 \text{ кВт};$$

$$P_{3:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (165,08/4000)^2 + 5,3=5,36 \text{ кВт};$$

$$P_{4:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (190,98/4000)^2 + 5,3=5,38 \text{ кВт};$$

$$P_{5:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (167,34/4000)^2 + 5,3=5,36 \text{ кВт};$$

$$P_{6:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (191,62/4000)^2 + 5,3=5,38 \text{ кВт};$$

$$P_{7:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (201,16/4000)^2 + 5,3=5,38 \text{ кВт};$$

$$P_{8:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (265,65/4000)^2 + 5,3=5,45 \text{ кВт};$$

$$P_{9:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (308,88/4000)^2 + 5,3=5,5 \text{ кВт};$$

$$P_{10:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (335,54/4000)^2 + 5,3=5,54 \text{ кВт};$$

$$P_{11:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (339,86/4000)^2 + 5,3=5,54 \text{ кВт};$$

$$P_{12:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (316,8/4000)^2 + 5,3=5,51 \text{ кВт};$$

$$P_{13:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (319,24/4000)^2 + 5,3=5,51 \text{ кВт};$$

$$P_{14:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (291,08/4000)^2 + 5,3=5,48 \text{ кВт};$$

$$P_{15:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (344,24/4000)^2 + 5,3=5,55 \text{ кВт};$$

$$P_{16:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (322,25/4000)^2 + 5,3=5,52 \text{ кВт};$$

$$P_{17:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (268,8/4000)^2 + 5,3=5,45 \text{ кВт};$$

$$P_{18:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (273,6/4000)^2 + 5,3=5,46 \text{ кВт};$$

$$P_{19:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (268,3/4000)^2 + 5,3=5,45 \text{ кВт};$$

$$P_{20:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (275,72/4000)^2 + 5,3=5,46 \text{ кВт};$$

$$P_{21:00(\Sigma 2)}=33,5 \cdot (302,02/4000)^2 + 5,3=5,49 \text{ кВт};$$

$$P_{22:00(\Sigma 2)} = 33,5 \cdot (317,84/4000)^2 + 5,3 = 5,51 \text{ кВт};$$

$$P_{23:00(\Sigma 2)} = 33,5 \cdot (265,84/4000)^2 + 5,3 = 5,45 \text{ кВт};$$

$$P_{24:00(\Sigma 2)} = 33,5 \cdot (219,6/4000)^2 + 5,3 = 5,4 \text{ кВт}.$$

Розрахуємо енергію, що втрачається при роботі тільки одного Тр. №2 за формулою:

$$\Delta W_{mp(\Sigma 1)} = T \cdot \sum_0^{24} P_{i(\Sigma 2)} \cdot t_0, \quad (2.16)$$

де t_0 – час роботи з $P_{i(\Sigma 1)}$ втратами (t_0 приймаємо рівним 1 год., так як свідчення лічильників знімаються кожну годину);

T – кількість днів у році.

$$\begin{aligned} \Delta W_{mp(\Sigma 1)} = & 365 \cdot (5,39 + 5,38 + 5,36 + 5,38 + 5,36 + 5,38 + 5,38 + 5,45 + 5,5 + 5,54 + 5,54 \\ & + 5,51 + 5,51 + 5,51 + 5,48 + 5,55 + 5,52 + 5,45 + 5,46 + 5,45 + 5,46 + 5,49 + 5,51 + 5,45 \\ & + 5,4) = 47773 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} \end{aligned}$$

Подібно до вище розглянутих підстанцій, обидва трансформатори підстанції «Леванівська» мають низький коефіцієнт завантажень. «Леванівська» не має споживачів електроенергії I категорії. Посилаючись на це, за допомогою секційного перемикача на шинах 10кВ можливо перевести все навантаження на один трансформатор, меншої потужності (коефіцієнт завантаження становитиме не більше 0,3). Для визначення ефекту від впровадження заходу, знайдемо добову втрату потужності в кожному трансформаторі за нормальним режимом і за запропонованим з одним трансформатором в роботі. Втрати трансформаторів представлені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Паспортні дані трансформатора

Показники	Тип трансформатора
	ТМН-6300/35
Втрати ХХ, кВт	8
Втрати КЗ(P_K), кВт	46,5
$S_{ном}$, кВ·А	6300

Знаходимо втрати активної енергії у ТМН-6300/35 за формулою:

$$P_{i(1)} = P_{\kappa(1)} \cdot (S_{i(1)} / S_{ном(1)})^2 + P_{xx(1)}, \quad (2.17)$$

де $P_{i(1)}$ – втрати активної енергії у Тр. №1 за i -ту годину доби, кВт;

$P_{\kappa(1)}$ – втрати при короткому замиканні у Тр. №1, кВт;

$S_{ном(1)}$ – номінальна повна потужність Тр. №1, кВ·А;

$P_{xx(1)}$ – втрати на холостий хід у Тр. №1, кВт.

$$P_{1:00(1)} = 46,5 \cdot (288,9/4000)^2 + 8 = 8,10 \text{ кВт};$$

$$P_{2:00(1)} = 46,5 \cdot (256,8/4000)^2 + 8 = 8,08 \text{ кВт};$$

$$P_{3:00(1)} = 46,5 \cdot (286,2/4000)^2 + 8 = 8,10 \text{ кВт};$$

$$P_{4:00(1)} = 46,5 \cdot (296,8/4000)^2 + 8 = 8,10 \text{ кВт};$$

$$P_{5:00(1)} = 46,5 \cdot (296,8/4000)^2 + 8 = 8,10 \text{ кВт};$$

$$P_{6:00(1)} = 46,5 \cdot (339,2/4000)^2 + 8 = 8,13 \text{ кВт};$$

$$P_{7:00(1)} = 46,5 \cdot (424/4000)^2 + 8 = 8,21 \text{ кВт};$$

$$P_{8:00(1)} = 46,5 \cdot (487,6/4000)^2 + 8 = 8,28 \text{ кВт};$$

$$P_{9:00(1)} = 46,5 \cdot (679,8/4000)^2 + 8 = 8,54 \text{ кВт};$$

$$P_{10:00(1)} = 46,5 \cdot (634,4/4000)^2 + 8 = 8,47 \text{ кВт};$$

$$P_{11:00(1)} = 46,5 \cdot (619,5/4000)^2 + 8 = 8,45 \text{ кВт};$$

$$P_{12:00(1)} = 46,5 \cdot (494,4/4000)^2 + 8 = 8,29 \text{ кВт};$$

$$P_{13:00(1)} = 46,5 \cdot (509,6/4000)^2 + 8 = 8,30 \text{ кВт};$$

$$P_{14:00(1)} = 46,5 \cdot (603,2/4000)^2 + 8 = 8,43 \text{ кВт};$$

$$P_{15:00(1)} = 46,5 \cdot (572/4000)^2 + 8 = 8,38 \text{ кВт};$$

$$P_{16:00(1)} = 46,5 \cdot (430,5/4000)^2 + 8 = 8,22 \text{ кВт};$$

$$P_{17:00(1)} = 46,5 \cdot (483/4000)^2 + 8 = 8,27 \text{ кВт};$$

$$P_{18:00(1)} = 46,5 \cdot (519,4/4000)^2 + 8 = 8,32 \text{ кВт};$$

$$P_{19:00(1)} = 46,5 \cdot (551,2/4000)^2 + 8 = 8,36 \text{ кВт};$$

$$P_{20:00(1)} = 46,5 \cdot (434,6/4000)^2 + 8 = 8,22 \text{ кВт};$$

$$P_{21:00(1)} = 46,5 \cdot (413,4/4000)^2 + 8 = 8,20 \text{ кВт};$$

$$P_{22:00(1)}=46,5 \cdot (477/4000)^2+8=8,27 \text{ кВт};$$

$$P_{23:00(1)}=46,5 \cdot (445,2/4000)^2+8=8,23 \text{ кВт};$$

$$P_{24:00(1)}=46,5 \cdot (371/4000)^2+8=8,16 \text{ кВт}.$$

Знаходимо втрати активної енергії у ТМН-6300/35 за формулою:

$$P_{i(2)}=P_{к(2)} \cdot (S_{i(2)}/S_{ном(2)})^2+P_{хх(2)}, \quad (2.18)$$

де $P_{i(2)}$ – втрати активної енергії у Тр. №2 за i -ту годину доби, кВт;

$P_{к(2)}$ – втрати при короткому замиканні у Тр. №2, кВт;

$S_{ном(2)}$ – номінальна повна потужність Тр. №2, кВ·А;

$P_{хх(2)}$ – втрати на холостий хід у Тр. №2, кВт.

$$P_{1:00(2)}=46,5 \cdot (168,2/4000)^2+8=8,03 \text{ кВт};$$

$$P_{2:00(2)}=46,5 \cdot (196,9/4000)^2+8=8,05 \text{ кВт};$$

$$P_{3:00(2)}=46,5 \cdot (164,2/4000)^2+8=8,03 \text{ кВт};$$

$$P_{4:00(2)}=46,5 \cdot (150,9/4000)^2+8=8,03 \text{ кВт};$$

$$P_{5:00(2)}=46,5 \cdot (154,4/4000)^2+8=8,03 \text{ кВт};$$

$$P_{6:00(2)}=46,5 \cdot (201,8/4000)^2+8=8,05 \text{ кВт};$$

$$P_{7:00(2)}=46,5 \cdot (238,1/4000)^2+8=8,07 \text{ кВт};$$

$$P_{8:00(2)}=46,5 \cdot (355,2/4000)^2+8=8,15 \text{ кВт};$$

$$P_{9:00(2)}=46,5 \cdot (525,9/4000)^2+8=8,32 \text{ кВт};$$

$$P_{10:00(2)}=46,5 \cdot (511,6/4000)^2+8=8,31 \text{ кВт};$$

$$P_{11:00(2)}=46,5 \cdot (588,7/4000)^2+8=8,41 \text{ кВт};$$

$$P_{12:00(2)}=46,5 \cdot (448/4000)^2+8=8,23 \text{ кВт};$$

$$P_{13:00(2)}=46,5 \cdot (498,1/4000)^2+8=8,29 \text{ кВт};$$

$$P_{14:00(2)}=46,5 \cdot (544,2/4000)^2+8=8,35 \text{ кВт};$$

$$P_{15:00(2)}=46,5 \cdot (529,3/4000)^2+8=8,33 \text{ кВт};$$

$$P_{16:00(2)}=46,5 \cdot (333,2/4000)^2+8=8,13 \text{ кВт};$$

$$P_{17:00(2)}=46,5 \cdot (268,9/4000)^2+8=8,08 \text{ кВт};$$

$$P_{18:00(2)}=46,5 \cdot (189,8/4000)^2+8=8,04 \text{ кВт};$$

$$P_{19:00(2)}=46,5 \cdot (213,2/4000)^2+8=8,05 \text{ кВт};$$

$$P_{20:00(2)}=46,5 \cdot (186,1/4000)^2+8=8,04 \text{ кВт};$$

$$P_{21:00(2)}=46,5 \cdot (191,6/4000)^2+8=8,04 \text{ кВт};$$

$$P_{22:00(2)}=46,5 \cdot (137,7/4000)^2+8=8,02 \text{ кВт};$$

$$P_{23:00(2)}=46,5 \cdot (137,8/4000)^2+8=8,02 \text{ кВт};$$

$$P_{24:00(2)}=46,5 \cdot (112,3/4000)^2+8=8,01 \text{ кВт}.$$

Розрахуємо енергію, що втрачається в Тр. №1 і Тр. №2 за рік:

$$\Delta W_{mp(1+2)}=T \cdot \sum_0^{24} (P_{i(1)} \cdot t_0 + P_{i(2)} \cdot t_0), \quad (2.19)$$

де t_0 – час роботи з $P_{i(1)}$ втратами (t_0 приймаємо рівним 1 год., так як свідчення лічильників знімаються кожну годину);

T – кількість днів у році.

$$\begin{aligned} \Delta W_{mp(1+2)} &= 365 \cdot (8,10+8,08+8,10+8,10+8,10+8,13+8,21+8,28+8,54+8,47+ \\ &+ 8,45+8,29+8,30+8,43+8,38+8,22+8,27+8,32+8,36+8,22+8,20+8,27+8,23+ \\ &+ 8,16+8,03+8,05+8,03+8,03+8,03+8,05+8,07+8,15+8,32+8,31+8,41+8,23+ \\ &+ 8,29+8,35+8,33+8,13+8,08+8,04+8,05+8,04+8,04+8,02+8,02+8,01) \\ &= 143562,9 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} \end{aligned}$$

Для визначення втрат потужності при роботі на одному трансформаторі знаходимо сумарну повну потужність, що проходить через підстанцію.

$$S_{i(1+2)}=S_{i(1)}+S_{i(2)}, \quad (2.20)$$

$$S_{1:00(1+2)}=288,9+168,2=457,1 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{2:00(1+2)}=256,8+196,9=453,7 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{3:00(1+2)}=286,2+164,2=450,4 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{4:00(1+2)}=296,8+150,9=447,7 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{5:00(1+2)}=296,8+154,4=451,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{6:00(1+2)}=339,2+201,8=541 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{7:00(1+2)}=424+238,1=662,1 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{8:00(1+2)}=487,6+355,2=842,8 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{9:00(1+2)}=679,8+525,9=1205,7 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{10:00(l+2)}=634,4+511,6=1146 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{11:00(l+2)}=619,5+588,7=1208,2 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{12:00(l+2)}=494,4+445,3=939,7 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{13:00(l+2)}=509,6+498,1=1007,7 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{14:00(l+2)}=603,2+544,2=1147,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{15:00(l+2)}=572+529,3=1101,3 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{16:00(l+2)}=403,5+333,2=763,7 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{17:00(l+2)}=483+268,9=751,9 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{18:00(l+2)}=519,4+189,8=709,2 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{19:00(l+2)}=551,2+213,2=764,4 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{20:00(l+2)}=434,6+186,1=620,7 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{21:00(l+2)}=413,4+191,6=605 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{22:00(l+2)}=477+137,7=614,7 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{23:00(l+2)}=445,2+137,8=583 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{24:00(l+2)}=371+112,3=483,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Знайдемо втрати активної енергії при роботі одного трансформатора.

$$P_{i(\Sigma 2)}=P_{\kappa(2)}\cdot(S_{i(l+2)}/S_{ном(2)})^2+P_{xx(2)}, \quad (2.21)$$

$$P_{1:00(\Sigma 2)}=46,5\cdot(457,1/4000)^2+8=8,24 \text{ кВт};$$

$$P_{2:00(\Sigma 2)}=46,5\cdot(453,7/4000)^2+8=8,24 \text{ кВт};$$

$$P_{3:00(\Sigma 2)}=46,5\cdot(450,4/4000)^2+8=8,24 \text{ кВт};$$

$$P_{4:00(\Sigma 2)}=46,5\cdot(447,7/4000)^2+8=8,23 \text{ кВт};$$

$$P_{5:00(\Sigma 2)}=46,5\cdot(451,2/4000)^2+8=8,24 \text{ кВт};$$

$$P_{6:00(\Sigma 2)}=46,5\cdot(541/4000)^2+8=8,34 \text{ кВт};$$

$$P_{7:00(\Sigma 2)}=46,5\cdot(662,1/4000)^2+8=8,51 \text{ кВт};$$

$$P_{8:00(\Sigma 2)}=46,5\cdot(842,8/4000)^2+8=8,83 \text{ кВт};$$

$$P_{9:00(\Sigma 2)}=46,5\cdot(1205,7/4000)^2+8=9,70 \text{ кВт};$$

$$P_{10:00(\Sigma 2)}=46,5\cdot(1146/4000)^2+8=9,54 \text{ кВт};$$

$$\begin{aligned}
P_{11:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (1208,2/4000)^2 + 8 = 9,71 \text{ кВт}; \\
P_{12:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (939,7/4000)^2 + 8 = 9,03 \text{ кВт}; \\
P_{13:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (1007,7/4000)^2 + 8 = 9,19 \text{ кВт}; \\
P_{14:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (147,4/4000)^2 + 8 = 9,54 \text{ кВт}; \\
P_{15:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (1101,3/4000)^2 + 8 = 9,42 \text{ кВт}; \\
P_{16:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (763,7/4000)^2 + 8 = 8,68 \text{ кВт}; \\
P_{17:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (751,9/4000)^2 + 8 = 8,66 \text{ кВт}; \\
P_{18:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (709,2/4000)^2 + 8 = 8,68 \text{ кВт}; \\
P_{19:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (764,4/4000)^2 + 8 = 8,45 \text{ кВт}; \\
P_{20:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (620,7/4000)^2 + 8 = 8,43 \text{ кВт}; \\
P_{21:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (605/4000)^2 + 8 = 8,44 \text{ кВт}; \\
P_{22:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (614,7/4000)^2 + 8 = 8,40 \text{ кВт}; \\
P_{23:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (583/4000)^2 + 8 = 8,27 \text{ кВт}; \\
P_{24:00}(\Sigma_2) &= 46,5 \cdot (483,3/4000)^2 + 8 = 8,27 \text{ кВт}.
\end{aligned}$$

Розрахуємо енергію, що втрачається при роботі тільки одного Тр. №2:

$$\Delta W_{mp(\Sigma_1)} = T \cdot \sum_0^{24} P_i(\Sigma_2) \cdot t_0, \quad (2.22)$$

де t_0 – час роботи з $P_i(\Sigma_1)$ втратами (t_0 приймаємо рівним 1 год., так як свідчення лічильників знімаються кожну годину);

T – кількість днів у році.

$$\begin{aligned}
\Delta W_{тр(\Sigma_1)} &= 365 \cdot (8,24 + 8,24 + 8,24 + 8,23 + 8,24 + 8,34 + 8,51 + 8,83 + 9,70 + 9,54 + \\
&+ 9,71 + 9,03 + 9,19 + 9,54 + 9,42 + 8,68 + 8,66 + 8,59 + 8,68 + 8,45 + 8,43 + 8,44 + 8,40 + \\
&8,27) = 76518,58 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}
\end{aligned}$$

Використавши засіб з виведення у резерв одного трансформатору на недовантажених підстанціях, можливо отримати значне зниження втрат у трансформаторах, що представлено на рисунку 2.5.

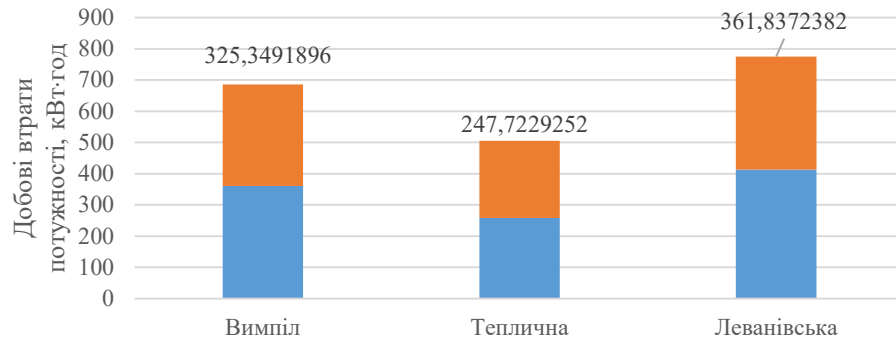


Рисунок 2.5 - Добове зниження втрат на підстанціях

2.2 Підвищення ефективності розподілу електроенергії

Дані для підстанції «Зеніт» та «ЛТП» наведені у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4. Параметри підстанцій «Зеніт» та «ЛТП»

Час, год	Підстанція «Зеніт»			Підстанція «ЛТП»		
	Напруга $U, \text{кВ}$	Струм $I, \text{А}$	Повна потужність $S, \text{кВ}\cdot\text{А}$	Напруга $U, \text{кВ}$	Активна потужність $P, \text{кВт}$	Повна потужність $S, \text{кВ}\cdot\text{А}$
1	2	3	4	5	6	7
1	10,5	18	189	10,5	67	98
2	10,5	16	168	10,5	60	98
3	10,5	15	169	10,5	56	96
4	10,5	14	164	10,5	52	99
5	10,5	16	168	10,5	60	100
6	10,5	17	178,5	10,5	63	112
7	10,5	29	304,5	10,5	108	135
8	10,4	34	353,6	10,4	127	158
9	10,3	49	420	10,3	182	200
10	10,3	52	430	10,3	194	220

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7
11	10,4	45	440	10,4	167	209
12	10,3	35	360,5	10,3	130	163
13	10,3	36	370,8	10,3	134	167
14	10,2	35	357	10,2	130	163
15	10,4	39	405,6	10,4	145	181
16	10,3	26	267,8	10,3	97	121
17	10,3	33	339,9	10,3	123	154
18	10,2	25	255	10,2	93	116
19	10,3	26	267,8	10,3	97	121
20	10,4	18	187,2	10,4	67	121
21	10,4	30	312	10,4	112	140
22	10,4	23	239,2	10,4	86	107
23	10,4	15	175	10,4	56	108
24	10,5	15	169	10,5	56	106

Аналогічно підрахуємо значення повної потужності для підстанцій «МКК» та «ЯКК» і занесемо у таблицю 2.5.

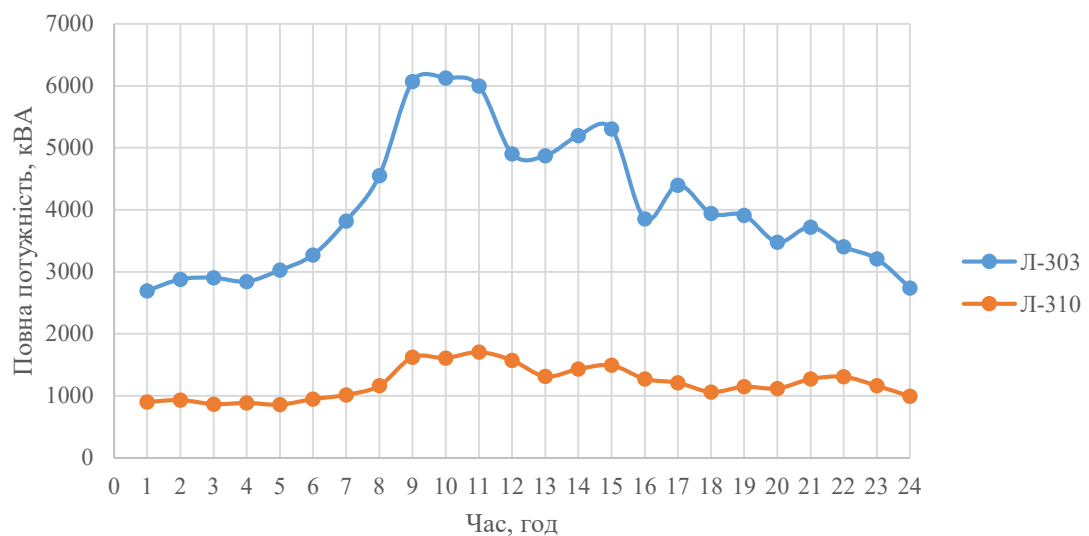


Рисунок 2.6 - Добове навантаження ліній Л-303 та Л-310

Таблиця 2.5 Параметри п/ст «ЯКК» та «МКК»

Час, год	Підстанція «ЯКК»			Підстанція «МКК»	
	Напруга U ,кВ	Активна потужність P , кВт	Повна потужність S , кВ·А	Напруга U ,кВ	Повна потужність S , кВА
1	6,3	360	450	6,3	1346
2	6,3	446	558	6,3	1411
3	6,3	557	696	6,3	1330
4	6,3	547	684	6,3	1300
5	6,3	562	703	6,3	1450
6	6,3	542	678	6,3	1500
7	6,3	571	714	6,3	1794
8	6,3	446	558	6,3	2103
9	6,2	461	576	6,2	2981
10	6,1	504	630	6,1	3002
11	6,2	461	576	6,2	2784
12	6,2	456	570	6,2	2165
13	6,2	326	408	6,2	2227
14	6,2	514	643	6,2	2165
15	6,2	470	588	6,2	2413
16	6,2	528	660	6,2	1608
17	6,2	691	864	6,2	2042
18	6,2	830	1038	6,2	1547
19	6,2	749	936	6,2	1608
20	6,2	701	876	6,2	1451
21	6,2	562	703	6,2	1856
22	6,2	696	870	6,2	1423
23	6,2	643	804	6,2	1322
24	6,2	418	523	6,2	1321

Згідно схеми групи підстанцій підрахуємо кількість енергії, що проходить крізь Л-310 та Л-303 за кожен годину та занесемо у таблицю 2.6 і побудуємо графік (рисунок 2.6).

Таблиця 2.6 Навантаження ліній Л-303 та Л-310

Час, год	Параметри ліній			
	Л-303		Л-310	
	Повна потужність S , кВ·А	Струм, A	Повна потужність S , кВ·А	Струм, A
1	2	3	4	5
1	2695,8	77,0	903,8	25,8
2	2879,3	82,3	932,5	26,6
3	2904,0	83,0	868,6	24,8
4	2844,5	81,3	886,5	25,3
5	3027,3	86,5	860,0	24,6
6	3272,6	93,5	949,4	27,1
7	3820,6	109,2	1017,2	29,1
8	4554,8	130,1	1165,8	33,3
9	6073,4	173,5	1624,7	46,4
10	6129,0	175,1	1612,4	46,1
11	6000,3	171,4	1706,0	48,7
12	4905,1	140,1	1575,3	45,0
13	4871,7	139,2	1313,7	37,5
14	5197,8	148,5	1434,2	41,0
15	5306,7	151,6	1493,9	42,7
16	3856,6	110,2	1274,9	36,4
17	4399,9	125,7	1212,7	34,6
18	3943,8	112,7	1063,2	30,4
19	3912,6	111,8	1148,6	32,8
20	3478,7	99,4	1121,5	32,0

Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5
21	3724,0	106,4	1272,0	36,3
22	3405,5	97,3	1308,9	37,4
23	3208,5	91,7	33,3	1164,0
24	2741,9	78,3	28,4	993,7

Проаналізувавши графік навантажень виявилось, що навантаження ліній досить нерівномірне, тому запропоновано частину споживачів з Л-303 перевести на Л-310. Розрахуємо кількість енергії, що проходить крізь підстанції за добу(таблиця 2.7).

Таблиця 2.7 Добове навантаження ліній

Підстанція	Повна потужність S , кВ·А	
	Л-303	Л-310
Вимпiл	7404,8	17223,5
Теплична	1718,1	4636,6
Зенит	6691,4	0
Леванiвська	10914,5	7043,4
ЛТП	3293,55	0
ЯКК	16301,25	0
МКК	44150,69	0
Загалом	90474,29	28903,77
Збалансоване навантаження	59689,03	59689,03

Для збалансованого розподілу електроенергії необхідно передавати потужність близько 60кВ·А як за однією лінією так і за іншою, тому запропоновано залишити тільки підстанції ЯКК, МКК та ЛТП на лінії Л-303 (адже вони не мають можливості отримувати живлення від Л-310), а усі інші перевести на Л-310. Це дасть змогу вирівняти навантаження та зменшити загальні втрати у двох лініях(таблиця 2.8 і рисунок 2.7).

Таблиця 2.8 Оптимізоване навантаження ліній Л-303 та Л-310

Час, год	Параметри ліній			
	Л-303		Л-310	
	Повна потужність S, кВ·А	Струм, А	Повна потужність S, кВ·А	Струм, А
1	1893,8	54,1	1579,8	45,1
2	2066,3	59,0	1544,8	44,1
3	2122,8	60,7	1511,3	43,2
4	2082,9	59,5	1529,5	43,7
5	2252,9	64,4	1513,3	43,2
6	2289,2	65,4	1733,4	49,5
7	2642,8	75,5	2053,6	58,7
8	2819,1	80,5	2583,5	73,8
9	3757,3	107,4	3356,8	95,9
10	3852,7	110,1	3341,9	95,5
11	3569,5	102,0	3463,7	99,0
12	2898,1	82,8	3092,6	88,4
13	2802,1	80,1	2803,1	80,1
14	2970,6	84,9	2969,2	84,8
15	3181,7	90,9	3023,8	86,4
16	2389,5	68,3	2373,7	67,8
17	3058,8	87,4	2380,4	68,0
18	2700,4	77,2	2195,6	62,7
19	2665,7	76,2	2256,3	64,5
20	2447,4	69,9	1988,2	56,8
21	2698,0	77,1	2247,7	64,2
22	2399,9	68,6	2293,4	65,5
23	2234,5	63,8	2052,5	58,6
24	1949,7	55,7	1744,5	49,8

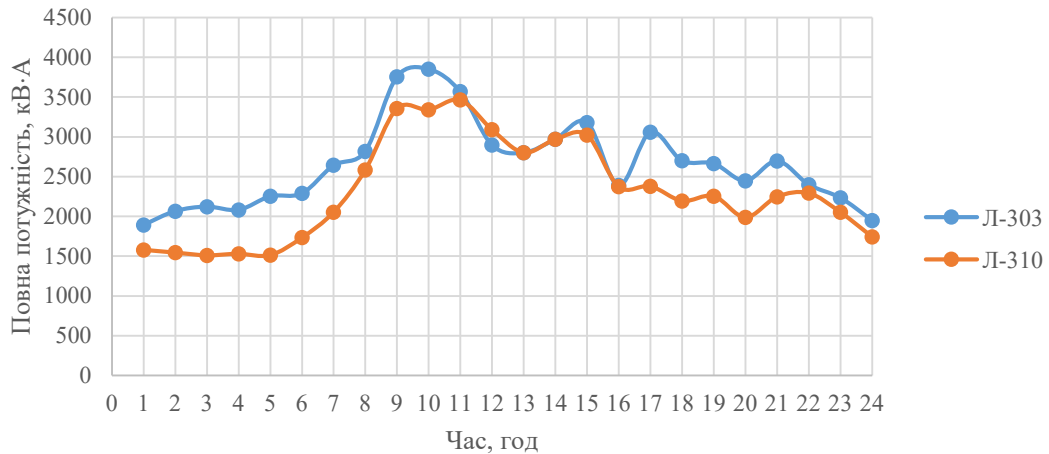


Рисунок 2.7 - Оптимізоване навантаження ліній

Довжина ліній Л-303 та Л-310 складає 5км, що виконані з алюмінієвих проводів з опором 0,27 Ом/км. Використовуючи ці дані розрахуємо втрати в лініях за формулою 22.

$$\Delta P = I^2 \cdot \rho \cdot l, \quad (2.23)$$

де I^2 - струм, що проходить в лінії;

ρ – питомий опір провідника;

l – довжина провідника.

Загальні втрати потужності у двох лініях складають 504 кВт·год за добу. Впровадивши запропонований ЕЗЗ втрати зменшаться і становитимуть 346,5 кВт·год за добу. Для підрахунку економічного ефекту використаємо формулу 2.24. Тариф на електроенергію для промислових підприємств – 1,9699 грн/кВт·год.

$$E = (P_{до} - P_{після}) \cdot T, \quad (2.24)$$

де $P_{до}$ – добові втрати потужності до впровадження ЕЗЗ;

$P_{після}$ – добові втрати потужності після впровадження ЕЗЗ;

T – тариф на електроенергію.

$$E = (504 - 346,5) \cdot 1,9699 = 309,6 \text{ грн.}$$

Таблиця 2.9 Втрати потужності в лініях до і після ЕЗЗ

Втрати потужності в лініях, кВт			Втрати потужності в лініях, після оптимізації, кВт		
Л-303	Л-310	Сумарні	Л-303	Л-310	Сумарні
8008,7	900,2	8909	3952,4	2750,3	6703
9136,6	958,3	10095	4705,3	2629,9	7335
9293,8	831,5	10125	4965,9	2517,2	7483
8916,8	866,1	9783	4780,9	2578,1	7359
10099,9	815,0	10915	5593,5	2523,8	8117
11803,1	993,3	12796	5775,2	3311,3	9087
16086,1	1140,3	17226	7696,8	4647,5	12344
22863,4	1497,9	24361	8758,2	7355,5	16114
40650,0	2909,1	43559	15557,4	12418,0	27975
41397,4	2865,2	44263	16357,9	12308,3	28666
39677,5	3207,5	42885	14041,7	13221,2	27263
26514,8	2734,8	29250	9256,1	10540,2	19796
26155,2	1901,9	28057	8653,1	8659,4	17312
29773,7	2266,9	32041	9725,0	9715,8	19441
31035,2	2459,4	33495	11156,0	10076,4	21232
16390,9	1791,3	18182	6292,1	6209,3	12501
21334,7	1620,6	22955	10311,1	6244,3	16555
17141,0	1245,9	18387	8036,5	5312,8	13349
16870,6	1453,9	18324	7831,1	5610,3	13441
13336,2	1386,0	14722	6600,7	4356,3	10957
15283,3	1783,2	17067	8022,1	5567,5	13590
12781,0	1888,1	14669	6347,2	5796,2	12143
11344,9	1493,2	12838	5502,2	4642,5	10145
8285,0	1088,3	9373	4189,2	3354,0	7543

Техніко-економічні розрахунки в енергетиці базуються на використанні формули повних зведених витрат. Вибір варіантів електроустановки, варіантів її схем, типів електрообладнання, перерізів провідників, напруги електричних мереж, номінальних параметрів проводиться за допомогою мінімізації значень зведених витрат (з урахуванням можливих в конкретних умовах технічних та техніко-економічних обмежень), грн/рік [15]:

$$Z_i = B_i + E_n \cdot K + U_i \rightarrow \min, \quad (2.25)$$

де i – номер варіанту;

B – річні витрати грн/рік;

K – капіталовкладення, грн.;

U – виникаючий збиток, грн;

E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень.

При зрівнянні варіантів електроустановки допускається враховувати капіталовкладення тільки за елементами що відрізняються .

Математичне очікування народногосподарського збитку U через можливі порушення електропостачання споживачів та через погіршення показників роботи енергосистем, дорівнює:

$$U = U_n + U_c \quad (2.26)$$

де U_n – збитки споживачам, грн;

U_c – системні збитки.

При нормальному режимі роботи системи та з використанням даних енергозберігаючих заходів збитки U будуть рівними, адже в обох варіантах використовується однакові системи автоматичного включення резерву та час відновлення електропостачання не зміниться. Так як запропоновані заходи є безвитратними тоді $K=0$ грн. Тому для визначення кращого варіанту достатньо враховувати річні витрати, за формулою:

$$B = B_a + B_o + B_{втр}, \quad (2.27)$$

де B_a – амортизаційні відрахування (реновація та капітальний ремонт), грн.;

B_o – витрати на обслуговування електроустановки, грн.;

$B_{втр}$ – витрати, викликані втратами електроенергії в електроустановці, грн.

Середньовзважені коефіцієнти для обладнання нижче 150кВ, в залежності від капітальних витрат:

- трансформатори – 6,4% амортизаційні відрахування (2,9% капітальний ремонт та 3,5% реновація);
- інше обладнання (вимикачі, реактори, шини, лінії передач) – 3% на обслуговування.

У групі підстанцій використовуються 13 трансформаторів, 25 вакуумних силових вимикача та 12 масляних. Середньовзважені капітальні витрати для електроустаткування: трансформатори напругою 35/10(6)кВ до 10МВА – 1017 тис.грн, вакуумні вимикачі напругою 10(6)кВ – 87,9 тис.грн, масляні вимикачі напругою 10(6)кВ – 70,8 тис.грн. Втрати до і після енергозберігаючих заходів представлені в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Річні втрати потужності на підстанціях

Назва підстанції	Річні втрати потужності, грн.	
	Без ЕЗЗ	З ЕЗЗ
Вимпіл	250259	131536
Зеніт	105939	105939
Теплична	184526	94108
Леванівська	282804	150734
ЛТП	65338	65338
ЯГК	147839	147839
МКК	212086	212086

Визначимо річні витрати за варіантом без запропонованих енергозберігаючих заходів(враховуючи втрати в усіх трансформаторах):

$$B=12 \cdot 1017000 \cdot (0,029+0,035)+87900 \cdot 25+70800 \cdot 12+250289+105939+184526+$$

$$+282804+65338+147839+212069=4929121\text{грн}$$

Розрахуємо річні витрати після впровадження запропонованих енергозберігаючих заходів.

$$B=12 \cdot 1017000 \cdot (0,029+0,035)+87900 \cdot 25+70800 \cdot 12+131536+105939+94108+ \\ +150734+65338+147839+212069=4587880\text{грн}$$

3 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ НАПРУГИ В МЕРЕЖІ

3.1 Стан регулювання напруги в міських розподільчих мережах

У сучасних електричних мережах регулювання напруги є необхідною умовою забезпечення технічно допустимих режимів роботи. Це пов'язано перш за все з різким збільшенням протяжності мереж і числа послідовних трансформацій в них, а також з досить вузькими межами допустимих відхилень напруги у готельних елементів електрообладнання і, зокрема, у електроприймачів.

В принципі регулювання напруги має на меті в якійсь мірі компенсувати зміну втрат напруги в мережі, яке автоматично повчає з зв'язку зміною навантажень. При цьому використовуючи пристрої для регулювання напруги, можна одночасно і підвищувати економічність робочих режимів мережі. Для цього відповідно вибирається закон регулювання напруги. У деяких випадках поліпшення режиму напружень можна отримати також і шляхом зниження втрати напруги на окремих ділянках мережі за рахунок зменшення їх опору. Однак, строго кажучи, це не можна відносити до заходів з регулювання напруги, оскільки в зазначених умовах режим напружень залишається в безпосередній, жорстокої залежності від режиму навантажень; закон регулювання напруги при цьому не може бути обраний довільно.

Для цілей регулювання напруги можна використовувати як власне регулюючі пристрої, що дозволяють змінювати коефіцієнти трансформації під навантаженням, так і автоматично керовані компенсуючі пристрої, що генерують реактивну потужність, величину якої можна змінювати.

Регулюючі пристрої діють на режим напружень безпосередньо. Їх дія поширюється одночасно в основному на всю наступну частину мережі (в напрямку передачі електричної енергії). Однак це не завжди виявляється досить. Так, при спробі підвищення напруги в деякій частині мережі в ній

зазвичай збільшується споживання реактивної потужності, тому в даному вузлі електричної системи повинен бути відповідний резерв. В іншому випадку виникає дефіцит реактивної потужності, який веде до зниження напруги в іншій частині мережі[18].

Дія компенсуючих пристроїв заснована на зміні втрат напруги в мережі при розподілі реактивної потужності в ній. При цьому ефект регулювання розповсюджуватись не тільки на наступну частину мережі, але і на попередню (в різній мірі). Однак цей ефект залежить від реактивних опорів мережі. Так, в кабельній мережі цей ефект виявляється незначним, а в трансформаторах - досить великим.

Перевага такого способу регулювання напруги є, зокрема, «саморегулювання» балансу реактивної потужності. Необхідна реактивна потужність генерується на місці, якщо за допомогою даного компенсуючого пристрою вдається отримати потрібний режим напружень.

Прийняте рішення по вибору типу регулюючих і компенсуючих пристроїв, їх параметрів і місць розміщення по мережі повинно бути обґрунтовано техніко-економічними розрахунками. Все це призводить до великої складності рішення задачі в цілому. Значною мірою рішення визначається місцевими умовами.

Міська електрична мережа має свої специфічні умови. На жаль, до теперішнього часу багато питань, пов'язаних з регулюванням напруги в мережах, в тому числі і в міських, залишаються ще недостатньо ясними або не повністю вирішеними.

Під міськими мережами розуміються ті, розташовані на території міст. Від мереж промислових підприємств міські мережі відрізняються більшою довжиною, а від мереж сільських районів - більшою щільністю навантаження. Відомі особливості накладаються і деякими специфічними властивостями відповідних споживачів електричної енергії та окремих електроприймачів.

На внутрішньоквартирне споживання електричної енергії за інших різних умов і при приблизно однаковому укладі життя великого впливу не робить. У той же час позаквартирне комунально-побутове споживання електричної енергії залежить від її величини. Це відноситься перш за все до електрифікованого транспорту, який в невеликих містах відсутній. Те ж стосується водопроводу і каналізації: в малих містах норма водоспоживання і питомих витрата електричної енергії на 1 м³ води значно нижче, ніж в великих містах. У великих містах вище витрата на вуличне освітлення і на інші комунальні потреби (зокрема, котельні і ліфти) і особливо на громадські будівлі. Таким чином, питомих витрата електричної енергії на комунальне господарство (з електрифікованим міським транспортом) значно вище у великих містах, ніж в малих. У міру благоустрою малих міст вплив цього фактора буде зменшуватися[19].

У такому ж становищі є і відносні витрати електричної енергії на промислові потреби. Чим більше величина міста, тим зазвичай більше стає і питома вага промисловості в загальному споживанні електричної енергії в місті. З огляду на вищесказане, можна характеризувати структуру споживачів електричної енергії в містах залежно від їх величини, а отже, і склад навантаження електричної мережі. Дуже малі міста характеризуються майже чисто освітлювально-побутової навантаженням. У малих містах є місцева промисловість і більш розвинена мережа громадських установ. У середніх містах може бути електрифікований транспорт і можливі великі промислові підприємства. У великих містах більш ймовірними є райони багатоповерхової забудови. У дуже великих містах часто є висотні будівлі і установ, які потребують особливо високої надійності електропостачання.

Регулювання напруги - це навмисне зміна режиму напруги в мережі і біля електроприймачів з метою забезпечення технічних умов або підвищення економічності електропостачання. При цьому мається на увазі підвищення економічності всієї системи електропостачання - мережі і електроприймачів разом з пов'язаними з ними виробничими механізмами. Два аспекти мети

регулювання напруги - забезпечення технічних вимог технічних вимог і підвищення економічності.

При досить великих відхиленнях напруги біля електроприймачів у багатьох випадках відбувається порушення умов їх нормальної роботи (разом з механізмами). В результаті виходять такі явища як зниження якості і поява браку продукції, підвищення пошкоджуваності електричної ізоляції, скорочення терміну служби електротехнічного обладнання і т.д. Насправді ці явища настають не відразу, а з часом в залежності від тривалості даного режиму роботи, від умов роботи в попередніх режимах, від спільного стану кількох електроприймачів, зайнятих в даній виробничій операції, і т.д. Тому зазначені умови не можуть бути повністю віднесені тільки до властивостей даного робочого режиму окремого електроприймача або всієї електричної мережі.

3.2 Основні показники якості електроенергії та їх аналіз стосовно до розподільних мереж міського типу

Якість напруги у побутових електроприймачів у всіх країнах оцінюється, головним чином, за нормами допустимих відхилень діючого значення напруги від номінальних величин. Цілком обґрунтовано вважати номінальне напруги оптимальним, так як саме воно є при конструюванні приймачів електричної енергії. Для сукупності побутових приймачів з урахуванням їх впливу на мережу, воно трохи нижче оптимального. Це, зрозуміло не означає помилковості вибору в якості вихідного при створенні кожного окремого приймача номінальної напруги мережі.

Відхилення напруги ΔU (%) виражаються в процентах номінальної напруги $U_{ном}$ з урахуванням знаку:

$$\Delta U = \frac{U(t) - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (3.1)$$

де $U(t)$ - фактичне значення напруги у електроприймача або в даній точці мережі в даний момент часу.

Відповідно до § 1-2-42 діючих ПУЕ «Рівні напруги у відповідних точках електричної мережі повинні визначатися для максимального і мінімального режимів навантаження. Відхилення напруги на затискачах електродвигунів від номінального, як правило, має бути не більше $\pm 5\%$; в окремих випадках воно допускається до $\pm 10\%$. Норми для ламп освітлення знаходяться в межах $\pm 5\%$ (житлові будинки, аварійне і зовнішнє освітлення) і $+ 5\% - 2,5\%$ (промислові підприємства, громадські будівлі та прожекторні установки).

У п. 2.3. ГОСТ 13109-97 сказано: «На затискачах приладів робочого освітлення, встановлених у виробничих приміщеннях і громадських будівлях, де потрібна значна зорова напруга, а також в прожекторних установках зовнішнього освітлення допускаються відхилення напруги в межах $-2,5$ до $+ 5\%$ номінального. На затискачах електродвигунів і апаратів для їх пуску і управління допускаються відхилення напруги в межах від -5 до $+ 10\%$ номінального. На затискачах інших приймачів електричної енергії допускаються відхилення напруги в межах $\pm 5\%$ номінального[24].

Як видно, для основної маси побутових приймачів норми обох документів приблизно однакові і складають $\pm 5\%$ номінальної напруги. Пункт 2.3 ГОСТ сформульований менш жорстко для установок робочого освітлення («де потрібна значна зорова напруга») і більш жорстко для після аварійних режимів (додаткове зниження напруги допускається лише на 5%). Неконкретне вимога дотримання норм «як правило» (в § 1-2-42 ПУЕ) конкретизовано в ГОСТ і окремим п. 1.2, що допускає вихід за обумовлені межі не більше, ніж протягом 5% часу приблизно за місяць (тобто в середньому, близько 72 хвилин на добу). Суть цього пункту полягає в можливості «відбракування продукції» в певних розмірах, що безсумнівно справедливо, як і для будь-якого масового виробництва (гайок, ламп і т.д.).

Нерідко вважають, що відповідно до ГОСТ 95% кількості електроенергії повинно бути забезпечено з відхиленнями напруги межах норм. Нагадаємо, що норми ГОСТ на допустимі відхилення напруги, як і ПУЕ, відносяться до кожного приймача. Тому згаданий підхід, будучи, з одного боку, менш жорстким, ніж формулювання п. 1.2 ГОСТ (через різної величини 95% споживаних кіловат-годин для різних за потужністю приймачів), з іншого, практично не реалізовується для виявлення характеру порушення норм.

У разі фіксації лічильником більше 5% неякісної енергії у всіх випадках потрібне проведення додаткових вимірювань для виявлення характеру порушень і наступних заходів. Очевидно, ця обставина є найбільш важливим для електропостачальних організацій. З фізичної точки зору невідповідність форми обліку відхилень основного аргументу процесу (часу).

Таким чином, підхід до технічної оцінки забезпеченості норм, прийнятий в ГОСТ 13109-97, є більш суворим, ніж викладений вище. Формулювання ГОСТ (за часом) дозволяє досить просто, скажімо, за допомогою реєструючого вольтметра отримати первинну інформацію про якісну сторону порушення (наприклад, про знак відхилень напруг в кожен відрізок часу). У той же час кількісний комерційний контроль з боку споживачів (за допомогою лічильників неякісної енергії зі зниженим тарифом за її споживання), мабуть, стимулював би значно більшу увагу персоналу мереж до поліпшення режимів напруги.

Інші роботи стосуються самої величини допустимої незабезпеченості норм 5% (в середньому 72 хвилини на добу) і відсутності обмежень для величин відхилення напруг в цей час. При типовому графіку навантаження міського ТП величина 5% досить точно узгоджується і з економічною оцінкою режиму напруги. На перший погляд переконливі доводи про необхідність регламентації меж відхилень напруги поза часом забезпеченості регламентації меж відхилень напруги поза часом забезпеченості норм не відповідають змісту формулювання ГОСТ і фізичної стороні питання. Дійсно на цьому відрізку часу будь-які відхилення напруги навіть на $\pm 50\%$ номінального не суперечать

вимогам стандарту і це справедливо для показників ГОСТ, мають випадковий характер зміни в часі, зрозуміло, при нормальному режимі роботи мережі. Передбачувані відхилення напруги можливі лише при навмисному і регулярній дії на режим напруги і практично виключені при типовому графіку навантаження. Лише з мізерно малою вірогідністю можливий режим, коли тільки протягом приблизно 1 години на добу або 8 годин в тиждень (не більше) регулярно має місце порушення меж $\pm 5\%$ у приймача по випадковим причин. Мабуть, це був той рідкісний випадок, коли споживач законно змушений придбати, наприклад, стабілізатор напруги для телевізора за свій рахунок. Однак і цей гіпотетичний випадок напевно виключений. Регламентація величини відхилень або коливань напруги (які не охоплені п. 1.2 ГОСТ), замість їх тривалості, обґрунтована лише для нормованих розрахункових режимів (наприклад, пуску потужних електродвигунів та інше), що має місце в практиці проектування.

Для мереж, які живлять побутові електроприймачі майже у всіх країнах Європи, норми коливаються в межах значень $0,95-1,05 U_{ном}$; в Японії і Великобританії нормуються відхилення $(0,94-1,06) U_{ном}$; в США величини допустимих відхилень наводяться з перерахунком на номінальну напругу 120 В. Зазвичай в міських мережах вони нормуються в межах -6% (113 В) і $+4\%$ (125 В). Прийнятною напругою на лічильниках комунальних споживачів в США вважається 110 В (-8%).

При проектуванні, як правило, крім інших умов виходять також з дотримання розрахункових втрат напруги в різних ланках мережі (6-10 кВ і 0,4 кВ). Цей показник безпосередньо значення для електроприймачів не має, але є одним з критеріїв раціональної побудови мережі, зручним для розрахунків. Згідно з проектними нормами при попередньому виборі перетинів проводів і кабелів напругою вище 1000 В гранична втрата напруги приймається рівною 6-8%, а для низьковольтних мереж - 6,5% (від шин ТП до найвіддаленішого приймача).

Допускається втрата напруги у внутрішньоквартирній проводці (при розрахунку навантаження з коливаннями 10%) становить від 1% в малоповерхових будівлях до 2,5% при багатоповерховій забудові (до 9 поверхів). Таким чином, допустима гранична втрата напруги у зовнішній мережі 0,4 кВ становить близько 4% при багатоповерховій та 5,5% при малоповерховій забудові. Для ліній 0,4 кВ, що живлять промпідприємства мул великі громадські будівлі, допускається загальна втрата напруги до 5%[29].

Практика показує, що вказані значення узгоджуються з втратами напруги ліній, розрахованих по економічній щільності струму, при зазвичай приймаються довжинах, а найчастіше виявляється менше нормованих величин (після перевірки перетинів з умов резервування або стійкості до струмів к.з.). Так званий «критичний радіус» високовольтної лінії (км) дорівнює $(1,6-2) U_{ном}$ при перетині, обраному з економічної щільності струму. Однак в умовах міста, як правило, довжина лінії (км) щонайбільше $(0,8-1,1) U_{ном}$.

З огляду на те що втрата напруги залежить від багатьох факторів, зокрема графіка навантаження і складу споживачів, вона не може бути жорстко регламентована по ланках міської мережі, особливо для ліній 6-10 кВ. У проектуванні ця норма є корисним перевірочним показником, а не основною умовою вибору перетину проводів в мережі 6-10 кВ.

У низьковольтних мережах зниження втрати напруги нижче нормованих значень призводить до подорожчання мережі і перевитрати кольорового металу. Питомі витрати алюмінію в фазних проводах відповідають економічним значенням в межах довжини магістральних ліній, характерних для сучасних міських мереж. При зменшенні ж загальної втрати напруги наприклад, до 5% витрати алюмінію на мережу 380/220 В зросли б у 1,6 рази. При виборі перетинів сільських ліній з економічних навантажень найбільші щільності розподілу втрат напруги знаходяться також в межах нормованих значень.

Допустима втрата напруги в низьковольтній мережі при розрахунках за відхиленнями напруги використовується у всіх роботах. Це і зрозуміло, так як наявність такої вихідної форми потрібно для перевірки мережі по допустимим відхиленням напруги згідно §1-2-68 ПУЕ. Таким чином, чисто проектний критерій - допустима (розрахункова) втрата напруги - необхідний для розрахунків і перевірки режиму напруги по нормованих відхиленнях у приймачів методично неможлива без його обліку.

За кордоном при перевірці за відхиленнями напруги також виходять з розрахункових втрат напруги в окремих ланках мережі. Так, наприклад, допускаються наступні втрати напруги: в міських мережах Федеративної Республіки Німеччина: до ТП - 5%, мережевий трансформатор - 2%, низьковольтна мережа до будинкового введення - 3%; в міських мережах Франції: до ТП - 6%, в низьковольтній мережі - 7,5%.

Менш однозначна практика США: деякі енергосистеми обмежують розрахункову втрату напруги в мережах вище 1000 В значенням 3-4%, в інших вибирають перетин проводів тільки по нагріванню і допускають значно більше втрати напруги, компенсуючи їх засобами місцевого регулювання напруги. Втрати напруги в міських низьковольтних мережах США з огляду на їх дуже мало протяжності зазвичай не більше 2%.

3.3 Вплив відхилень напруги на економічні характеристики основних споживачів комунально-побутового сектору

Регулювання напруження є обов'язковим комплексом заходів для підтримки відхилення напруг у приймачів в межах норм, і його застосування не вимагає техніко-економічних обґрунтувань. У ряді електропостачальних організацій персонал весь час приділяє більш нагальним завданням - забезпечення безперебійності і надійності електропостачання. Тому доцільно

звернути увагу мережевих підприємств на розміри їх власного збитку від недостатньої якості електроенергії, зокрема неприпустимих відхилень напруги у характерних побутових приймачів, а також дати його кількісну оцінку на типовому прикладі. З іншого боку, споживачі настільки звиклися з незадовільною якістю напруги, що, як правило, не пред'являють претензій і скарг енергосистем[25].

Існує думка, що в комунально-побутовому секторі можна говорити лише про «умовному» збитку від низької якості напруги, оскільки перевитрата електроенергії, палива і матеріалів з цієї причини повністю оплачується населенням. Якщо не брати до уваги значний моральний і матеріальний збиток населення збитком державі, то з яким думкою частково можна погодитися.

Лампи розжарювання мають широкі технічні межі допустимих відхилень напруги, що підводиться, значно перевищують $\pm 10\%$ номінального, які тому не нормуються. У той же час з економічних міркувань (скорочення терміну служби) заводи обумовлюють неприпустимість тривалого підведення напруги, що перевищує номінальну (термін служби по ГОСТ 2239-79 при номінальній напрузі 1000 год).

Експлуатаційні характеристики ламп розжарювання, що залежать від напруги, детально розглянуті в ряді робіт. Найбільш крутий характер має залежність терміну служби від напруги, що підводиться: термін служби пропорційний U^{-14} ; потужність $U^{1,6}$ і світловий потік $U^{-3,6}$.

Регулярне підвищення напруги в більшості мереж в нічні години до $1,1U_{ном}$ призводить в масштабі країни до щорічного перевитрати ламп внутриквартирного, вуличного, сходового і дворового освітлення та електроенергії. Для запобігання цьому вдаються до масового вимушеного застосування кустарних засобів (додаткових опорів і дроселів), стабілізаторів, що в свою чергу веде до погіршення якості напруги в сусідніх точках мережі, перевитрати коштів і матеріалів.

Регулярне зниження напруги в години вечірнього максимуму освітлювального навантаження до $0,9U_{ном}$ і нижче, що призводить до

вимушеної зміни ламп на більш потужні і до щорічного перевитрати електроенергії.

Газорозрядні лампи з-за відомих переваг перед лампами розжарювання (світлова віддача на 1 Вт в 3-4 рази більше, термін служби по ГОСТ 6825-91 понад 5000 год).

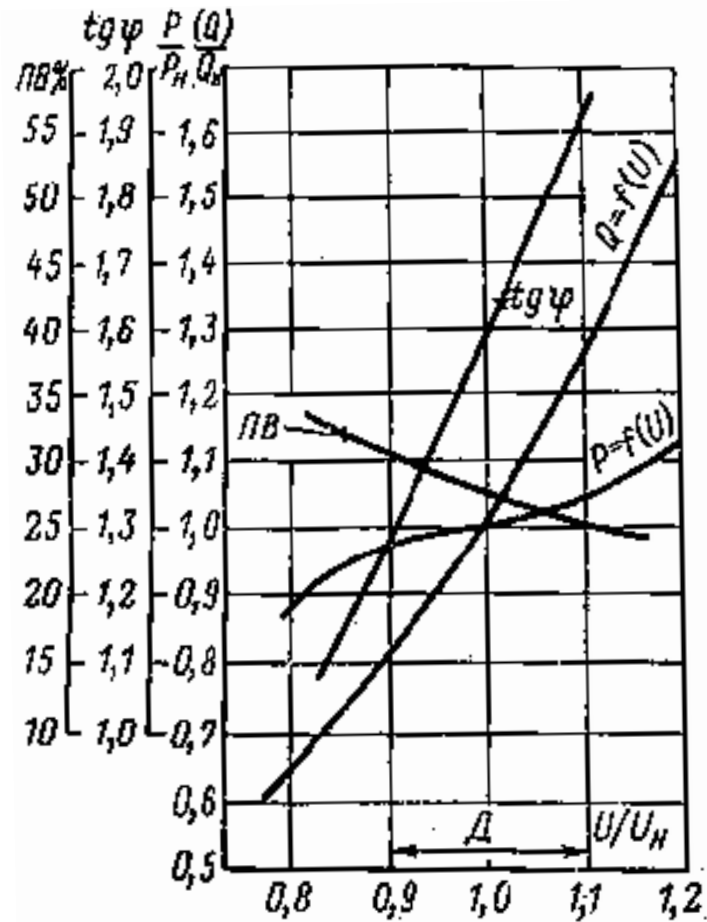
Технічні межі допустимих відхилень напруги, що підводиться для газорозрядних ламп становлять + 5% - -10% номінального. Негативний межа є досить жорстким: в ряді міст при зниженні напруги нижче 93-90% номінального взимку у вечірні години не вдається запалити вуличне освітлення на транспортних магістралях. При підвищеній напрузі термін служби газорозрядних ламп знижується в середньому на 2-3% на 1% підвищення напруги.

Енергетична характеристика газорозрядних ламп змінюється в технічних межах відхилень напруги не так значно. Споживання активної та реактивної потужності змінюється в середньому до 1,5 і 3% на 1% зміни напруги. Тут також вигідно мати напругу, що підводиться не вище номінального.

Побутовий холодильник є одним з найбільш масових електроприймачів. Найбільшого поширення набули компресійні холодильники з терморегулятором і однофазним асинхронним двигуном, який і визначає вимоги до якості напруги. Технічний діапазон робочих напруг знаходиться в межах 90-110% номінального. Експлуатаційні характеристики дані на рисунку 3.1.

В діапазоні робочих напруг статичні характеристики включеного холодильника практично прямолінійні; споживання активної та реактивної потужності зростає приблизно на 0,4 і 2,5% на 1% збільшення напруги, що підводиться. Коефіцієнт реактивної потужності ($\text{tg}\varphi$) при номінальній напрузі складає 1,6-1,65 ($\cos\varphi = 0,52, 0,53$) і змінюється в межах 1,28-1,92 в діапазоні (0,9 , 1,1) $U_{\text{ном}}$. Являє отримана залежність $\text{ПВ}\% = f(U)$. Зіставлення її з характеристикою $P = f(U)$ показує, що в робочому діапазоні відхилень напруги

витрата електроенергії залишається практично незмінним, однак реактивне навантаження зростає при підвищенні напруги майже в 1,5 рази.

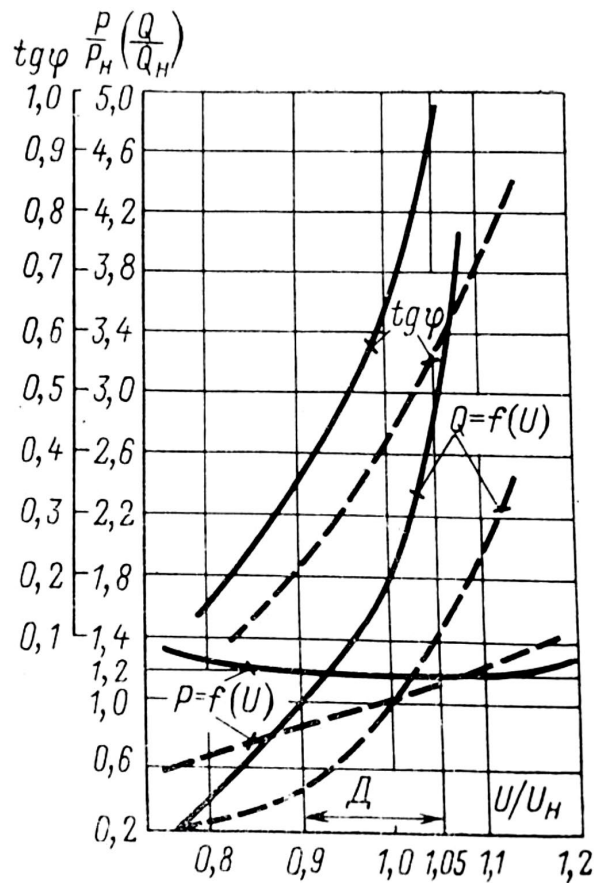


Д - діапазон технічно допустимих відхилень напруги, що підводиться.

Рисунок 3.1 - Енергетичні характеристики
компресійного холодильника

Телевізор є найбільш чутливим з побутових приймачів до відхилень напруги, що підводиться. Технічними межами тривало допустимих відхилень для телевізорів масових марок є (+5 , -10)% номінального. Експериментальна перевірка показала, що вказані межі є досить жорсткими обмеженнями. Широкий розвиток телебачення при низьку якість напруги привело до масового застосування різних стабілізуючих пристроїв. У свою чергу установка додаткових стабілізаторів збільшує вартість і витрати на створення телевізора[27].

Експериментальні статичні характеристики вказують на істотне погіршення енергетичних показників навантаження телевізора при установці феррорезонансного стабілізатора напруги в його ланцюга.



Д - діапазон технічно допустимих відхилень напруги, що підводиться;

_____ - з феррорезонансним стабілізатором напруги;

----- - без стабілізатора напруги.

Рисунок 3.2 - Енергетичні характеристики телевізора.

Як видно, вимірний к.к.д. стабілізатора не вище 70%, а реактивна навантаження збільшується майже вдвічі. Оскільки час роботи телевізорів збігається з вечірнім максимумом навантаження енергосистеми, додаткові втрати, зумовлені масовим застосуванням індивідуальних стабілізуючих засобів, не тільки пов'язані з непродуктивною витратою електроенергії і палива, але і вимагають збільшення капітальних вкладень в електростанції і мережі.

Конкретні дані для телевізора однією з масових марок при нормальній якості зображення в межах (0,9 , 1,05) $U_{ном}$ дані в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Порівняльна таблиця двох телевізорів з і без ферорезонансного стабілізатора напруги

Тип електрообладнання	Навантаження	Напруга, від номінальної		
		90%	100%	105%
Телевізор без ферорезонансного стабілізатора напруги	Активна енергія, Вт	118	140	162
	Реактивна енергія, ВАр	30	60	84
Телевізор з ферорезонансним стабілізатором напруги	Активна енергія, Вт	168	168	168
	Реактивна енергія, ВАр	60	105	156

Наведені статичні характеристики підтверджують дані про істотне зниження навантаження (особливо реактивної) при зниженні напруги на затискачах телевізора в робочому діапазоні, тобто при збереженні нормальної якості зображення. В середньому на 1% підвищення напруги споживання активної та реактивної потужності телевізора без стабілізатора відповідно збільшується на 2 і 5%.

Торкаючись питання про оптимальний напрузі для сукупності побутових приймачів, на підставі проведеного аналізу, слід погодитися з думкою про доцільність їх роботи при напрузі, близькій до найнижчому допустимому за нормами ГОСТ 13109-97. Аналіз скарг споживачів в США також показує, що побутові електроприймачі значно чутливіші до підвищеного, ніж до зниженого напруги (в межах норм). Ця умова відбивається в нормах США на допустимі відхилення напруги у приймачів від номінального, наприклад «сприятливий» діапазон становить +4 , -8%.

Розрахунки показують, що тільки від використання ламп розжарювання вуличного, сходового та іншого освітлення і телевізорів при відхиленнях напруги, що не відповідають нормам ГОСТ, мінімальний збиток електропостачальної організації становить значну величину.

Основними причинами незадовільних відхилень напруги в раціонально побудованих мережах є:

а) недостатня кількість коштів централізованого регулювання напруги в центрах живлення (ЦЖ). Там, де вони є, їх використання зазвичай незадовільно, зустрічне регулювання напруги забезпечується далеко не скрізь;

б) дефіцит реактивної потужності в деяких вузлах енергосистем і відсутність її резервів в більшості їх. Цьому, крім браку конденсаторів, протягом багатьох років сприяла і практика проектування мереж енергосистем і міст, коли в проекти закладалися нормативні середньо зважені коефіцієнти потужності (0,92 - 0,95). Наслідком цього є також перекомпенсації реактивної потужності в нічні години і відповідно незадовільний режим напруги;

в) відсутність обґрунтованої інженерної методики розрахунку і оптимальних рішень для вибору економічного поєднання засобів централізованого місцевого регулювання напруги.

3.4 Засоби регулювання напруги в міських електричних мережах

В раціонально побудованій міській мережі доцільним способом вважається регулювання шляхом безпосереднього впливу на рівень напруги або шляхом зміни реактивної потужності, що протікає по мережі.

Обидва способи служать для компенсації (в заданій ступені) втрати напруги в окремих елементах мережі (лініях, трансформаторах) або на декількох ділянках мережі одночасно. Відповідно до різних обсягів заданого

впливу на режим напруги регулювання підрозділяється на централізоване і місцеве.

Трансформатори в центрі живлення (ЦЖ), як правило, оснащуються пристроєм РПН і використовуються для централізованого регулювання напруги (ЦРН). Їх основна перевага полягає в широкому діапазоні регулювання (до $\pm 16\%$, а іноді і більше), що дозволяє і при малостійкій напрузі в мережі живлення підтримувати його на прийнятному рівні на вторинних шинах ЦЖ.

У країнах Європи пристрою РПН знайшли широке застосування. У США трансформатори з РПН більш широко застосовуються на районних підстанціях, рідше в ЦЖ - розподільних мереж. У більшості випадків практикується ЦРН з негативним статизмом або по так званому «закону» зустрічного регулювання з струмового компенсацією за сумарного навантаження трансформатора; іноді обмежуються стабілізацією напруги, якщо її достатньо. Залежно від роду навантаження діапазон зустрічного регулювання коливається в межах 3-8%. У більшості європейських країн ступень регулювання дорівнює 2-1,5%. У США величина ступені найчастіше дорівнює $0,625\% (\pm 16 * 0,625\%)$. Оснащення трансформатора пристроєм РПН викликає істотне збільшення його вартості (у зарубіжних апаратів до 25%) і, в цілому, знижує експлуатаційну надійність трансформатора - найбільш відповідального елемента ЦЖ. За матеріалами СІГРЕ з кожних 100 трансформаторів з РПН щомісяця один виходить з ладу внаслідок відмов перемикаючого механізму. За американськими даними втрати потужності в трансформаторі з РПН і у ЛРН помітно збільшуються в залежності від діапазону регулювання[17].

У кабельних мережах європейських країн між трансформаторами з РПН в ЦЖ і введенням споживача в більшості випадків ніяких додаткових засобів регулювання напруги не використовують. В окремих випадках передбачаються в якості засобів місцевого регулювання напруги (МРН) керовані КВ 0,4 кВ. У повітряних мережах має місце аналогічна практика. При

високих навантаженнях використовуються і високовольтні керовані КБ. Так, у Франції застосовуються стандартні блоки потужністю 360, 720 і 1080 кВ·Ар.

У містах США, що мають переважно протяжні і навантажені повітряні мережі 4-16 кВ і незначні по протяжності низьковольтні мережі, техніка регулювання напруги розвивалася інакше. До другої світової війни регулювання забезпечувалося майже виключно застосуванням східчастих ЛРН, в основному однофазних, з діапазоном $\pm 10\%$ і оснащених пристроєм РПН. В ЦЖ на знижувальних трансформаторах пристрої РПН, як правило, були відсутні. Подальше зростання навантажень призвело до ще більшого застосування ЛРН, іноді уздовж однієї лінії встановлювалося до трьох ЛРН. З іншого боку, зростання втрат і наростаюча реактивна навантаження міст привели до масового впровадження поперечно включених КБ, як правило, вздовж повітряних ліній електропередач 4-16 кВ. В даний час ряд енергосистем повністю від них відмовився (Балтиморського, Нью-Джерсі, Пенсильванска і ін.). Тут в якості основного засобу регулювання напруги застосовуються стандартні автоматичні КБ в виконанні потужністю 150-1200 кВ·Ар. Це стало можливим завдяки різкому зниженню їх вартості, простоті управління комутаційної апаратури і високої надійності конденсаторів.

В останні роки ці та інші системи пішли ще далі по шляху використання КБ: вони допускають перекомпенсацію реактивного навантаження окремих ліній, якщо це виправдано умовами регулювання напруги. Таке рішення дозволяє майже повністю уникнути втрат напруги в елементах мережі. Крім відмови від застосування ЛРН, це дозволяє відмовитися від регулювальних відгалужень на однофазних розподільних трансформаторах, що призвело до їх здешевлення на 10%.

Створення в вузлах навантаження резервів реактивної потужності призвело до ліквідації необхідності передачі реактивної потужності по живить мережу, розвантаження генераторів по реактивній складовій і значного збільшення діапазону регулювання напруги з їх допомогою. Тому в деяких системах оснащення пристроєм РПН трансформаторів не тільки в ЦЖ, але і на

районних підстанціях і електростанціях не рахується необхідним. Так, наприклад, в Аризонській енергосистемі з 1958 р повністю відсутні будь-які пристрої регулювання напруги, крім генераторів на електростанціях і керованих КБ в розподілених мережах. При цьому, крім підвищення надійності системи і забезпечення належної якості напруги, досягається значне збільшення пропускної здатності мереж (до 15%) і відсувається термін введення нових ліній.

Розподільні трансформатори в ТП (РТ) з регулювальними відгалуженнями або перемикачами без збудження (ПБЗ) не можуть бути віднесені до засобів регулювання напруги, так як ПБЗ використовуються для сезонних змін режиму напруги. Однак в поєднанні з зустрічним регулюванням в ЦЖ істотно впливають на вирішення завдань регулювання напруги. У більшості країн РТ з ПБЗ мають відгалуження $\pm 2 * 2$; $\pm 2 * 2,5$; $\pm 4 * 2,5$ або $\pm 1 * 5\%$ (в сільських мережах). Як зазначалося, в США розширюється застосування однофазних РТ без ПБЗ, проте в інших країнах такої тенденції поки не спостерігається через інакшої побудови мереж і значно більшої одиничної потужності, головним чином, трифазних РТ[4].

Для нових серій силових трансформаторів прийнятий наступний діапазон регулювання:

- $\pm 8 * 1,5\%$ ($\pm 12\%$) Для трансформаторів класу 35 кВ;
- $\pm 9 * 1,78\%$ ($\pm 16\%$) Для трансформаторів класу 110 кВ.

До 1970 р мережі повсюдно оснащувалися трансформаторами з РПН з діапазоном $\pm 4 * 2,5\%$ ($\pm (10\%)$). При цьому зона нечутливості РПН приймається в експлуатації дорівнює 3,5% і більше.

Була розроблена серія РТ з РПН типу ТМН потужністю 160-630 кВ·А, 6-10 / 0,4 кВ, діапазон $\pm 6 * 1,67\%$.

Розподільні трансформатори з ПБЗ з 1966 р випускаються з відгалуженнями $\pm 2X2,5\%$. Як відомо більшість парку експлуатованих РТ забезпечено ПБЗ з відгалуженнями $\pm 1X5\%$.

Автотрансформатори лінійні регулювальні (ЛРН) типу ЛТМ потужністю 6300 кВ·А, 6-10 кВ, призначені для використання в міських мережах, включені в серію; вони обладнані пристроєм РПН з діапазоном $\pm 10\%$ ($\pm 8 * 1,25\%$). З умов стійкості до струмів короткого замикання передбачено два виконання - з вбудованим реактором (і до = 3,2,4,6%) і без нього (для мереж з кратністю струмів к.з. $I_{кз} < 25 < I_n$).

В даний час можуть бути виготовлені ЛРН малої потужності (400 і 630 кВ·А), розроблені в 1963 р Однак за минулий час не було жодного замовлення. Керовані КБ поперечного включення володіють певним регулюючим ефектом і можуть вважатися засобом регулювання напруги.

Оцінка регулюючого ефекту КБ з достатньою точністю може бути проведена за формулами при установці на лінії:

$$\Delta U_{KB} = \frac{x_c \cdot Q_{KB}}{10U^2}. \quad (3.2)$$

$$\Delta U_{KB} = \frac{Q_{KB}}{S_{к.з.}}. \quad (3.3)$$

де x_c - опір живильної мережі до місця установки КБ,

Q_{KB} - потужність КБ, кВ·Ар;

U - напруга в місці установки КБ, кВ;

ΔU_{KB} - підйом напруги в місці установки КБ;

$S_{к.з.}$ - потужність короткого зами-кання в точці установки КБ, кВ·А.

В окремому випадку при установці КБ за невеликим трансформатором на шинах застосовна формула:

$$\Delta U_{KB} = \frac{U_k \cdot Q_{KB}}{S_{ном}}, \quad (3.4)$$

де U_k - напруга к.з. трансформатора, %;

$S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Питання вибору найбільш економічних і ефективних загальномережевих засобів для регулювання напруги та їх оптимального поєднання у місцевих розподільних мережах обговорюються приблизно з 1950 р Для міських мереж тих років з переважаючим активним навантаженням була

показана економічна доцільність широкого застосування зазначених засобів. В.Г. Холмський і Н.К. Архіпов показали також, що зустрічного регулювання в ЦЖ при однорідному навантаженні завжди досить при застосуванні РТ з ПБЗ зі ступенем 2,5% і навпаки, недостатньо при ступенях 5%. У більшості випадків доводиться мати справу з істотною неоднорідністю як при чисто міському навантаженні, так і при спільному живленні від загальних шин 6-10 кВ промислових і міських магістралей. Тому було звернуто особливу увагу на ЛРН, які при установці в ЦЖ дозволяють (що очевидно) домогтися повної розв'язки режиму напруги для неоднорідних груп навантаження або окремих ліній. Нерідко пропозиція про використання ЛРН мотивується необхідністю забезпечення широкого діапазону і зустрічного РПН в ЦЖ. Оскільки метою регулювання є забезпечення вимог ГОСТ, а не найбільшого або найменшого значення зазначеного діапазону, даний підхід, зрозуміло, неспроможний.

В останні роки, як зазначалося, пропонується розглянути доцільність компенсації реактивних навантажень міської мережі і вказується на можливість одночасного використання керованих КБ для регулювання напруги.

Вказівки щодо регулювання напруги передбачають необхідність забезпечення резерву реактивної потужності в вузлах системи при обов'язковому оснащенні всіх знижувальних підстанцій трансформаторами з РПН. Як зазначалося, досвід ряду енергосистем США не узгоджується з останньою умовою.

Як новий засіб, для вирішення ряду режимних завдань може розглядатися керований реактор з обертовим полем. Відзначається, що цей пристрій разом з установкою поздовжньої ємнісної компенсації може знайти застосування як ефективний засіб поліпшення якості напруги в розподільних навантажених повітряних мережах 6-10 кВ.

Торкаючись МРН, необхідно повторити, що пошуки «глобального» мінімуму неоднаковості напруги привели до рішень про доцільність широкого

застосування розподільних трансформаторів з РПН, плавного регулювання напруги і т. п. З цього приводу В. Г. Холмський ще в 1950р. відзначав, що такі пристрої з огляду на велику витрату активних матеріалів і складності використовуються, головним чином, в лабораторній практиці. Посилання на величину збитку у споживачів від неприпустимих відхилень напруги, набагато перевершує мережеві витрати на підтримку нормованої якості напруги, не знімають доцільності проведення об'єктивного техніко-економічного порівняння рекомендованих засобів регулювання, а також виявленні їх раціонального поєднання.

3.5 Методи розрахунку і вибір методу

Режим напруги в розподільній мережі може бути розрахований кількома способами.

Ймовірно-статистичні і матричні методи, викладені в ряді робіт, пов'язані з трудомісткими обчисленнями. Доцільність їх впровадження в повсякденну практику тісно пов'язана із застосуванням ЕОМ. Відзначимо, що при знятті низки припущень (для «точності» розрахунків з урахуванням ймовірнісних характеристик) значно зростає обсяг обчислень.

Розрахунки за відхиленням напруги нерідко ведуться вручну за допомогою таблиць надбавок і втрат напруги в ланцюжку ЦЖ - найближчий і віддалений електроприймач. Недоліком таких розрахунків є необхідність заздалегідь задаватися відхиленнями (законом регулювання) напруги в ЦЖ. При розгалуженій мережі такий спосіб пов'язаний з багаторазовим повторенням розрахунків.

Більш наглядними є графічні способи розгляду режимів напруги в розподільній мережі. В американській практиці широко застосовується побудова епюр напруги вздовж розрахункової ланцюга. У нас застосовується

пилкоподібна побудова, відома як діаграма Архіпова (рисунк 3.4). Вона показує зв'язок між відхиленнями напруги у приймачів (U_1) і його втратою в мережі 6-10 кВ (ΔU_2) дозволяє визначити напругу у приймачів низьковольтної мережі всіх ТП уздовж лінії 6-10 кВ і знайти точки зміни відгалужень у розподільних трансформаторів. Вихідним положенням при її побудові є лінійна залежність між допустимими відхиленнями напруги у приймачів і втратами напруги в мережі 6-10 кВ і 0,4 кВ [8].

Недоліком діаграми Архіпова є, як і в розрахунковому методі, необхідність заздалегідь задаватися «законом» регулювання напруги в ЦЖ, який при розгалуженій мережі з неоднорідними навантаженнями може бути піддано багаторазового коригуванню.

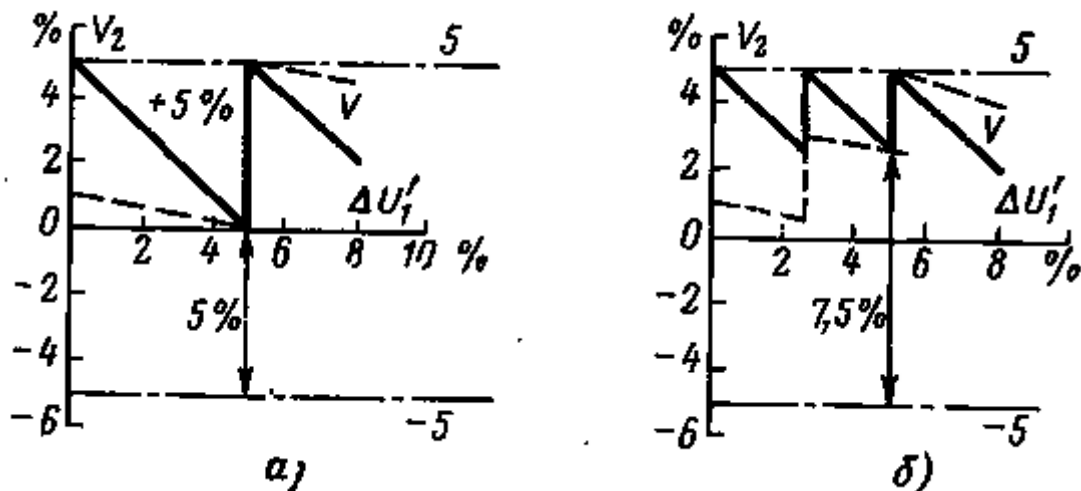


Рисунок 3.4 - Діаграма Архіпова

Значний інтерес представляє узагальнена діаграма (УД) режиму напруги, запропонована Н. А. Мельниковим.

По осях відкладені значення відхилень напруги і відповідно в режимах найменшою і найбільшою навантажень. квадрат 1-2-3-4 є областю допустимих відхилень напруги для приймача, включеного в будь-якій точці низьковольтної мережі. Малий квадрат зі стороною, рівною зоні нечутливості пристрою РПН (ϵ), означає площа, виключену з розташованої області допустимих відхилень напруг 1-2-3-4. Сторона великого квадрата дорівнює ± 5 або 10% номінальної напруги. Зміна режиму напруги вздовж магістралі

380/220 В у тих же осях визначається нахилом прямої АБ. Точка А відповідає значенням відхилень напруги і для найближчого приймача, точка Б - значенням і для мережі 6-10 кВ). Різниця ординат цих точок визначає втрату напруги, а різниця абсцис - відповідно при найбільшій і найменшій навантаженні. Кутівий коефіцієнт нахилу прямою АБ дорівнює:

$$\tan \alpha_2 = \frac{\Delta U_2'}{\Delta U_2''} = \frac{1}{\beta_2}. \quad (3.5)$$

Вплив втрати напруги в розподільному трансформаторі враховується зрушенням осей координат: осі абсцис на $\Delta U_{пт}'$ і осей ординат на $\Delta U_{пт}''$, як це показано на рисунку 3.5.

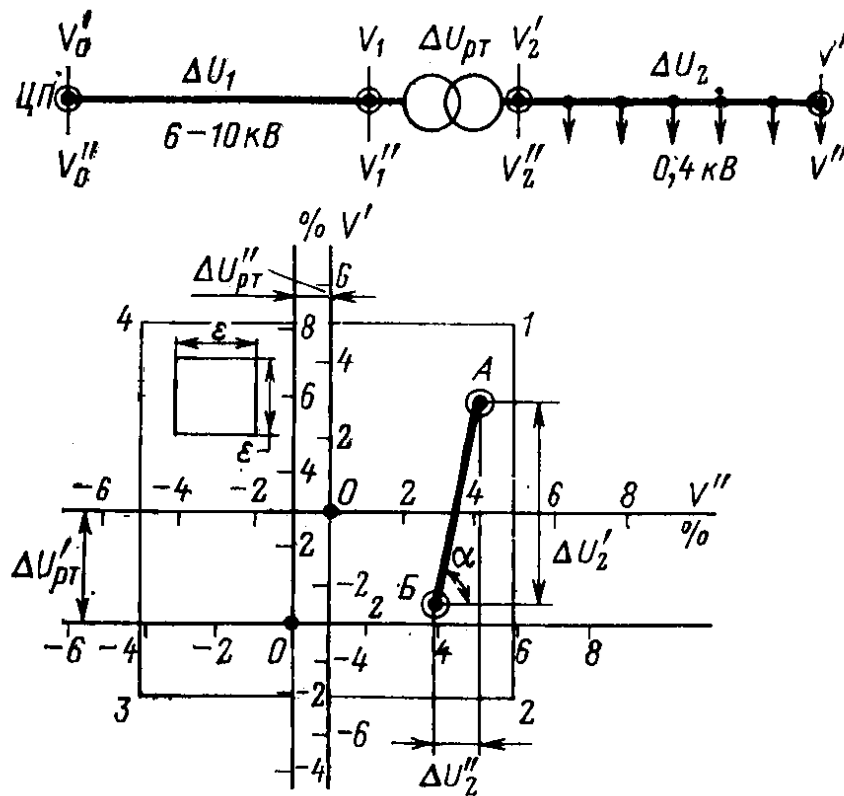


Рисунок 3.5 - Побудова узагальненої діаграми (ОД)

З урахуванням проведеного зсуву (в нових осях) показники режиму напруги виявилися приведені до сторони 6-10 кВ. Це є цінною перевагою даної діаграми в порівнянні з попередніми способами аналізу, так як це дозволяє в результаті побудови однозначно виявити необхідні відхилення напруги на шинах 6-10 кВ ЦЖ. Визначити закон регулювання в результаті аналізу. Це виявилось можливим тому, що при зсуві квадрата 1-2-3-4 для

положення ПБЗ + 5% додаткова електрорушійна сила, як відомо, дорівнює нулю. Перестановка ПБЗ на інші ступені відповідає зрушенню квадрата вниз і вліво на її величину, рівну ступені ПБЗ (2,5 або 5%).

Узагальнена діаграма дозволяє провести дослідження і усереднений аналіз умов регулювання напруги в розгалуженій розподільній мережі, що відходить від загального ЦЖ як з однорідними, так і з неоднорідними навантаженнями (при двох системах квадратів). Деяке усереднення неоднорідності добових графіків навантаження ліній 6-10 кВ і ТП (що істотно спрощує аналіз) іноді призводить до можливості недотримання норм ГОСТ у окремих приймачів. При наявності окремих ліній або ТП з різко відмінним графіком доцільно проводити для них додаткову перевірку за допомогою діаграми Архіпова або простого табличного розрахунку.

Особливе місце при аналізі режиму напруги в регульованій розподільчій мережі займає питання про кількісний облік ряду розрахункових обмежень, з яких основні – несиметрія фазних напруг і зона нечутливості пристрою РПН в ЦЖ.

При розрахунках, як відомо, електричні мережі і все навантаження передбачаються трифазними і симетричними. У реальних мережах переважно з однофазними навантаженнями і відгалуженнями внаслідок нерівномірного завантаження фаз з'являються струми і напруги зворотної та нульової послідовності. Несиметрія посилюється високою реактивністю нульової послідовності розподільних трансформаторів із з'єднанням $Y / Y_0 - 12$, які звичайно застосовуються в міських мережах. Як показали дослідження, несиметрія напруг в низьковольтних мережах (перекіс зірки фазних напруг) досить істотна. В середньому несиметрія фазних напруг в міських мережах 0,4 кВ становить $\pm 2\%$ номінального.

Слід розрізняти систематичну і вірогідну несиметрію. Перша може бути практично усунена шляхом вирівнювання фазних навантажень і їх моментів в трифазній мережі 0,4 кВ без протяжних неповнофазних відгалужень (головним чином в кабельних мережах). У мережах, де основну частку

протяжності складають одно- і двофазні відгалуження (наприклад, сільських), крім застосування розподільних трансформаторів із з'єднанням «зірка-зигзаг-11», доцільно використання симетрувальних пристроїв з малими втратами.

Ймовірна несиметрія фазних напруг обумовлена випадковим характером підключень і відключень численних однофазних приймачів. Вона в принципі непереборна, на відміну від систематичної несиметрії, хоча і може бути знижена зміною параметрів і конфігурації мережі (наприклад, переходом до замкнутої мережі низької напруги).

ГОСТ 13109-97 також вимагає для мереж з однофазними побутовими та освітлювальними приймачами, щоб напруги нульової і зворотній послідовності залишалися в межах, при яких відхилення напруги в будь-якій фазі не виходять за межі $\pm 5\%$.

Питання обліку зони нечутливості пристрою РПН силових трансформаторів в ЦЖ докладно розглядається в багатьох роботах. Як відомо, щоб уникнути нестійкої роботи дискретного регулятора зона нечутливості (ε) завжди перевищує регульовальну ступінь не менш ніж на 0,5-1%. Отже, для трансформаторів зі сходами пристроїв РПН, рівними 2,5% $\varepsilon \geq 3 \varepsilon 3,5\%$, а для нових трансформаторів зі ступенями приблизно 1,8%, $\varepsilon \geq 2,5\%$.

Н. К. Архипов з урахуванням американської практики прийшов до висновку, що при розрахунку мережі без урахування ε відхилення напруги у приймачів завжди будуть перевищувати допустимі на частину або повну величину ε (перед точкою зміни відгалуження у розподільного трансформатора). Він вважав, що зменшення ε на 2% дозволить зменшити витрату кольорового металу при даній пропускної здатності на 40%, і пропонував визнати обов'язковим її прямий облік. Крім того, рекомендувалося всемірне зменшення регульовальних ступенів (до 1%), що дозволило б також па 1,5-2% знизити величину ε . Дійсно в практиці США найбільш споживані регульовальна кабель 5/8 (0,625)%, але при «сприятливому» діапазоні відхилень напруги 12% (+ 4-8) віднімання повної величини 1% не відбивається на результаті розрахунку мережі. У європейській практиці проектних

розрахунків міських мереж (Франція, ФРН) ε не прийнято враховувати. Так, Колле, обґрунтовує норму втрати напруги в низьковольтній мережі 7,5% при допустимих відхиленнях у приймачів + 5% і ступені відгалужень у розподільних трансформаторів 2,5%, незалежно від впливу несиметрії і нечутливості регулятора в ЦЖ. Госсан, детально розбираючи питання якості напруги в розподільних мережах і відзначивши наявність зони нечутливості, не зупинився на розгляді способів її обліку. Тим часом, завдання впливу зони нечутливості регулятора в ЦЖ на якість напруги у побутових приймачів також відносите до класу ймовірних зважаючи випадкового характеру зміни напруги в смузі ε . Вона полягає у знаходженні залежності розкиду параметра регулювання (напруги) після регулятора від ширини ε , тобто мова йде про статистичну оцінку якості регулювання. Крім зазначених факторів, пропонувалося враховувати додаткові відхилення напруги, обумовлені розкидом навантаження, оцінюючи їх $\pm 3\%$ [16].

При розгляді в загальному питанні про облік суми обмежень В. Г. Прищепа пропонував диференціювати нормовані відхилення напруги на розрахункові та допустимі.

ГОСТ 13109-97 пред'являє однакові вимоги до всіх випадків. Однак це положення дається без досить суворих обґрунтувань щодо кількісного обліку розглянутих розрахункових обмежень.

Дійсно, прямий облік навіть штучно зменшеною зони нечутливості ($\varepsilon = 2\%$), правда в разі граничної неоднорідності навантаження, призводить до неможливості виконання завдання тільки за допомогою одного пристрою централізованого регулювання в ЦЖ. Арифметичне віднімання реальних значень зони нечутливості, а також деякої несиметрії ($\pm 1\%$) і при ідеально однорідному навантаженні, як зазначалося, робить завдання проектування.

3.6 Розрахунки режимів роботи характерних схем розподільних мереж з аналізом відхилення напруги і доцільності регулювання

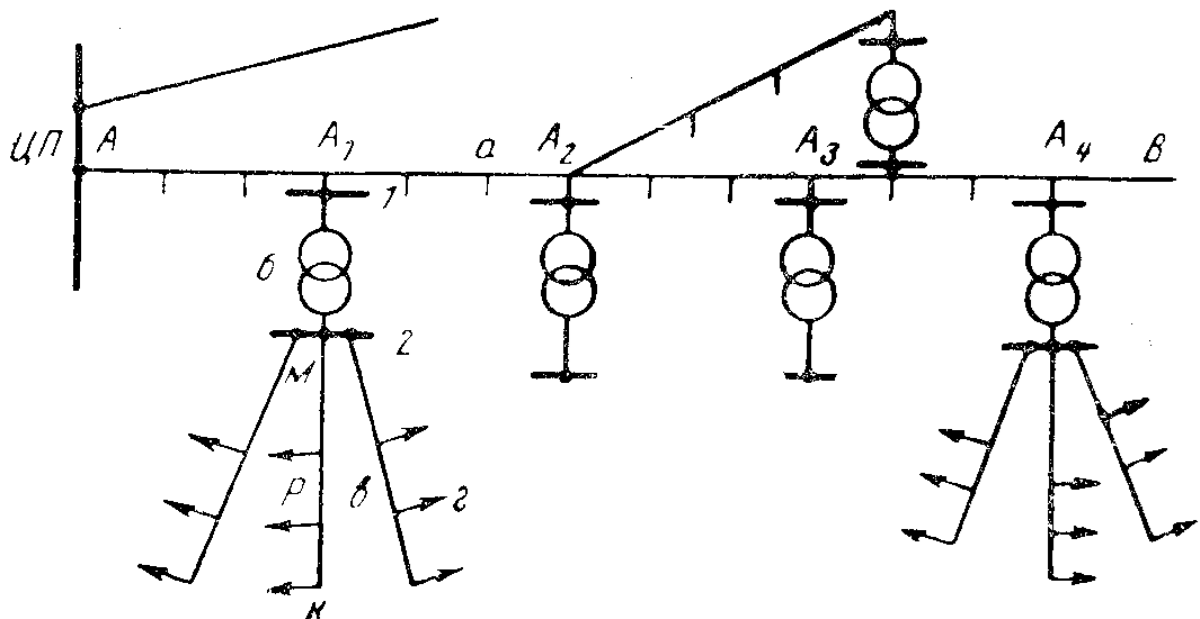
При аналізі режиму напружень в розподільних мережах і при визначенні, зокрема, необхідного закону регулювання напруги в ЦЖ доводиться враховувати велику кількість факторів, що впливають, і в значній мірі ускладнюють дослідження. Як вже зазначалося, до числа цих факторів, що впливають відносяться, наприклад: зміна режиму роботи мережі, відмінність місць приєднання ЕП до розподільної мережі, відмінність можливих робочих положень регулювальних відгалужень у РТ, відмінність місць приєднання РТ до мережі с. н., наявність зони нечутливості у автоматичного регулятора напруги і т. п. У зв'язку з цим доводиться проводити узагальнений аналіз режиму напруг і умов регулювання напруги в розподільних мережах с. н. і н. н. і на шинах ЦЖ спільно.

Для цієї мети слід застосовувати ймовірні методи розрахунків. У той же час для спрощеного практичного уявлення про можливі режимах напруги на шинах ЦЖ і у всій розподільній мережі в цілому доцільно використовувати графічну побудову - так звану узагальнену діаграму режиму напружень. Аналіз режиму напруг за допомогою цієї діаграми є більш наглядним, ніж аналітичний розрахунок, і представляє великі можливості.

Узагальнена діаграма режиму напруг характеризує стан одночасно для всієї розподільної мережі, приєднаної до ЦЖ і складається з розгалуженої мережі с. н., всіх РТ і всіх мереж н.н., приєднаних до цих трансформаторів. Принципова схема зазначеної розподільної мережі представлена на рисунку 3.6. При цьому передбачається, що в будь-якому пункті мережі с. н. може бути включений РТ і що в будь-якому пункті розподільної мережі н. н. може бути приєднаний ЕП.

З узагальненої діаграми визначаються умови регулювання напруги на шинах ЦЖ, при яких відхилення від номінальної напруги на затискачах ЕП,

приєднаних до вказаних розподільних мереж, не виходять за допустимі межі. Одночасно з узагальненою діаграмою можуть бути отримані значення наявних величин втрат напруги, які при прийнятих умовах регулювання напруги в ЦЖ і вихідних значеннях допустимих відхилень напруги у ЕП можуть мати місце в розподільних мережах с. н. і н. н. Крім того, звідси ж визначається робоче положення регулювальних відгалужень РТ.



а – лінії мережі с. н.; б – розподільчі трансформатори;

в – лінії мережі н. н.; г – електроприймачі (ЕП).

Рисунок 3.6 – Принципова схема розподільчих мереж н.н. і с.н.

При побудові узагальненої діаграми режиму напруг прийнято допущення про те, що всі значення втрати напруги від ЦЖ до кожного пункту мережі і від кожного пункту мережі до будь-якого ЕП змінюються взаємно пропорційно. Це припущення в значній мірі спрощує графічне представлення зазначених вище величин та побудова узагальненої діаграми в цілому. Однак воно відповідає умові однорідності всіх приєднаних споживачів енергії, т.і. Збігом (з практично прийнятною ступенем точності) графіків їх навантаження.

У міських мережах ця умова в якійсь мірі справедливо тільки для комунально-побутових навантажень. Інші споживачі (культурно-просвітніх, торгових організацій, промислових, тягових установок) можуть мати значно

відрізняються графіки навантажень. Про вплив різнорідних навантажень буде сказано нижче.

Відповідно до вихідними умовами передбачаються заданими відносини найменшого значення втрати напруги на будь-якій ділянці мереж с. н. і н. н. до її максимального значення:

$$\beta = \frac{\Delta U''}{\Delta U}. \quad (3.6)$$

Як критерій правильності вирішення питань регулювання напруги на ЦЖ, як вказувалося вище, приймається така умова: відхилення напруги від номінального значення для всіх ЕП, при з'єднанні до даної мережі, ніде і ніколи не повинні виходити за межі технічно допустимих значень. При цьому всі ділянки мереж і все навантаження передбачаються трифазними і симетричними. Як уже зазначалося, ця умова є кілька ідеалізована. Наявність однофазних навантажень і однофазних відгалужень і відмінність властивостей фаз на окремих ділянках трифазної мережі призводять до несиметрії напруг і перевищення фактичних відхилень напруги у ЕП в порівнянні з розрахунковими значеннями, отриманими для вищевказаних ідеалізованих умов. Практично втрата напруги в нульовому проводі може становити до 25%, а іноді і до 50% від втрати напруги в фазних проводах. Тому розрахункові значення допустимих відхилень напруги варто було б зменшити не менше, ніж на 0,5-1%, тобто. прийняти їх, наприклад, в межах $\pm 4,5-4$ замість $\pm 5\%$ від номінальної напруги.

Однак практично це призвело б до невинновданого подорожчання мережі н.н., так як фактичний стан спрощеним розрахунком встановити не можна.

При спрощеному аналізі режимів напруг розглядаються два граничних режими роботи мережі: найбільших і найменших навантажень. При прийнятих вихідних умовах всі інші можливі режими роботи мережі є проміжними, що знаходяться між зазначеними граничними. Відхилення напруги від номінального значення позначаються V' в точці мережі в режимі найбільших

навантажень, а в режимі найменших навантажень - V'' . Нижній індекс у показує, до якої частини даної розподільної мережі відноситься вказане відхилення напруги. Так, і позначають відхилення напруги в режимі найбільших навантажень відповідно на шинах ЦЖ, в мережі с. н. і в мережі н. н. Різниця між відхиленням напруги в режимі найбільших навантажень і відхиленням напруги в режимі найменших навантажень для даної точки мережі називається діапазоном відхилень напруги.

$$d = V' - V'' \quad (3.7)$$

Як приклад нижче розглядається узагальнена діаграма режиму напруг для мережі, до якої приєднані ЕП з допустимими відхиленнями напруги в межах від -5 до +5% і ці умови є характерними для міських мереж, що живлять комунально-побутове навантаження. Крім того, прийняті умови є середніми і тому можуть розглядатися в якості типових і для промислових мереж.

При побудові діаграми по осі ординат відкладаються відносні (у відсотках) значення, а по осі абсцис - значення. За прийнятим вище умові величини і у ЕП не повинні виходити за допустимі межі, тому можливо уявити відповідну область допустимих умов роботи ЕП у вигляді квадрата $abcd$, зображеного на рисунку 3.7, зі стороною в 10% і з центром на початку координат.

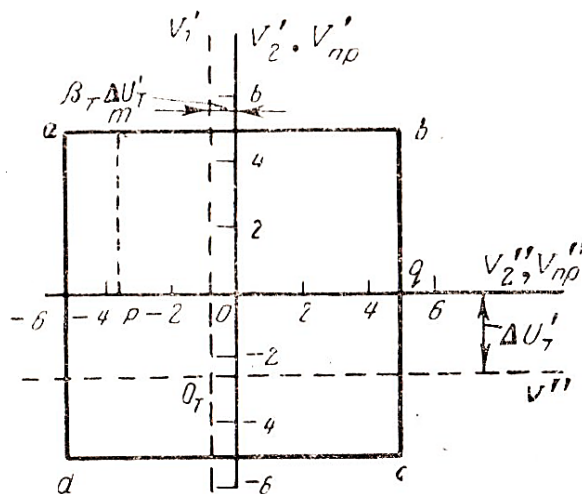


Рисунок 3.7 - Область допустимих умов роботи ЕП по режиму напруг

Якщо ЕП приєднані до однієї загальної мережі н. н., то відхилення напруги у них пов'язані значеннями втрат напруги в цій мережі. У прийнятих осях координат режим напружень в кожному пункті мережі характеризується деякою точкою, координати якої визначають найбільші і найменші відхилення напруги.

Розглянемо режими напружень у ЕП, приєднаних до лінії МК (рисунок 3.8). Тут точка М відповідає початку даної мережі н.н., а точка К - найбільш віддаленому (електрично) її пункту. Припустимо, що в прийнятих осях координат режим відхилень напруг на початку лінії МК характеризується точкою М (рисунок 3.8). Відповідно в кінці лінії МК режим напруг характеризується точкою К (рисунок 3.8) з координатами і. Очевидно, що режим напруг для всіх інших пунктів лінії МК повинен відповідати точкам, розташованим на лінії МК на рисунку 3.8.

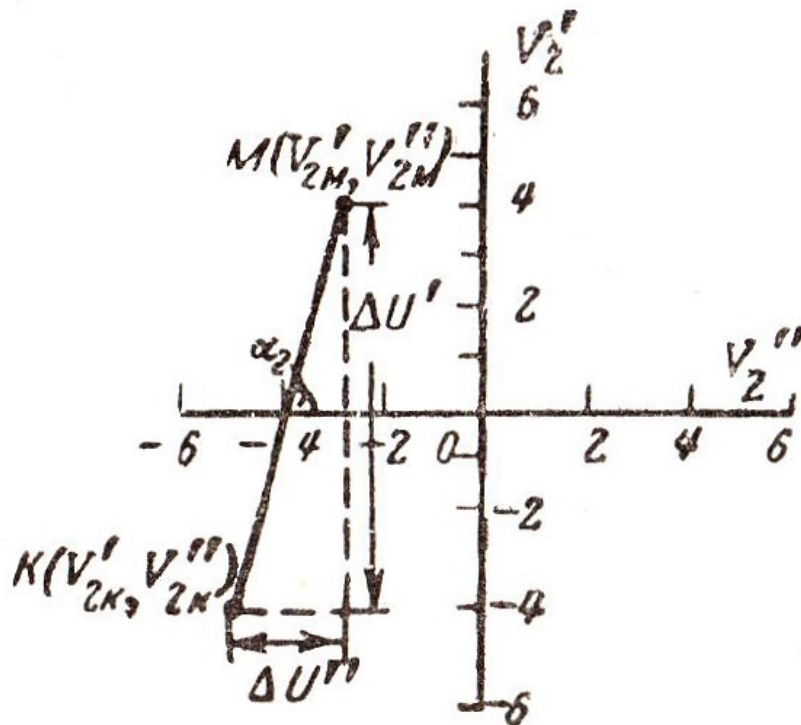


Рисунок 3.8 - Графік зміни режимів напруг в лінії МК мережі н. н

Різниця ординат будь-яких двох точок цієї прямої визначає втрату напруги між відповідними пунктами лінії МК в режимі найбільших навантажень, а різниця абсцис - то ж, але в режимі найменших навантажень.

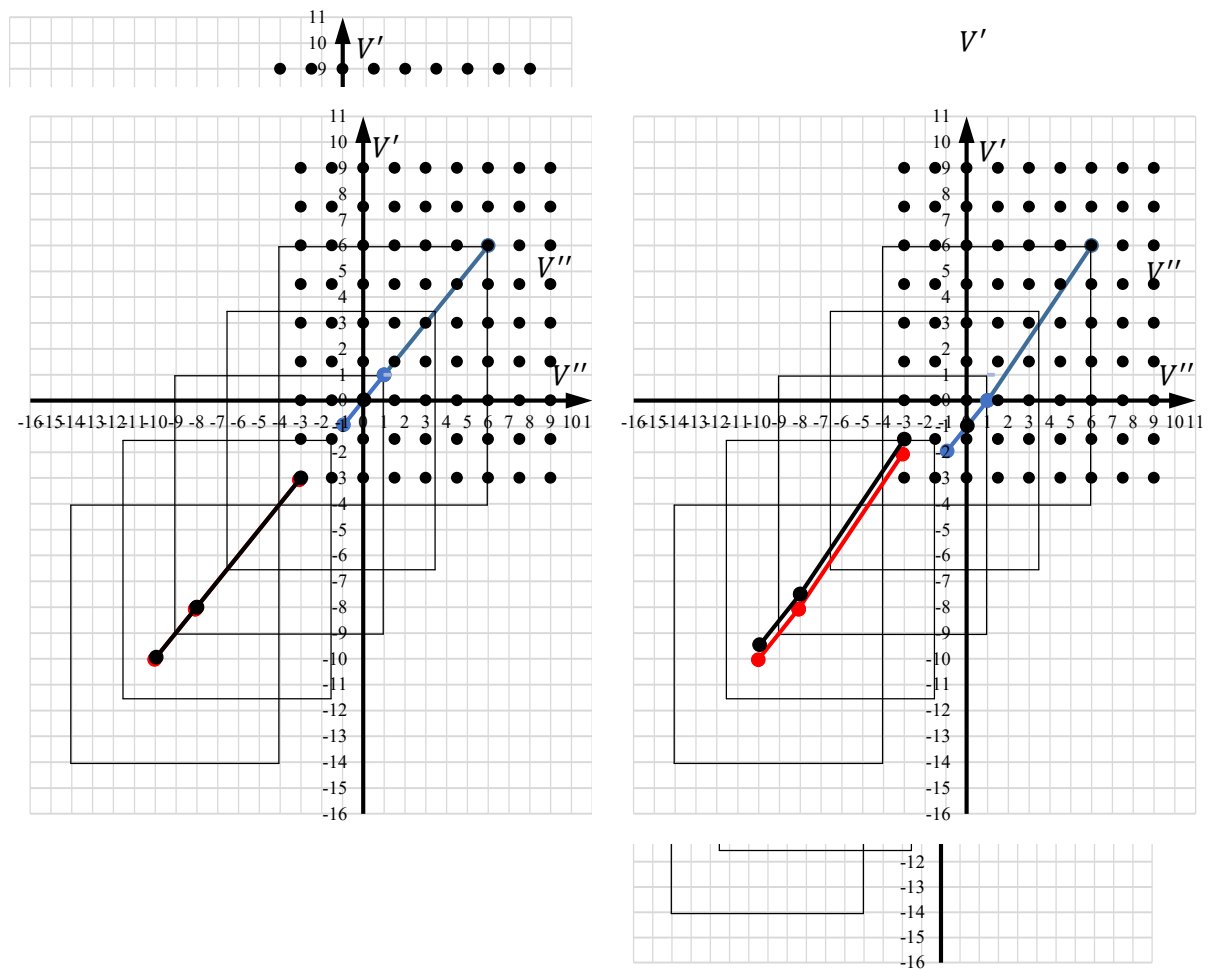
Таблиця 3.2 - Параметри мережі 0,4кВ

Час, год	Напруга найближчої точки, В	Відхилення від номінального значення, %	Напруга найвіддаленішої точки, В	Відхилення від номінального значення, %
1	418	10,1	411	8,1
2	418	10,1	411	8,1
3	415	9,1	407	7,2
4	415	9,1	407	7,2
5	411	8,1	403	6,1
6	405	6,7	397	4,4
7	400	5,2	389	2,3
8	389	2,4	374	-1,5
9	370	-2,7	345	-9,2
10	377	-0,9	354	-6,8
11	374	-1,6	350	-8,0
12	386	1,5	369	-3,0
13	383	0,7	364	-4,2
14	377	-0,9	354	-6,8
15	379	-0,2	357	-6,1
16	392	3,3	371	-2,3
17	393	3,3	380	-0,1
18	395	4,0	383	0,8
19	391	3,0	378	-0,5
20	402	5,9	392	3,1
21	404	6,4	394	3,8
22	408	7,4	398	4,7
23	412	8,5	406	7,0
24	418	10,0	410	7,8

Таблиця 3.3 - Параметри мережі 10кВ

Час, год	Напруга найближчої точки, В	Відхилення від номінального значення, %	Напруга найвіддаленішої точки, В	Відхилення від номінального значення, %
1	10,7	7	10,2	2
2	10,7	7	10,2	2
3	10,6	6	10,1	1
4	10,6	6	10,1	1
5	10,6	6	10	0
6	10,6	6	9,9	-1
7	10,6	6	9,8	-2
8	10,6	6	9,6	-4
9	10,3	3	9,25	-7,5
10	10,4	4	9,4	-6
11	10,3	3	9,35	-6,5
12	10,3	3	9,55	-4,5
13	10,4	4	9,5	-5
14	10,4	4	9,4	-6
15	10,4	4	9,45	-5,5
16	10,5	5	9,65	-3,5
17	10,5	5	9,65	-3,5
18	10,6	6	9,7	-3
19	10,6	6	9,62	-3,8
20	10,6	6	9,85	-1,5
21	10,6	6	9,9	-1
22	10,6	6	10	0
23	10,6	6	10,1	1
24	10,6	6	10,2	2

Побудуємо узагальнені діаграми для кожної години (рисунок 3.9-3.20).



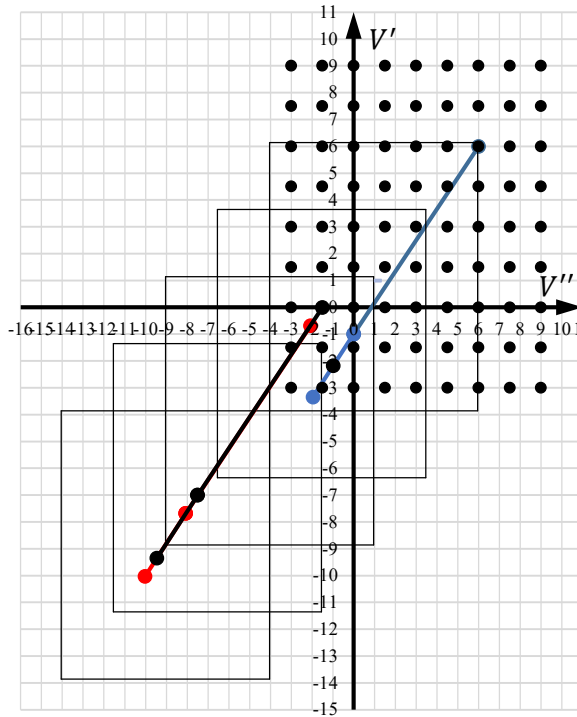
1-2 год

2-3 год

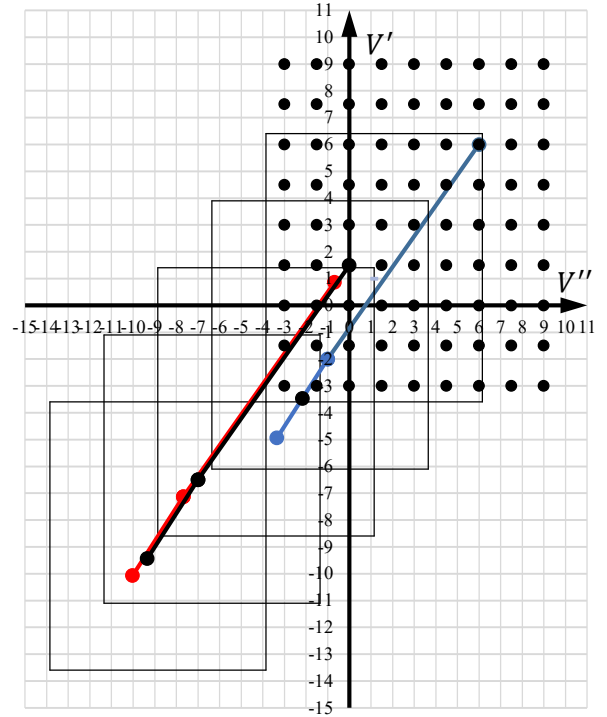
Рисунок 3.9 - Узагальнені діаграми для 1-3 год

Проаналізувавши відхилення напруг від номінальних значень виявилось що у режимах максимуму та мінімуму навантажень напруга перевищує допустимі норми відхилень 5%,

Можливі варіанти регулювання, що виділені чорними крапками, віддалені один від одного на 1,5% згідно з шагом регулювання РПН трансформатора у центрі живлення, тобто на підстанції «Леванівська». Синім кольором відображені режими роботи мереж 10кВ і 0,4кВ для данної системи. Для досягання нормального режиму роботи необхідно змістити систему, щоб центр мережі 0,4кВ співпадав з центром квадратів(зображено червоною лінією), що відображають відгалудження розподільних трансформаторів.

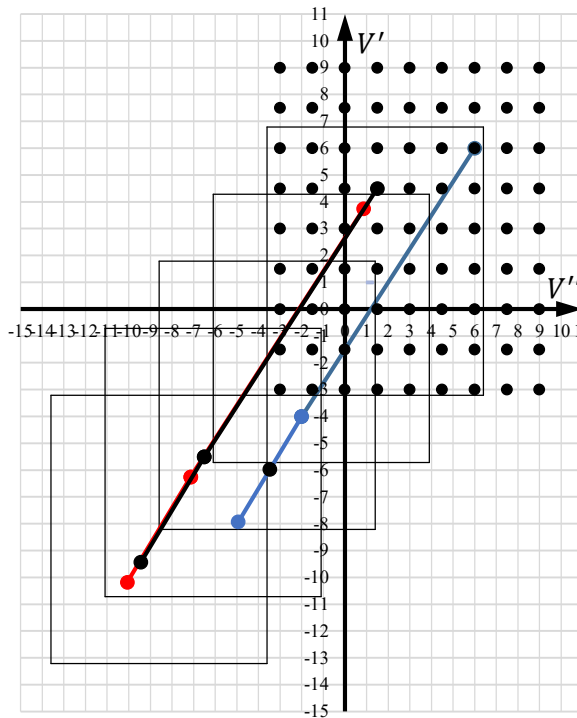


5-6 год

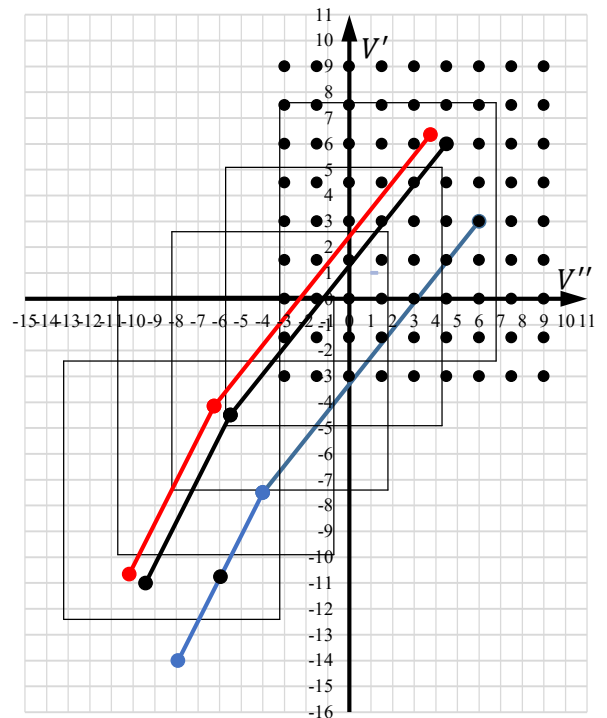


6-7 год

Рисунок 3.11 - Узагальнені діаграми для 5-7 год

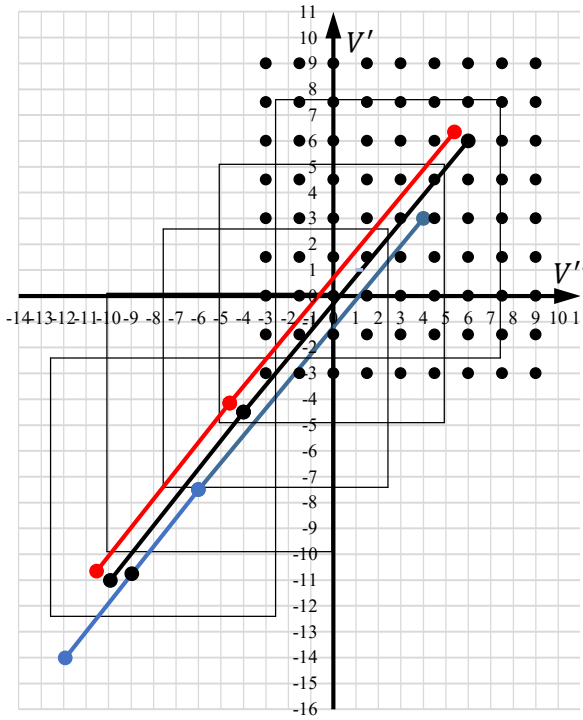


7-8 год

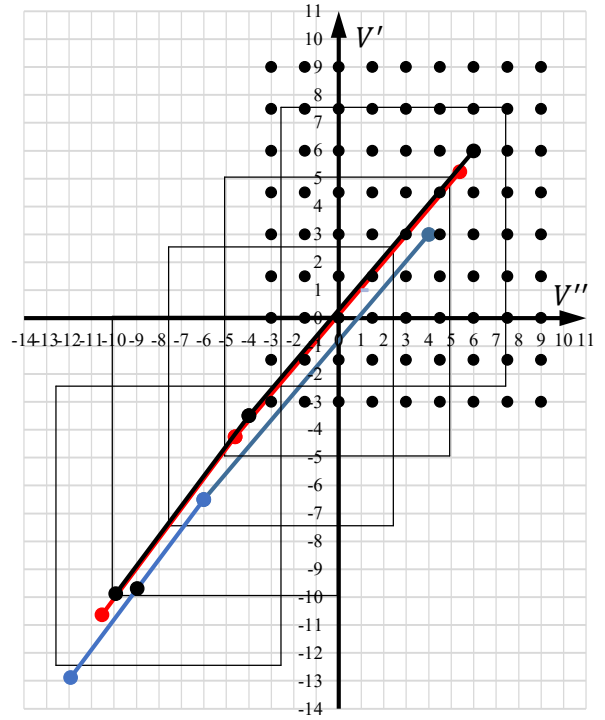


8-9 год

Рисунок 3.12 - Узагальнені діаграми для 7-9 год

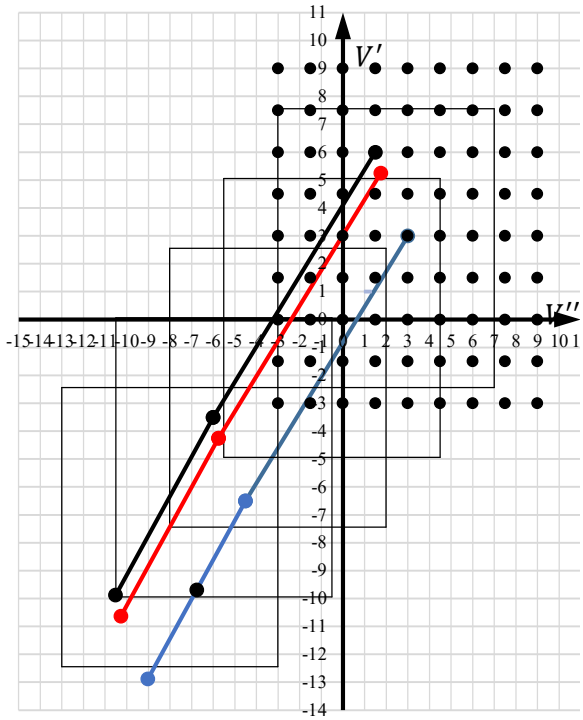


9-10 год

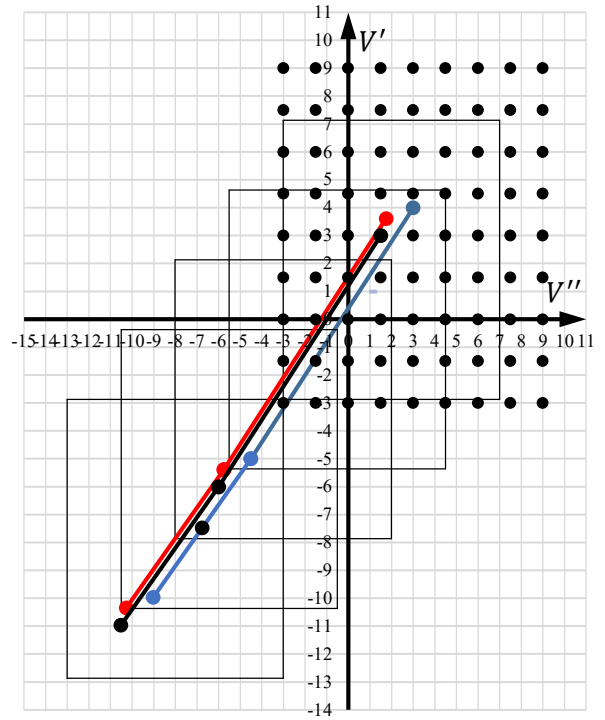


10-11 год

Рисунок 3.13 - Узагальнені діаграми для 9-11 год

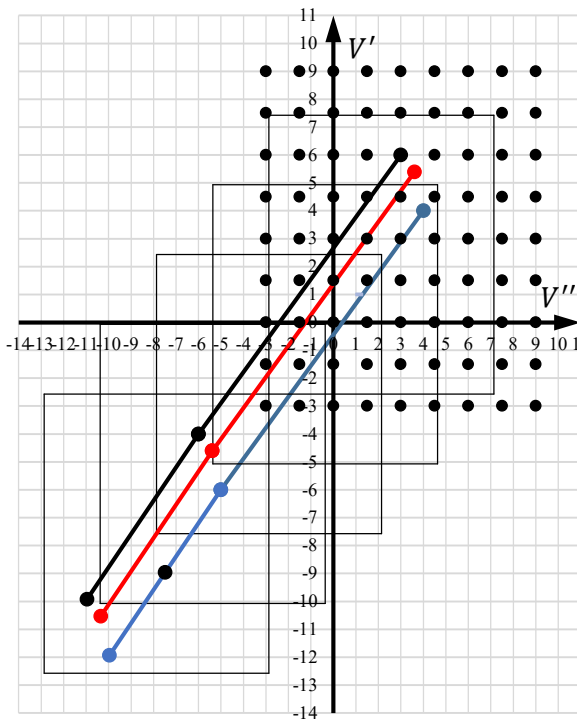


11-12 год

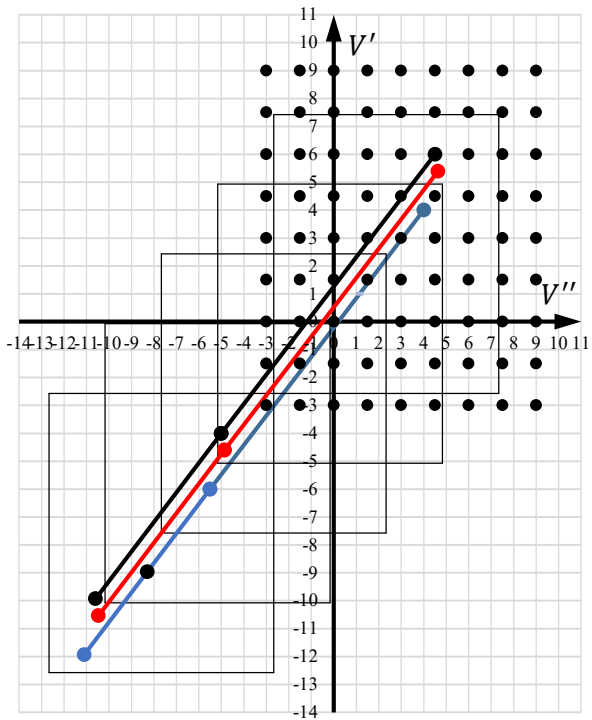


12-13 год

Рисунок 3.14 - Узагальнені діаграми для 11-13 год

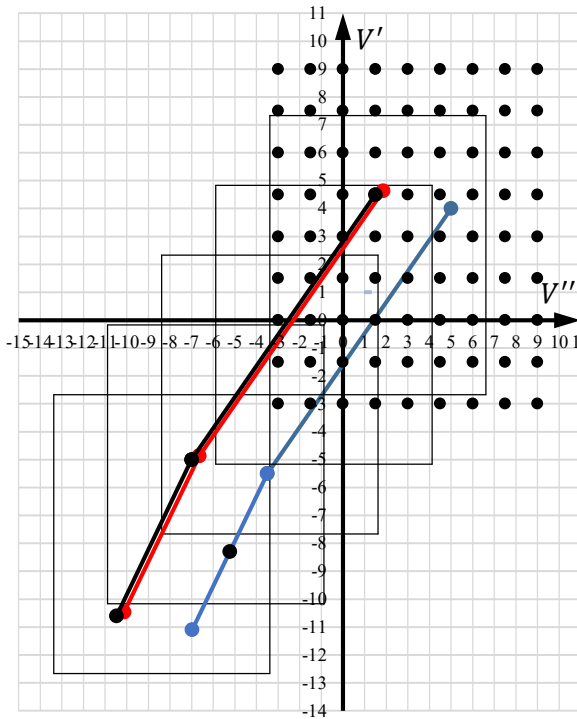


13-14 год

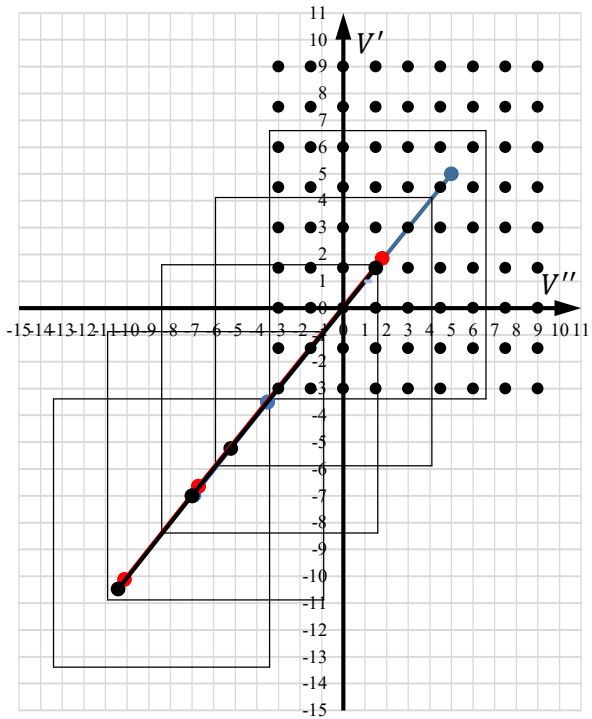


14-15 год

Рисунок 3.15 - Узагальнені діаграми для 13-15 год

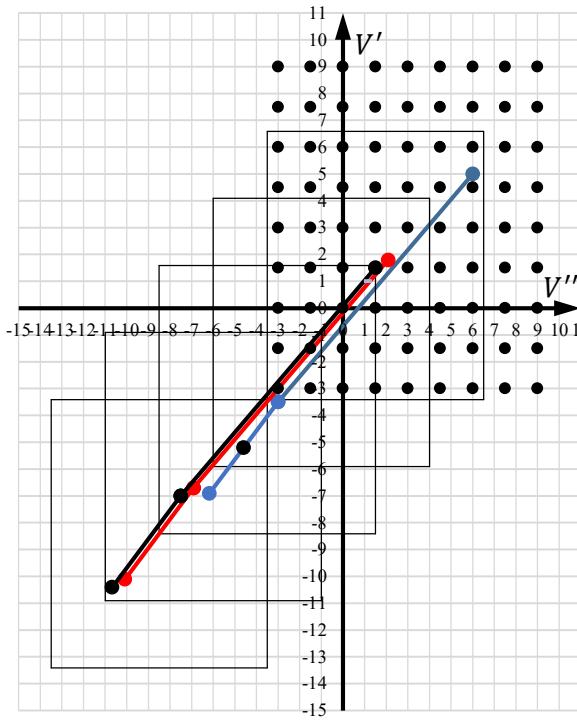


15-16 год

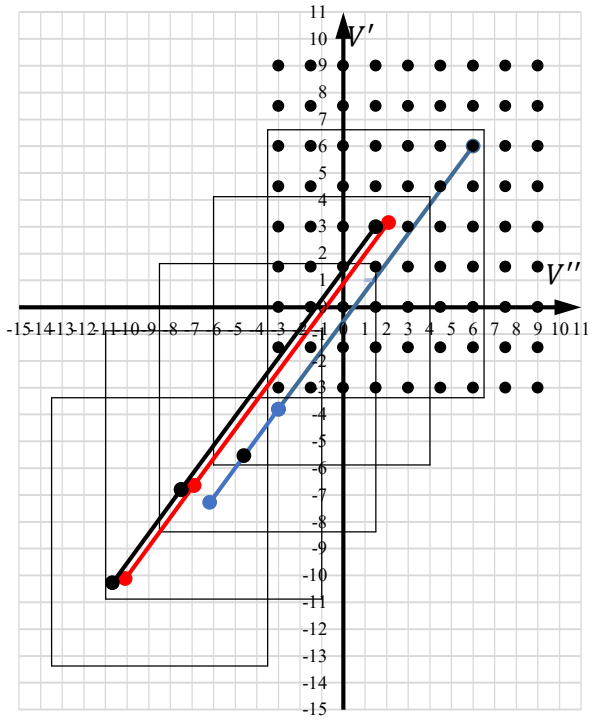


16-17 год

Рисунок 3.16 - Узагальнені діаграми для 15-17 год

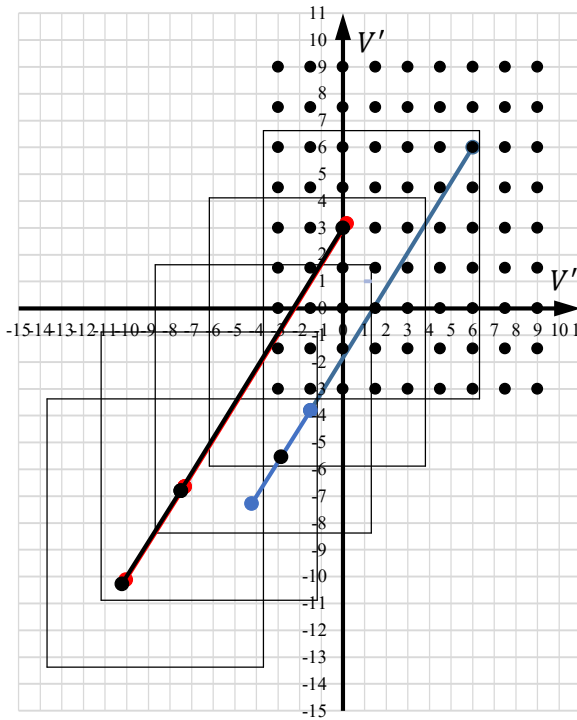


17-18 год

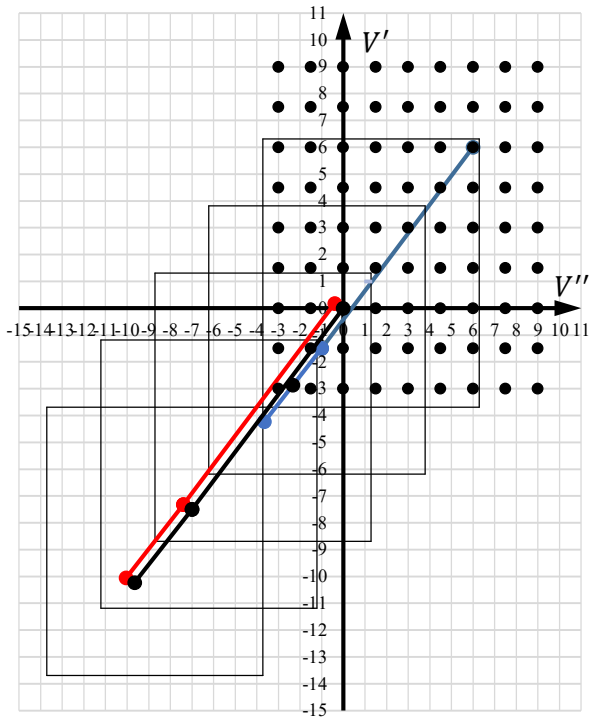


18-19 год

Рисунок 3.17 - Узагальнені діаграми для 17-19 год



19-21 год

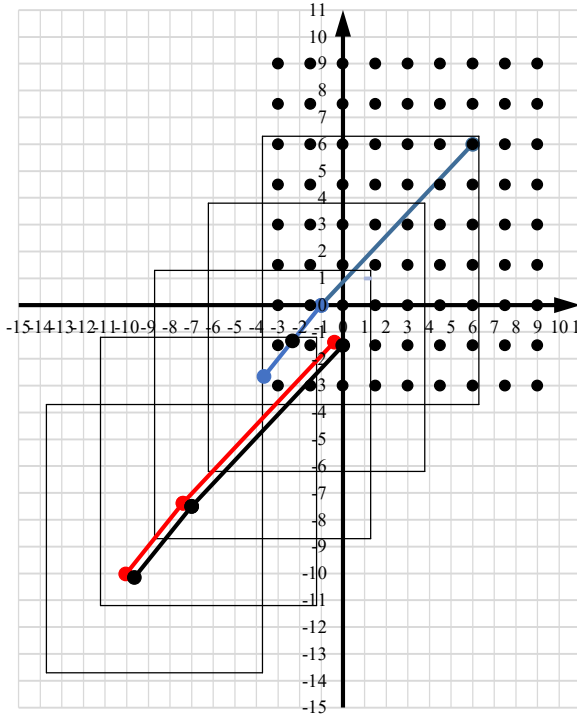


20-21 год

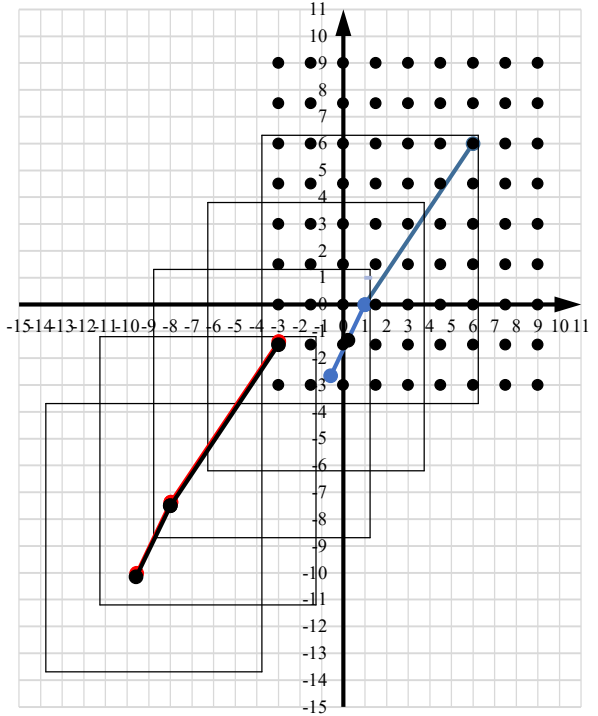
Рисунок 3.18 - Узагальнені діаграми для 19-21 год

V'

V'



21-22 год



22-23 год

Рисунок 3.19 - Узагальнені діаграми для 21-23 год

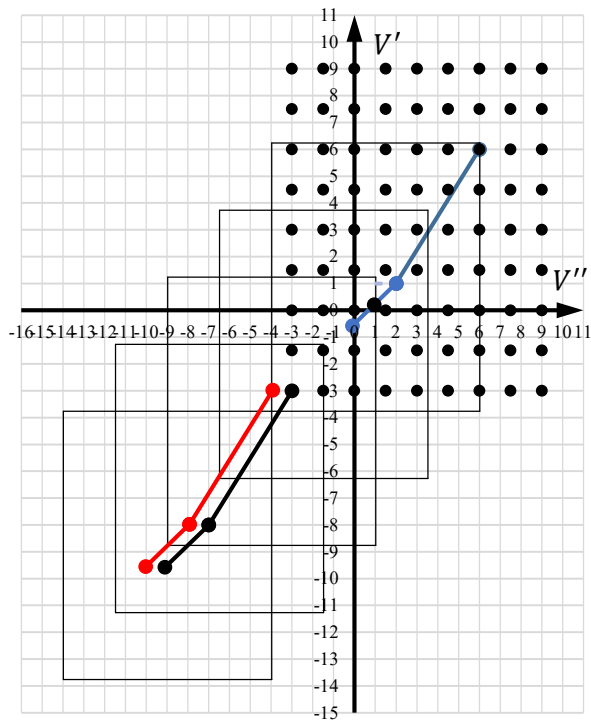


Рисунок - 3.20 Узагальнена діаграма для 23-24 год

За кожну годину знаходимо значення відхилення напруги у центрі живлення з найближчими ступенями РПН і заносимо у таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 - Режим регулювання

Час, год	Відхилення напруги у ЦЖ, %	Положення РПН	Потужність, кВ·А
1	2	3	4
1	-3,05	-3	37
2	-3,05	-3	37
3	-3,08	-3	37
4	-3,08	-3	37
5	-2,07	-1,5	37
6	-0,68	0	44
7	0,87	1,5	54
8	2,70	3	69
9	6,35	6	100
10	5,39	6	94
11	5,25	6	99
12	2,40	3	77
13	3,61	3	83
14	5,39	6	94
15	4,63	4,5	90
16	1,64	1,5	63
17	1,80	1,5	62
18	1,70	1,5	58
19	2,35	3	63
20	0,18	0	51
21	-0,39	0	50
22	-1,37	0	50

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4
23	-2,30	-3	48
24	-3,12	-3	40

Згідно з даними із таблиці будемо графік залежності відхилення напруги у центрі живлення від потужності, що проходить по даній лінії (рисунок 3.21).

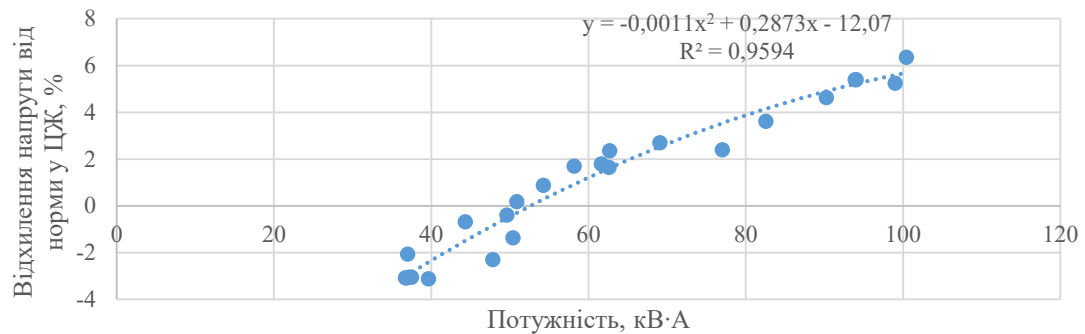


Рисунок 3.21 - Режим регулювання для даної мережі

Використовуючи аппроксимацію знаходимо найбільш точнішу залежність – поліномінальну, що представлена в формулі:

$$V_0(S) = -0,0011 \cdot S^2 + 0,2873 \cdot S - 12,07 \quad (3.8)$$

Згідно даних напруги до і після впровадження регулювання, побудуємо графіки відхилення напруги на розподільчому трансформаторі і у найвіддаленішого споживача (рисунок 3.22 і 3.23). Червоними лініями позначимо норми відхилень, що дорівнюють +5% та -5%.

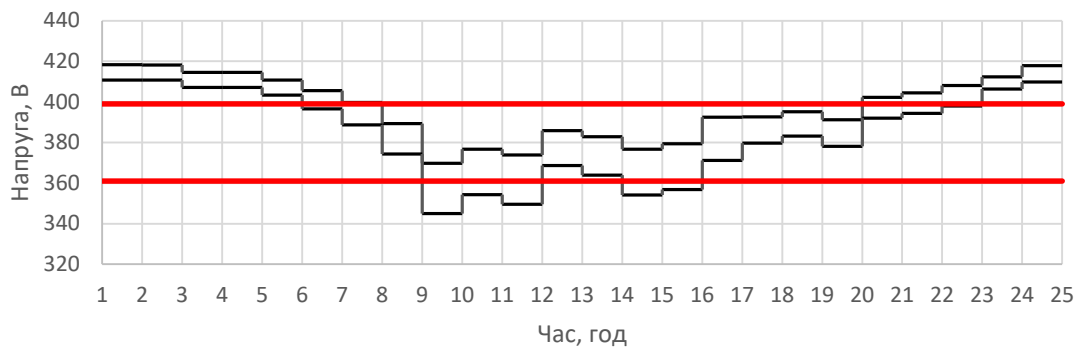


Рисунок 3.22 - Відхилення напруги до впровадження регулювання

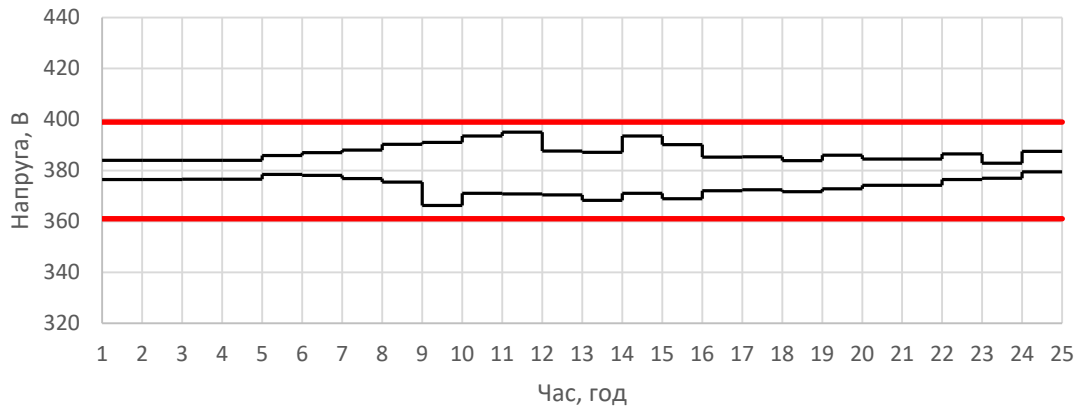


Рисунок 3.23 - Відхилення напруги після впровадження регулювання

Знаючи параметри лінії: $r = 0,64 \text{ Ом/км}$, $l = 0,95 \text{ км}$, розрахуємо втрати потужності до і після впровадження енергозберігаючого заходу та занесемо у таблицю 3.5.

Таблиця 3.5 - Ефект від провадження режиму регулювання

Час, год	До впровадження режиму регулювання			Після впровадження режиму регулювання			Ефект, Вт
	Напруга $U, \text{ В}$	Струм $I, \text{ А}$	Втрати потуж- ності P , Вт	Напруга $U, \text{ В}$	Струм $I, \text{ А}$	Втрати потуж- ності P , Вт	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	411	91,2	5058	376	99,5	6023	-965
2	411	90,5	4981	376	98,8	5931	-950
3	407	90,7	4999	377	98,0	5844	-845
4	407	90,1	4940	377	97,5	5775	-835
5	403	91,7	5112	378	97,7	5806	-694
6	397	111,8	7602	378	117,3	8361	-760
7	389	139,7	11859	377	144,0	12612	-753
8	374	184,5	20704	375	184,0	20585	119

Продовження таблиці 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8
9	345	291,1	51517	366	274,2	45711	5806
10	354	265,1	42727	371	253,1	38942	3785
11	350	283,2	48749	371	267,0	43354	5396
12	369	208,9	26532	370	207,8	26266	266
13	364	226,9	31294	368	224,2	30566	727
14	354	265,4	42840	371	253,4	39042	3798
15	357	252,9	38879	369	244,6	36388	2491
16	371	168,6	17291	372	168,2	17206	86
17	380	162,3	16022	372	165,5	16652	-630
18	383	151,8	14009	372	156,4	14880	-872
19	378	165,8	16709	373	168,1	17183	-474
20	392	129,8	10247	374	136,0	11246	-998
21	394	125,8	9617	374	132,6	10685	-1069
22	398	126,6	9751	376	133,9	10900	-1149
23	406	117,6	8413	377	126,8	9782	-1369
24	410	96,7	5686	380	104,4	6631	-945
			$\Sigma 455540$			$\Sigma 446372$	$\Sigma 9168$

Отже, крім підвищення якості напруги, простежується і зниження втрат у мережі. Добовий ефект від регулювання напруги – 9168 Вт·год, що згідно тарифу на електроенергію (1,9699 грн/кВт·год) становитиме 18,1 грн/добу чи 6501 грн/рік.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

4.1 Аналіз потенційних і шкідливих чинників виробничого середовища

Охорона праці при будівництві і експлуатації забезпечується прийняттям рішень у відповідності до відповідних норм і правил.

Виконання будівних, електромонтажних і налагоджувальних робіт виконується у відповідності до діючих правил ПУЕ, а також у відповідності до діючих “Будівельних норм і правил”, які затверджені Держбудом.

В умовах експлуатації обладнання ливарного цеху, існують наступні потенційні небезпеки: комутаційні, імпульсні перенапруги; перехід вищої напруги на сторону нижчої; хибна дія персоналу при оперативних переключеннях; можливість випадкових дотиків до частин, що перебувають під напругою; пошкодження ізоляції електроустановок; короткі замикання в електроустановках.

Обслуговування обладнання цеху здійснюється черговим оперативним персоналом у складі п’яти чоловік. Ремонтно-експлуатаційне обслуговування здійснюється спеціалізованими ремонтними бригадами. Електротехнологічний персонал виробничих цехів і дільниць, що не входить до складу енергослужби, яка здійснює експлуатацію електротехнологічних установок і має групу з електробезпеки II і вище, у своїх правах та обов'язках прирівнюється до електротехнічного; в технічному відношенні вона підпорядковується енергослужбі підприємства.

Керівники, в безпосередньому підпорядкуванні яких знаходиться електротехнологічний персонал, повинні мати групу з електробезпеки не нижче, ніж у підлеглого персоналу. Вони повинні здійснювати технічне керівництво цим персоналом та контроль за його роботою.

У відповідності до ПТЕ для забезпечення норм охорони праці передбачається ряд захисних заходів, направлених на забезпечення безпечних умов праці в ливарному цеху.

Виникнення короткого замикання в електроустановках, може привести до ушкодження обладнання і створити небезпеку ураження людей електрострумом. Для забезпечення безпеки людей та запобігання ушкодження обладнання проектом передбачено такі заходи: розташування обладнання з дотриманням нормативних відстаней між струмоведучими частинами та землею; використання обладнання без конструктивних недоліків; застосування надійного заземлення з відповідною нормативною величиною опору; встановлення релейного захисту окремих елементів обладнання.

4.2 Електробезпека

Для забезпечення електробезпеки обслуговуючого персоналу і нормальної роботи систем РЗА, ПА і АСУ ТП виконується захисне і робоче заземлення пристроїв цих систем згідно з вимогами ПУЕ.

Для вимірювальних кіл трансформаторів струму і трансформаторів напруги повинні використовуватись кабелі з металевією оболонкою або оболонкою і бронею. В одному контрольному кабелі не припускається об'єднання кіл різних класів по рівню випробувальної напруги, вимірювальних кіл напруги і струму, кіл управління с колами вимірів і сигналізації, а також з силовими колами.

Рекомендується кабельні лінії різного призначення прокладати по різних трасах, виконуючи з'єднання кабелів горизонтальними заземлювачами. Металеві оболонки і броня кабелів повинні заземлюватись в місці вводу в будівлю релейного щита ,а також в місцях кінцевого розділення кабелів.

Металеві короби, по яких прокладаються кабелі слід заземлювати через 5-10 метрів.

Для кіл міжмашинного обміну повинні застосовуватись тільки екрановані симетричні кабелі. Ці кабелі повинні прокладатись на якомога більшій відстані від силових кіл.

Взагалі, в залежності, від характеру діяння ЕМП на лінії зв'язку і підімкнену до них релейну апаратуру можуть бути рекомендовані наступні способи захисту:

- застосування дводровових симетричних ліній зв'язку, добре ізольованих між собою та від землі;
- виключення застосування однодротових зовнішніх ліній зв'язку;
- екранування підземних кабелів з мідною, алюмінієвою, свинцевою оболонкою або прокладання їх в сталевих конструкціях, трубах;
- електромагнітне екранування блоків та вузлів апаратури;
- використання різного роду захисних вхідних пристроїв і грозозахисних засобів (троси, заземлюючі контури і т. ін.).

Як заходи захисту від прямого дотику застосовані: ізоляція струмоведучих частин; огороження і оболонки; бар'єри; розміщення поза зоною досяжності. Як заходи захисту у разі непрямиго дотику застосовані: Автоматичне відключення живлення; ізолювальні зони; система зрівнювання потенціалів; електричне відокремлення кіл.

Існуючі та проєктовані заходи захисту від ураження електричним струмом-відповідають вимогам ДСН 3.3.6.037, ДСНіП 239-96, ГОСТ 12.1.002-84, Д СанПіН 3.3.6-2002.

Струмоведучі частини повністю покриті ізоляцією, яка може бути усунена тільки шляхом руйнування. Ізоляція струмоведучих частин електрообладнання повинна відповідати стандартам або технічним умовам на це електрообладнання. Струмопровідні частини електрообладнання і ошиновка знаходяться поза зоною досяжності на висоті не менше 3,2 м від рівня землі.

Розподільний пристрій 6кВ і розташоване в окремому приміщенні. Струмоведачі частини РП вміщені в оболонки, якими забезпечується ступінь захисту не менше IP2X за ГОСТ 14254.

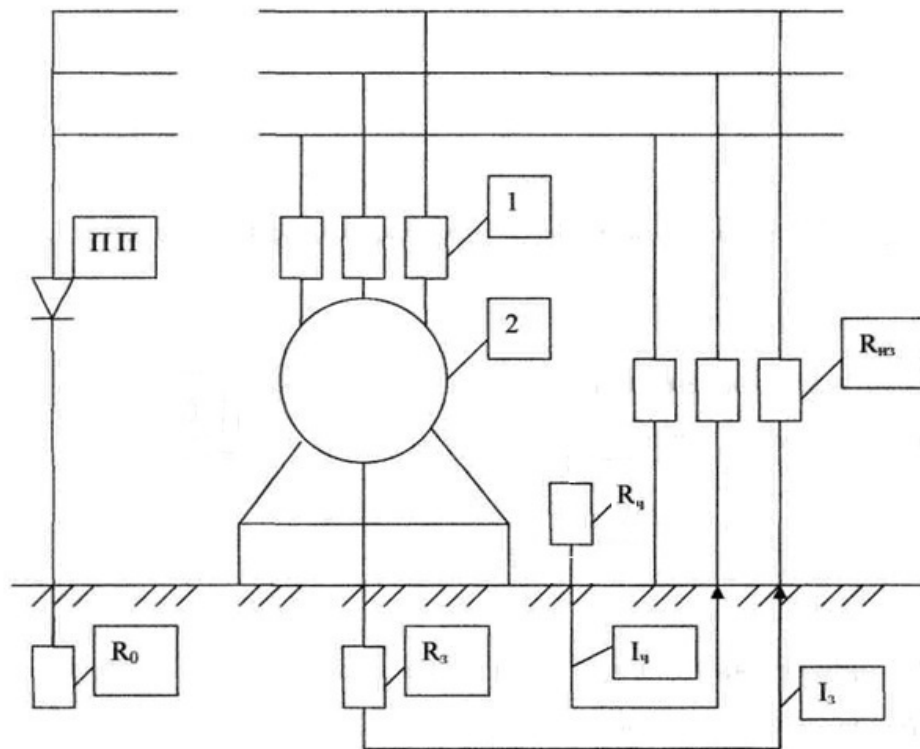
Для електрообладнання, яке може зберігати електричний заряд після відключення (наприклад, конденсатори), для запобігання дотику до нього повинен бути виконаний попереджувальний напис. Перед дотиком до струмоведачих частин відключених конденсаторних батарей необхідно провести додатковий розряд замиканням висновків накоротко і на корпус металевою шиною з заземлювальним провідником, укріпленої на ізолюючій штангі.

Для забезпечення автоматичного відключення живлення необхідно виконати систему заземлення і основну систему зрівнювання потенціалів, а також забезпечити координацію характеристик захисних пристроїв, які здійснюють це відключення.

4.3 Інженерні рішення щодо забезпечення умов роботи з точки зору електробезпеки

Відкриті провідні частини електроустановки за допомогою захисних провідників повинні бути приєднані до системи заземлення. В цеху застосований тип системи заземлення TN-C.

Принципова схема заземлення електрообладнання показана на рисунку 4.1.



ПП - пробивний запобіжник; R_0 - заземлення нульової крапки трансформатора; $R_з$ - заземлюючий пристрій; $R_{из}$ - опір ізоляції; $I_з$ - струм, замикання на землю; $I_ч$ - струм, що протікає через людину; 1 - плавкі вставки; 2 - електродвигун

Рисунок 4.1 Принципова схема захисного заземлення

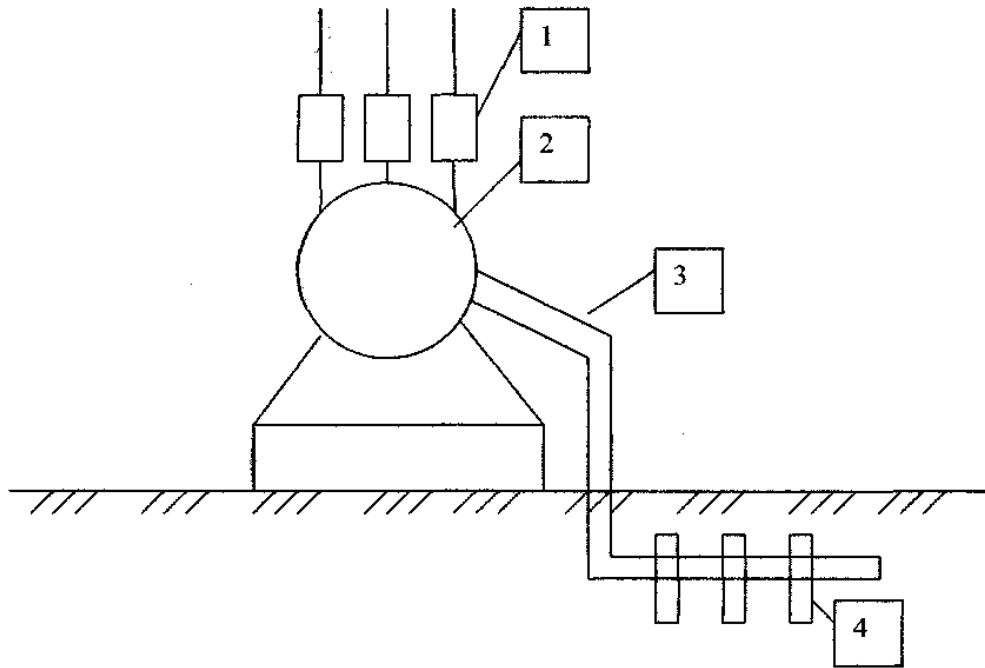
Захисне заземлення та заземлення системи блискавкозахисту будівель та споруд фабрики здійснюється за допомогою одного спільного заземлювального пристрою. В якості заземлюючих пристроїв використовуються природні і штучні заземлювачі, з'єднані сталеву смугою 40x4. Опір заземлювального пристрою, який є спільним для високовольтних і низьковольтних електроприймачів, не повинно перевищувати 0,5 Ом в будь-який час року.

Поразка людини електричним струмом може трапитися не тільки при дотику її до струмоведучих частин, але і в результаті контакту з металевими корпусами електроустаткування, яке випадково опинилося під напругою в наслідок пошкодження ізоляції. Для попередження подібних випадків поразки електричним струмом широко використовують захисне заземлення і

занулення. Для розрахунку заземлюючого прибудові спочатку визначаємо опір розтікання струму одного вертикального електроду.

Прийmemo як заземлення вертикальні електроди стрижньові завдовжки 10 м і діаметром 11 мм. Питомий опір ґрунту в місці розташування заземлень 100 Ом·м.

Схема заземлюючого пристрою показана на рисунку 4.2.



1 - плавкі вставки; 2 - електродривун; 3 - сполучна смуга; 4 – трубчасте заземлення

Рисунок 4.2 Виконання заземлюючого пристрою

У кожній споруді виконана основна система зрівнювання потенціалів, яка реалізована шляхом приєднання до головної заземлювальної шини електроустановки таких провідних частин: захисних провідників; заземлювальних провідників пристроїв захисного та блискавко заземлень; металевих труб комунікацій; металевих частин каркаса будинку (споруди) і металевих конструкцій виробничого призначення; металевих частин систем вентиляції та кондиціонування; основних металевих частин будівельних конструкцій; металевих оболонок, екранів і броні кабелів.

Всі з'єднання виконуються зварюванням. Відкрито прокладені магістралі заземлення покриваються антикорозійною фарбою.

Глибина розташування середини електрода від поверхні землі:

$$t = t_0 + \frac{1}{2};$$

де t_0 – відстань від верхньої точки трубчастого заземлення до поверхні землі, м (t_0 – від 0,5 до 1 м).

У нашому випадку $t_0 = 0,5$ м.

По-перше розрахуємо: $t = 0,5 + \frac{10}{2} = 5,5$ м;

$$R_e = \frac{\rho}{(2\pi \cdot l)} \cdot \left[\left(\ln \cdot \frac{2l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4t + l}{4t - l} \right) \right]. \quad (4.1)$$

де R_E – опір розтіканню струму одного вертикального електрода, Ом

ρ – питомий опір ґрунту в місці розташування заземлень, Ом·м

l – довжина трубчастого електрода, м

d – діаметр трубчастого електрода, м

t – глибина розташування середини електрода від поверхні землі, м

Тепер ми маємо всі показники для розрахунку R_E :

$$R_e = \frac{100}{(2 \cdot 3,14 \cdot 10)} \cdot \left[\left(\ln \frac{2 \cdot 10}{0,011} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 5,5 + 10}{4 \cdot 5,5 - 10} \right) \right] = 9,07 \text{ Ом.}$$

Знайдену величину R_e порівнюємо з допустимим опором заземлюючого прибору $R_{дон}$.

R_e (9,07 Ом) > $R_{дон}$ (4 Ом), тобто потрібно шукати необхідну кількість вертикальних електродів.

Для цього спочатку підрахуємо попередню кількість заземлень без урахування сполучної штиби (повинен бути цілим числом) по формулі:

$$n' = \frac{R_e}{R_{дон}} \quad (4.2)$$

де $R_{дон}$ – допустимий опір заземлюючого пристрою, визначається залежно від напруги струму, який поданий на електроустановку.

У даному випадку: 4 Ом для установок з напругою до 1000 В.

$$n' = \frac{9.07}{4} \approx 3 \text{ шт.}$$

Потім встановлюємо потрібну кількість вертикальних електродів:

$$n = \frac{n'}{\eta_e}, \quad (4.3)$$

де n - коефіцієнт використання вертикальних електродів, який враховує обопільне екранування.

Для вибору цього коефіцієнту приймаємо значення відношення відстані між електродами до їх довжини «параметр a » і вибираємо a залежно від попередньої кількості заземлень n_l і «параметру a ».

Приймемо $a = 1$. Заземлення розміщені в ряд. Тоді,:

$$n = \frac{3}{0.73} \approx 5 \text{ шт.}$$

Знаючи кількість заземлень, знаходимо довжину сполучної штиби (L), яка сполучає всі вертикальні стрижньові електроди по формулі:

$$L = a \cdot n \cdot l, \quad (4.4)$$

де a – значення відношення відстані між електродами до їх довжини.

Розраховуємо довжину сполучної штиби:

$$L = 1 \cdot 5 \cdot 10 = 50 \text{ м.}$$

Розраховуємо опір розтіканню струму сполучної штиби без урахування екранування по формулі:

$$R_u = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t_0} \right], \quad (4.5)$$

де b – ширина сполучної штиби, м $b=d$.

$$R_u = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot 50^2}{0.011 \cdot 0.5} \right] = 3.64 \text{ Ом.}$$

Останнім визначаємо загальний опір заземлюючого прибудую R_3 , який складається з опору вертикальних електродів і опору сполучної штиби:

$$R_3 = \frac{R_e \cdot R_u}{R_e \cdot \eta_u + R_u \cdot \eta_l \cdot n} \quad (4.6)$$

де коефіцієнт використання сполучної штиби $\eta_u = 0,72$.

Розраховуємо загальний опір заземлюючого пристрою R_3 :

$$R_3 = \frac{9,07 \cdot 3,64}{9,07 \cdot 0,72 + 3,64 \cdot 0,72 \cdot 5} = 1,68 \text{ Ом.}$$

Набуте значення R_3 порівнюємо з $R_{дон}$.

$R_3 (1,68 \text{ Ом}) < R_{дон}(4 \text{ Ом})$, тобто опір заземлюючого пристрою менше допустимого опору.

Висновок: заземлення розраховане згідно з нормами і воно забезпечує безпеку працівників.

ВИСНОВКИ

В першому розділі роботи були проаналізовані теоретичні питання і досліджені наслідки порушення технології передачі і розподілу електроенергії, проаналізована динаміка втрат в мережах України відносно більш розвинутих країн, визначені зауваження щодо діючої методики нормування втрат електроенергії.

У другій главі даної роботи складено структуру енерговитрат групи підстанцій: підрахована електроенергія, що передається споживачам; розраховані втрати енергії в трансформаторах, лініях електропередач. Запропоновано виведення в резерв по одному трансформатору на підстанціях «Леванівська», «Теплична» і «Вимпіль». Оптимізовано навантаження основних живлячих ліній Л-303 та Л-310 за допомогою переведення частини споживачів між лініями, це дало змогу здійснити більш рівномірне навантаження. Для порівняння заходів проведені техніко-економічні розрахунки, а саме проаналізовані річні витрати на амортизацію, обслуговування та втрати потужності в електроустаткуванні.

В третьому розділі даної дипломної роботи розглянуто стан регулювання напруги в міських розподільчих мережах, основні показники якості електроенергії та їх аналіз стосовно до розподільних мереж міського типу, вплив відхилень напруги на економічні характеристики основних споживачів комунально-побутового сектору, розраховані режими роботи характерних схем розподільних мереж з аналізом відхилення напруги і доцільності регулювання для електрично найвіддаленішого споживача підстанції «Леванівська».

Річний економічний ефект від заходів становитиме: резервування трансформаторів – 672 133грн, оптимізація навантаження ліній Л-303 та Л-310 – 113 150грн, впровадження режиму регулювання на підстанції «Леванівська» - 6501грн.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Качан, Ю.Г.. Лінійна електротехніка (теоретичні основи) [Текст]: Навч. посібник / Ю.Г. Качан - Запоріжжя: Видавництво ЗДІА, 1995- 206 с.
2. Качан, Ю.Г. Основи енергозбереження / [Текст] Для студ. ЗДІА спец. 7.000008 "ЕМ": Конспект лекцій / Ю.Г. Качан - Запоріжжя: Видавництво ЗДІА, 2005. -183 с.
3. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст]: Учебное пособие / Б.Ю. Липкин - Москва «Высшая школа»,1990 – 363с.
4. Лыкин, А.В. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях [Текст]: Учебное пособие / А.В. Лыкин - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013, - 115 с.
5. Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст]: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
6. Воротницкий, В.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях: анализ и опыт снижения [Текст]: Учебное пособие / В.Э. Воротницкий – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2006. – 104с.
7. Железко, Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст]: Учебное пособие / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко - М.: "Изд-во НЦ ЭНАС"-2002. – 113с.
8. Железко, Ю. С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В [Текст]: Ю. С. Железко - Электрические станции, 2002. – 30с.
9. Железко, Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст]: Учебное пособие / Ю. С. Железко – М.: Энергоатомиздат, 1989.– 172 с.

10. Потребич, А. А. Методы расчета потерь энергии в питающих электрических сетях энергосистем [Текст] / А. А. Потребич, Электричество.– 1992. – 37с.

11. Врублевский, А.В., Электротехника [Текст]: Врублевский А.В, Григорьянц Г.Н., Жуков Д.П., Княжинский Г.М. / Учебник для солдат и сержантов, Москва Воениздат. 1964 -351с.

12. Воротницкий, В.А. Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях. Как его определить и выполнить [Текст]: Учебник/ В.А. Воротницкий - Новости электротехники.-2003.-№6.

13. Дерзский, В.Г.,. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях [Текст]: Учебник / В.Ф Скиба, В.Г. Дерзский - Энергосбережение Энергетика Энергоаудит.-2009.- № 6

14. Забудский Е.И. Электрические машины. Ч. 1. Трансформаторы [Текст]: Учебное пособие для вузов / Е.И. Забудский. – Москва: МГАУ, 2002. – 167 с.

15. Неклепаев, Б.Н Электрическая часть станций и подстанций[Текст]: Учебник для вузов / Б.Н. Неклепаев – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1986. – 640с.

16. Солдаткина, Л.А. Регулирование напряжения в городских сетях [Текст]: Учебник / Л.А.Солдаткина - М. – Л., «Энергия», 1967. – 340с.

17. Аберсон, М.Л. «Оптимизация регулирования напряжения» [Текст]: Учебник / М.Л. Аберсон - М. «Энергия», 1975., - 287с.

18. И 34-70-028-86 Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и объединений. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987. – 151с.

19. И 34-70-030-87 Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М: СПО «Союзтехэнерго», 1987 – 170с.

20. Нейман Л. Р., Теоретические основы электротехники [Текст]: Учебник / Л. Р. Нейман, К. С. Демирчян. - 3-е изд. Т. 1 и 2. Л.: Энергоиздат, 1981. 533 и 408 с.

21. Дерзкий, В.Г. Электрическая часть станций и подстанций [Текст]: Учебник / В.Г. Дерзкий - М.: Энергия, 1980 - 608 с.
22. Чунихин, А. А. Электрические аппараты [Текст]: Учебное пособие / А.А. Чунихин - М.: Энергия, 1975 - 647 с.
23. Улиссова, И. Н. Вакуумные коммутационные аппараты за рубежом [Текст]: / И.Н. Улиссова - М.: Информэлектро, 1983 - 80 с
24. Згуровець, О.В. Эффективные методы управления потреблением электрической энергии [Текст]: / О.В. Згуровець, Г.П. Костенко - Проблемы загальної енергетики. – 2007. – №16 – С. 75 – 80.
25. Воротницкий, В. Э. В Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем [Текст]: / В.Э. Воротницкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 366 с.
26. Железко, Ю. С. Расчет нормативных характеристик технических потерь электроэнергии [Текст]: / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко - Электрические станции. – 2002. – № 2. – С. 45–51.
27. Магда, И. И. Экономия энергии в электрических сетях [Текст]: / И. И. Магда, С. Я. Меженный, Ю. В. Щербина – К.: Техніка, 1986. – 167-88с.
28. Дерзкий, В. Г. Системный подход к выбору мероприятий по снижению потерь энергии в распределительных сетях [Текст]: / В. Г. Дерзкий, О. А. Токалин - Энергетика и электрификация. – 2001. – № 10. – С. 41–43.
29. Дерзкий, В. Г. Экспертиза структуры потерь электроэнергии в распределительных сетях Минтопэнерго [Текст]: / В. Г. Дерзкий – Энергетика и электрификация. – 2002. – № 4. – С. 18–22.
30. Дерзкий, В. Г. Розрахунок втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ [Текст]: / В. Г. Дерзкий - Энергетика и электрификация. – 2005. – № 9. – С. 32–40.
31. Мельничук, Л. М. Визначення та розподілення втрат електричної енергії між споживачами з урахуванням їх графіків навантажень [Текст]: / Л. М. Мельничук - Энергетика та електрифікація. – 2006. – № 5. – С. 19–21.

ДОДАТОК А

Демонстраційні матеріали до захисту дипломної роботи

Кваліфікаційна робота магістра

на тему: **ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ТА РІВНІВ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

ПАТ «ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО»

Магістр: гр. 8.1411з Матузко Л. П

Науковий керівник: к.т.н., доцент Башлій С.В..

Об'єкт дослідження – група підстанцій, що розташована в місті Запоріжжя, Шевченківського району і знаходиться на балансі і в експлуатації філії Запорізьких електричних мереж відкритого акціонерного товариства «Запоріжжяобленерго».

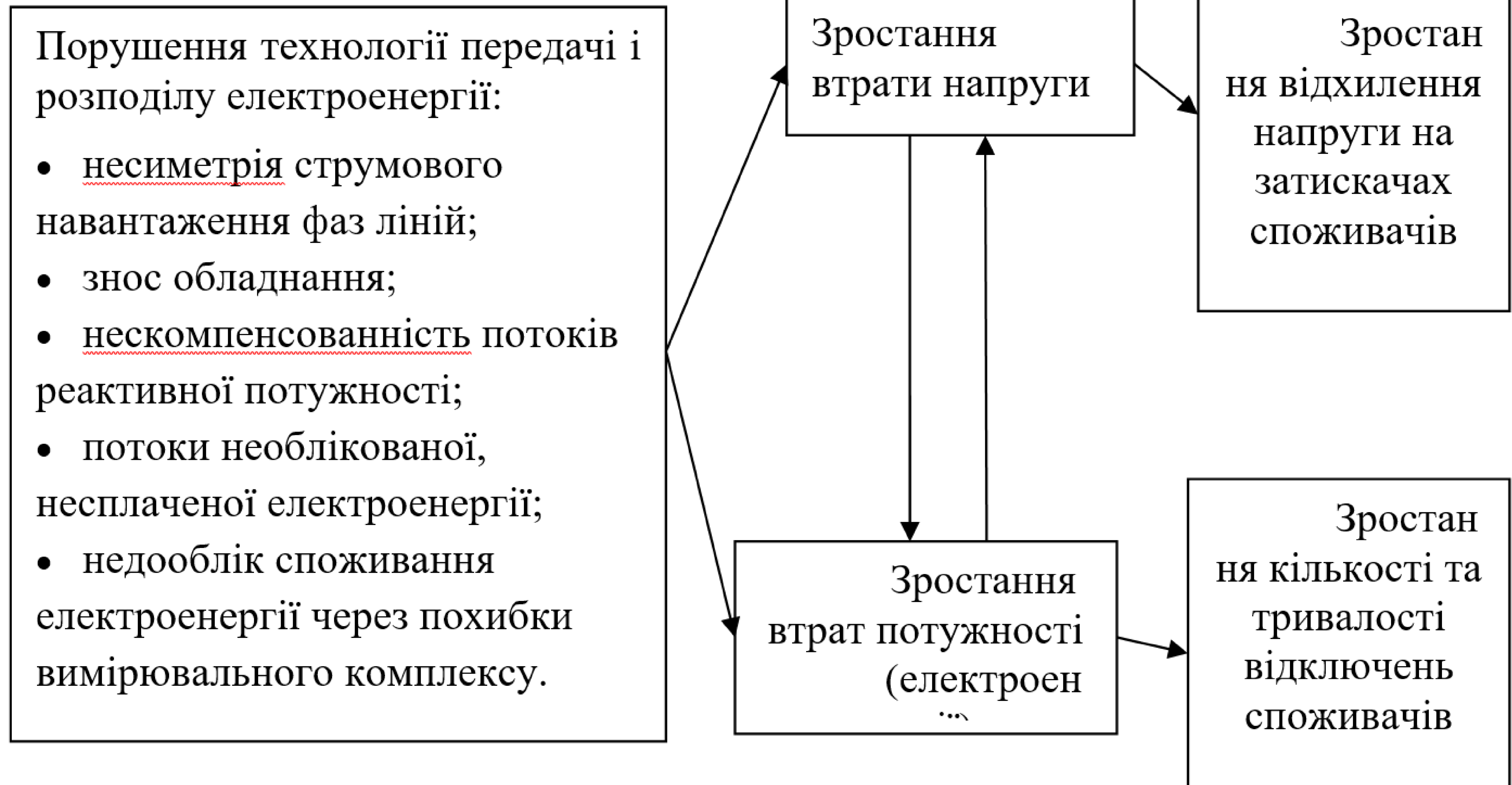
Предмет дослідження – процес а регулювання напруги в міських розподільчих мережах.

Мета дослідження – визначити оптимальні режими роботи схеми розподільних мереж та визначити економічний ефект від впровадження даного енергозберігаючого заходу

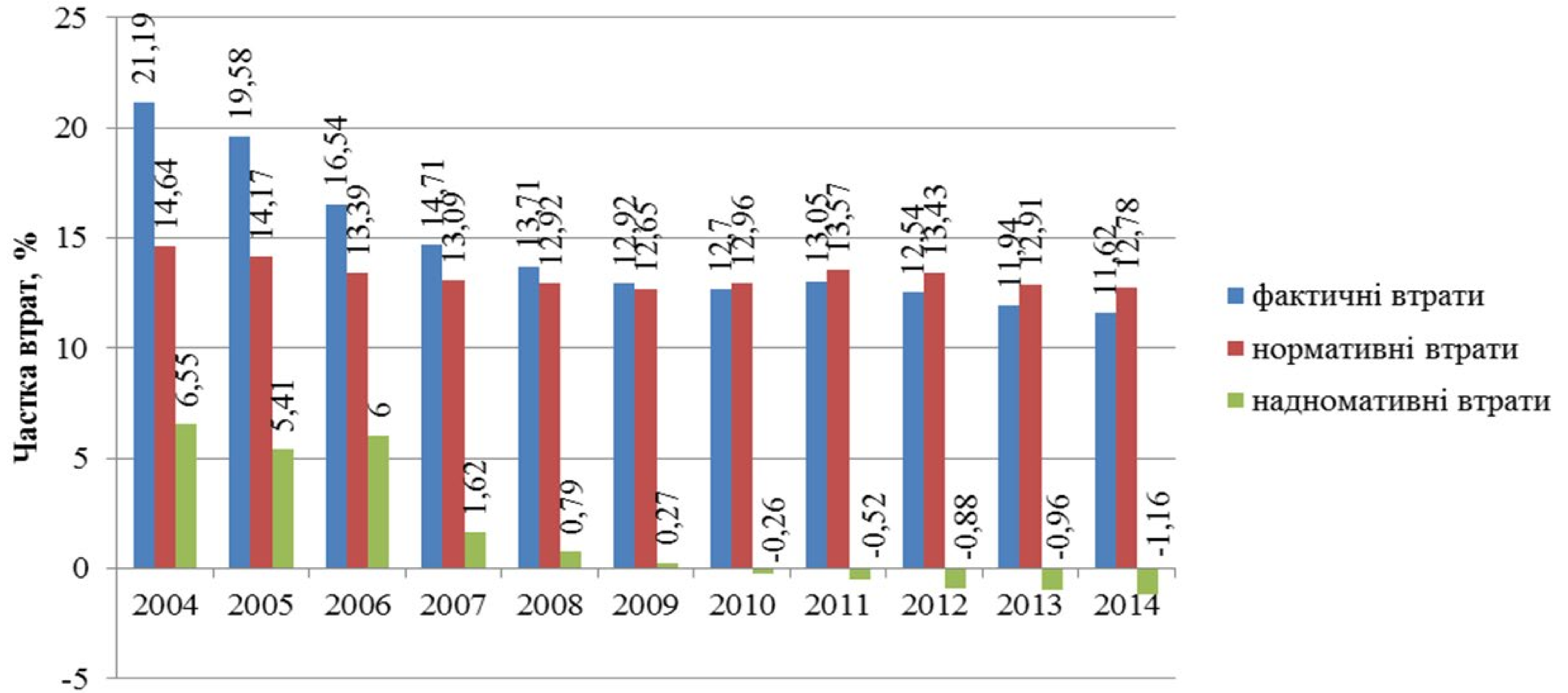
Методи дослідження – аналіз, порівняння, моделювання, статистичні методи.

Завдання роботи – проаналізувати стан регулювання напруги в міських розподільчих мережах; визначити вплив відхилень напруги на економічні характеристики основних споживачів комунально-побутового сектору; розрахувати режим роботи схеми розподільних мереж з аналізом відхилення напруги і доцільності регулювання у найвіддаленіших електроприймачів підстанції «Леванівська»; провести аналіз економічного ефекту від впровадження енергозберігаючого заходу.

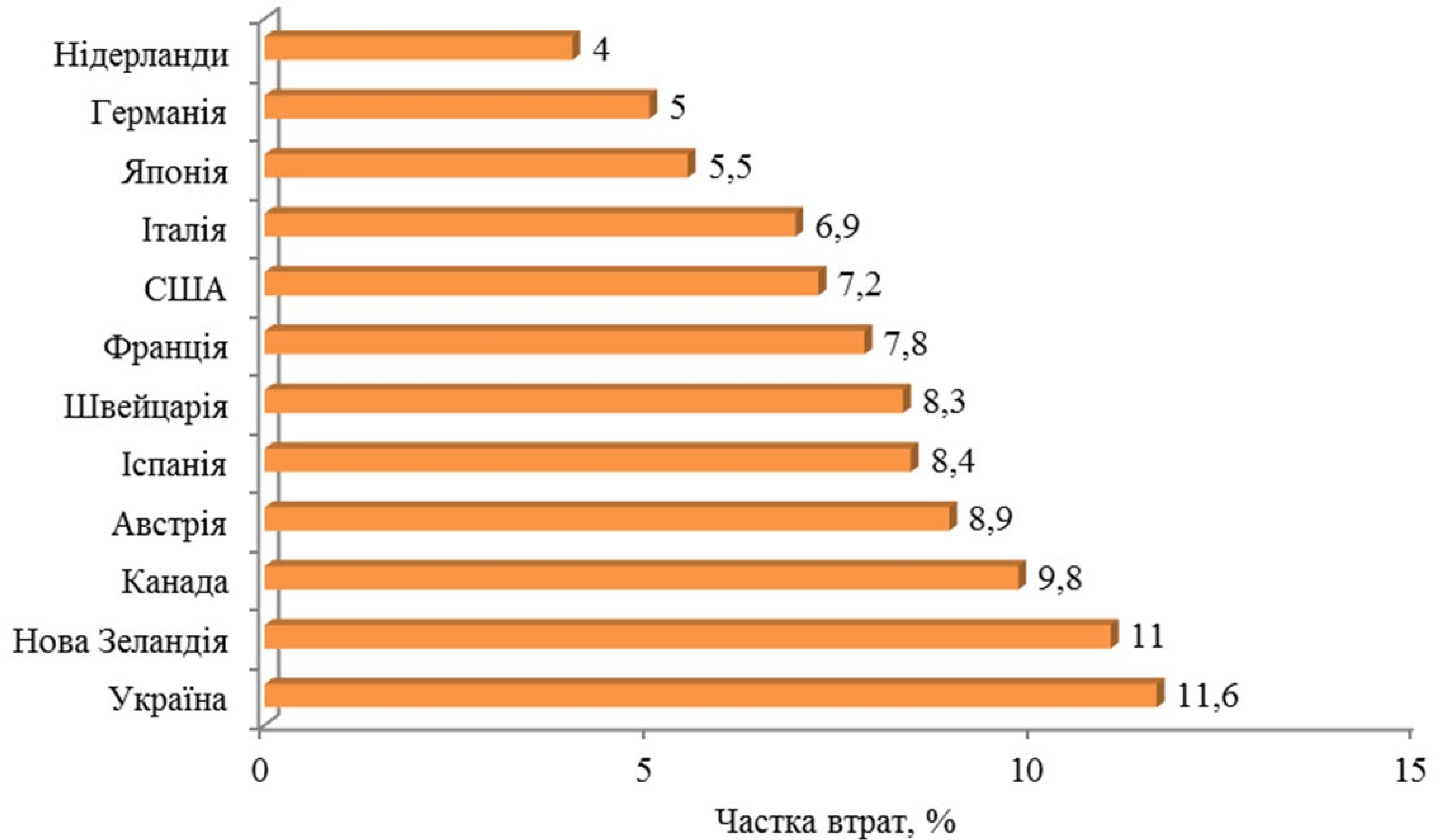
НАСЛІДКИ ПОРУШЕННЯ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ МЕРЕЖАМИ



ДИНАМІКА ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ОЕС УКРАЇНИ 2012-2022 рр.



ВІДНОСНИМ ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ КРАЇН ДАЛЕКОГО ЗАРУБІЖЖЯ



ПОКАЗНИКИ ЕЛЕКТРИЧНО НАЙБЛИЖЧОЇ ТА НАЙВІДДАЛЕНІШОЇ ТОЧКИ 0,4кВ ТА 10кВ ПІДСТАНЦІ ЛЕВАНІВСЬКА

Таблиця 1 - Параметри мережі 0,4кВ

Час, год	Напруга найближчої точки, В	Відхилення від номінального значення, %	Напруга найвіддаленішої точки, В	Відхилення від номінального значення, %
1	418	10,1	411	8,1
2	418	10,1	411	8,1
3	415	9,1	407	7,2
4	415	9,1	407	7,2
5	411	8,1	403	6,1
6	405	6,7	397	4,4
7	400	5,2	389	2,3
8	389	2,4	374	-1,5
9	370	-2,7	345	-9,2
10	377	-0,9	354	-6,8
11	374	-1,6	350	-8,0
12	386	1,5	369	-3,0
13	383	0,7	364	-4,2
14	377	-0,9	354	-6,8
15	379	-0,2	357	-6,1
16	392	3,3	371	-2,3
17	393	3,3	380	-0,1
18	395	4,0	383	0,8
19	391	3,0	378	-0,5
20	402	5,9	392	3,1
21	404	6,4	394	3,8
22	408	7,4	398	4,7
23	412	8,5	406	7,0
24	418	10,0	410	7,8

Таблиця 2 - Параметри мережі 10кВ

Час, год	Напруга найближчої точки, В	Відхилення від номінального значення, %	Напруга найвіддаленішої точки, В	Відхилення від номінального значення, %
1	2	3	4	5
1	10,7	7	10,2	2
2	10,7	7	10,2	2
3	10,6	6	10,1	1
4	10,6	6	10,1	1
5	10,6	6	10	0
6	10,6	6	9,9	-1
7	10,6	6	9,8	-2
8	10,6	6	9,6	-4
9	10,3	3	9,25	-7,5
10	10,4	4	9,4	-6
11	10,3	3	9,35	-6,5
12	10,3	3	9,55	-4,5
13	10,4	4	9,5	-5
14	10,4	4	9,4	-6
15	10,4	4	9,45	-5,5
16	10,5	5	9,65	-3,5
17	10,5	5	9,65	-3,5
18	10,6	6	9,7	-3
19	10,6	6	9,62	-3,8
20	10,6	6	9,85	-1,5
21	10,6	6	9,9	-1
22	10,6	6	10	0
23	10,6	6	10,1	1
24	10,6	6	10,2	2

ВІДХИЛЕННЯ НАПРУГ ВІД НОМІНАЛЬНИХ ЗНАЧЕНЬ У РЕЖИМАХ МАКСИМУМУ ТА МІНІМУМУ НАВАНТАЖЕНЬ, Ч1

На рис.3. наведена узагальнена діаграма для 1-3 год

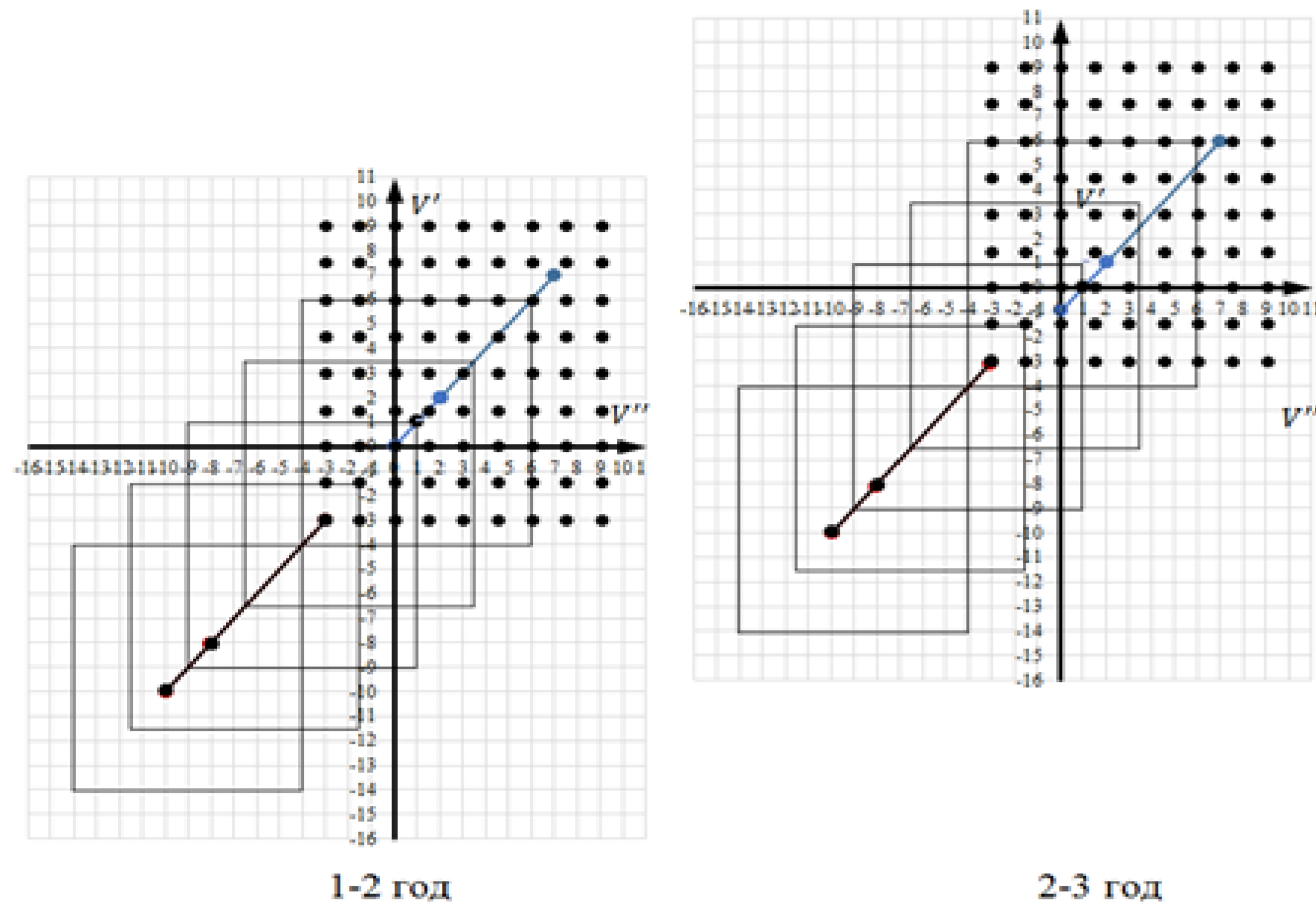


Рис.3. Узагальнена діаграма для 1-3 год

На рис.4. наведена узагальнена діаграма для 3-5 год

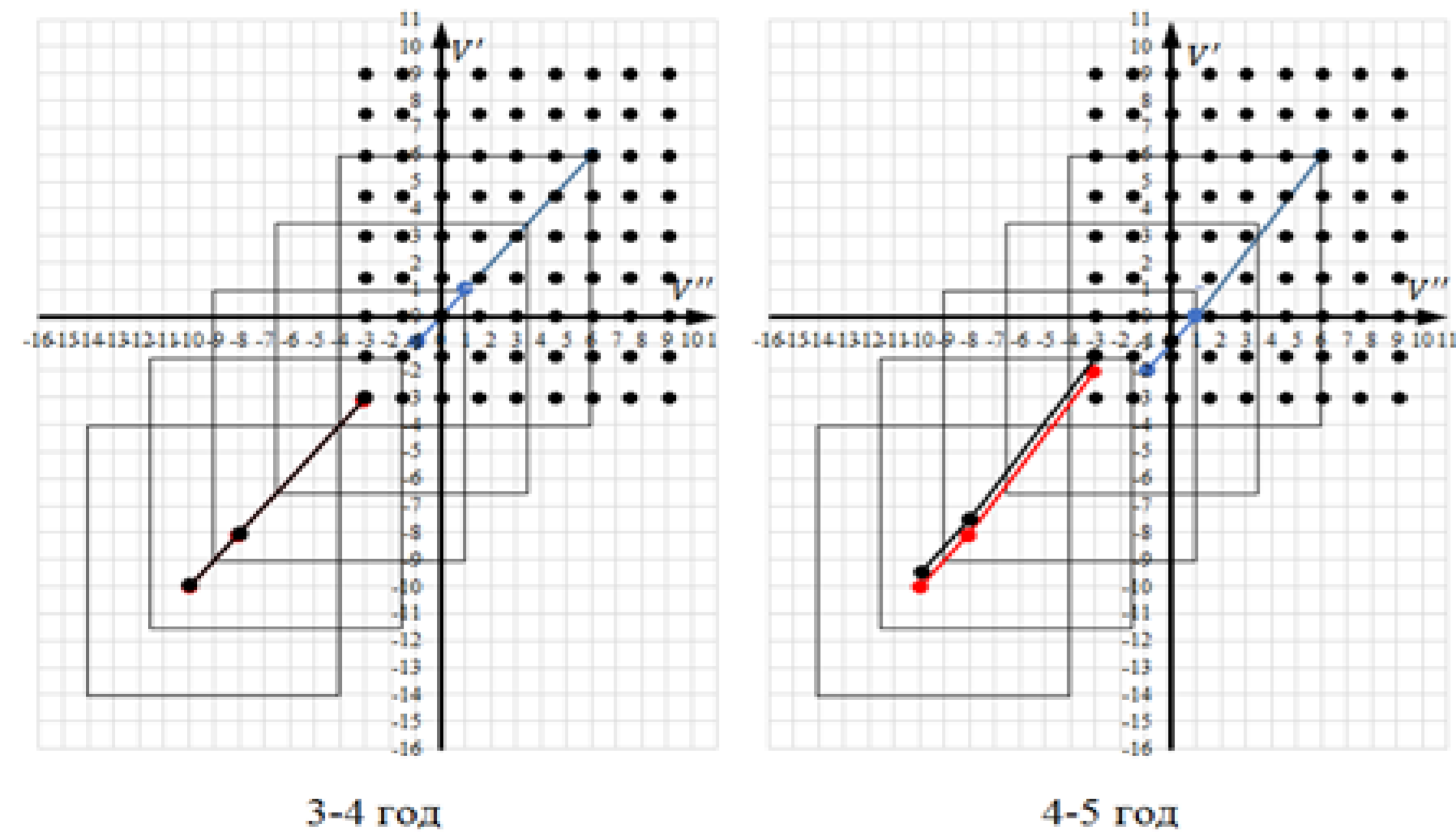


Рис.4. Узагальнена діаграма для 3-5 год

На рис.5. наведена узагальнена діаграма для 5-7 год

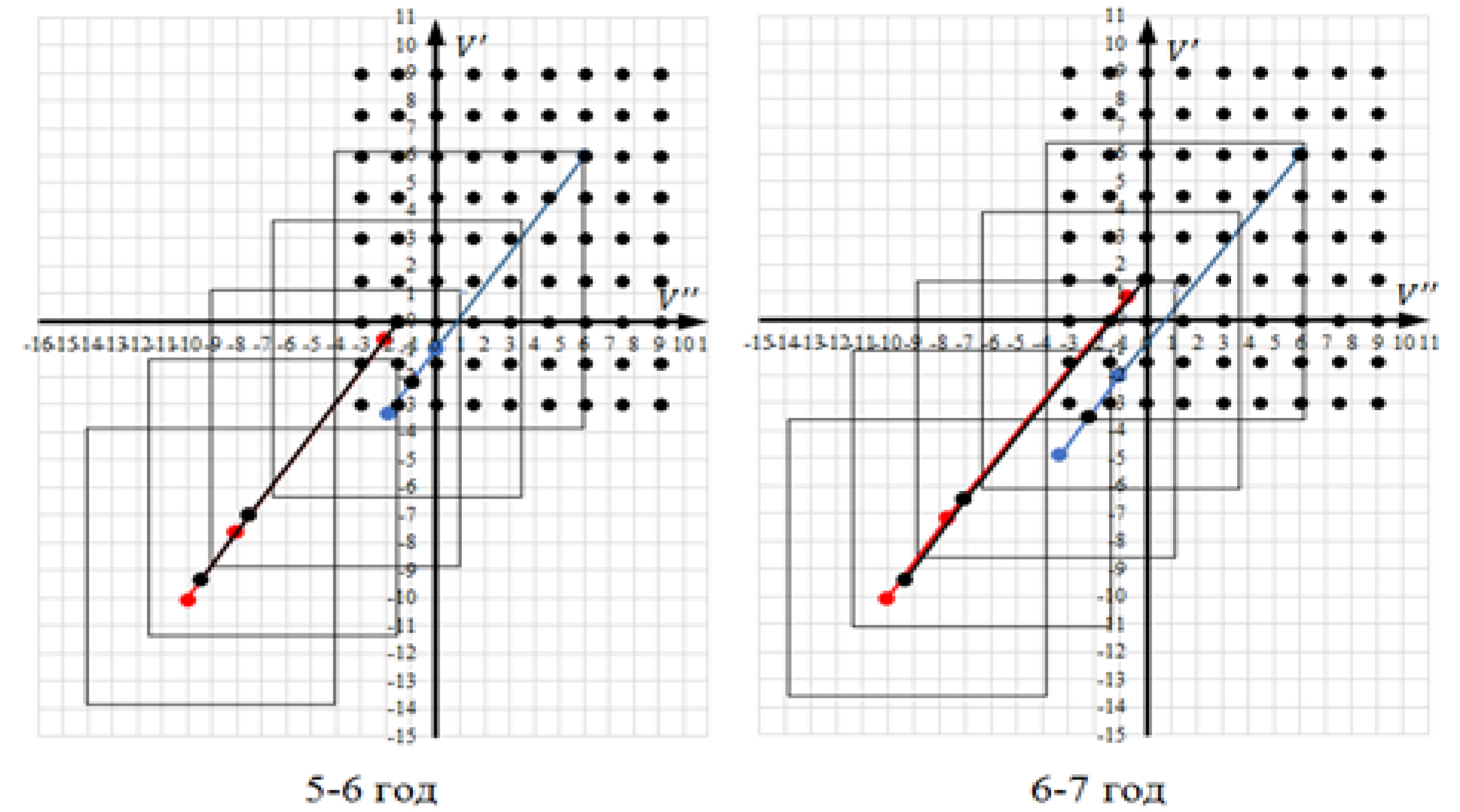


Рис.5. Узагальнена діаграма для 5-7 год

На рис.6. наведена узагальнена діаграма для 7-9 год

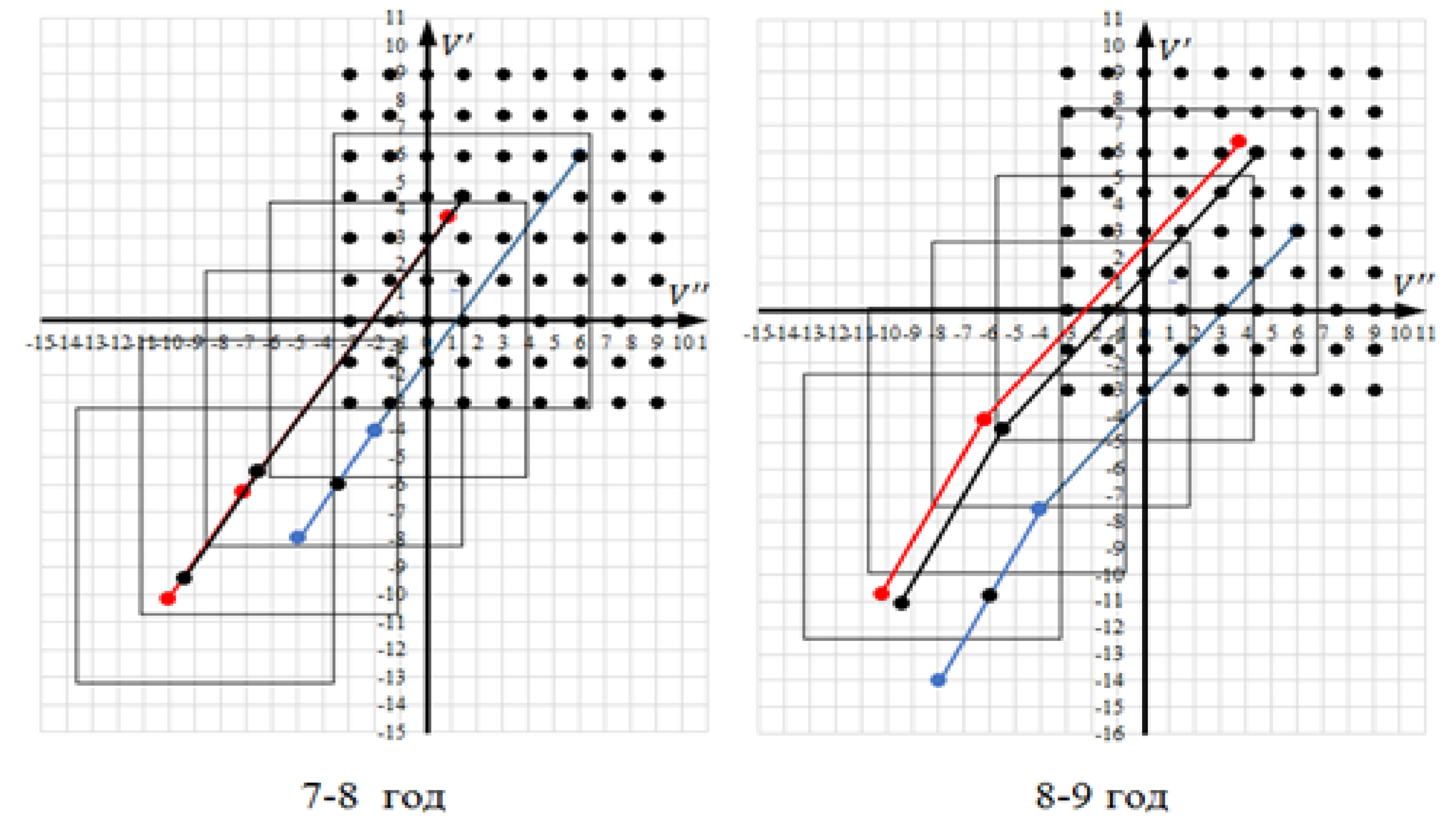
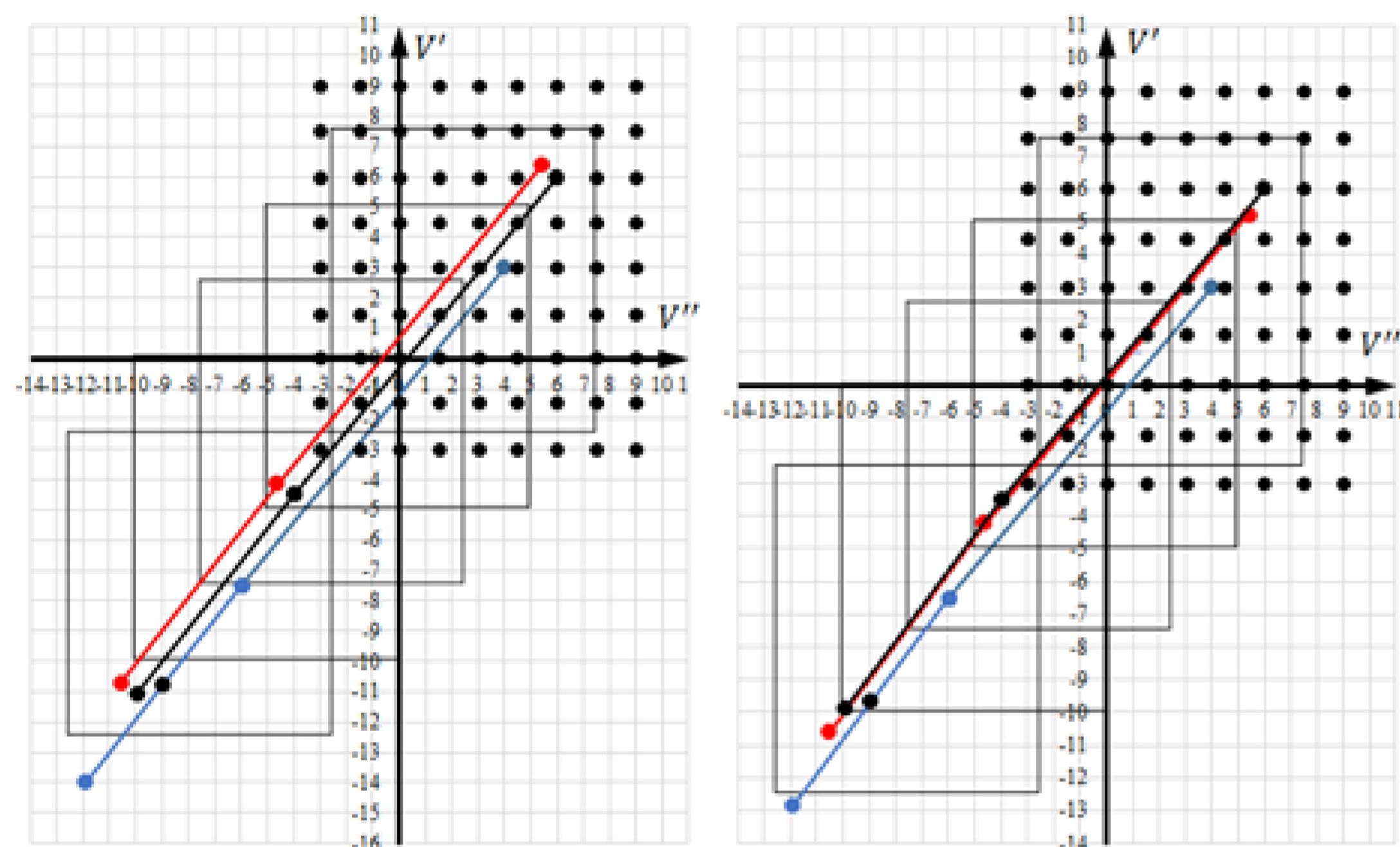


Рис.6. Узагальнена діаграма для 7-9 год

ВІДХИЛЕННЯ НАПРУГ ВІД НОМІНАЛЬНИХ ЗНАЧЕНЬ У РЕЖИМАХ МАКСИМУМУ ТА МІНІМУМУ НАВАНТАЖЕНЬ, Ч2

На рис.7. наведена узагальнена діаграма для 9-11 год

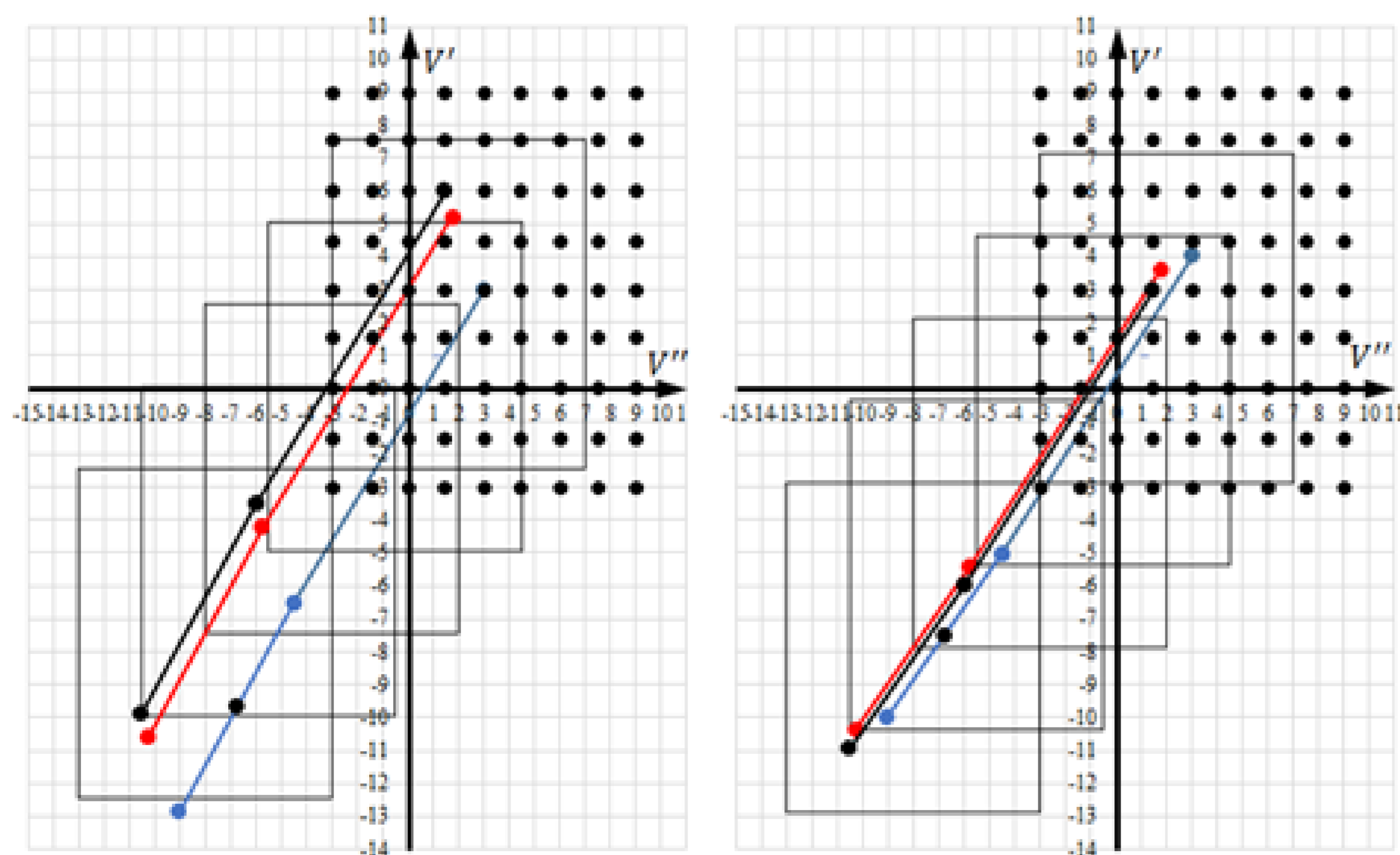


9-10 год

10-11 год

Рис.7. Узагальнена діаграма для 9-11 год

На рис.8. наведена узагальнена діаграма для 11-13 год

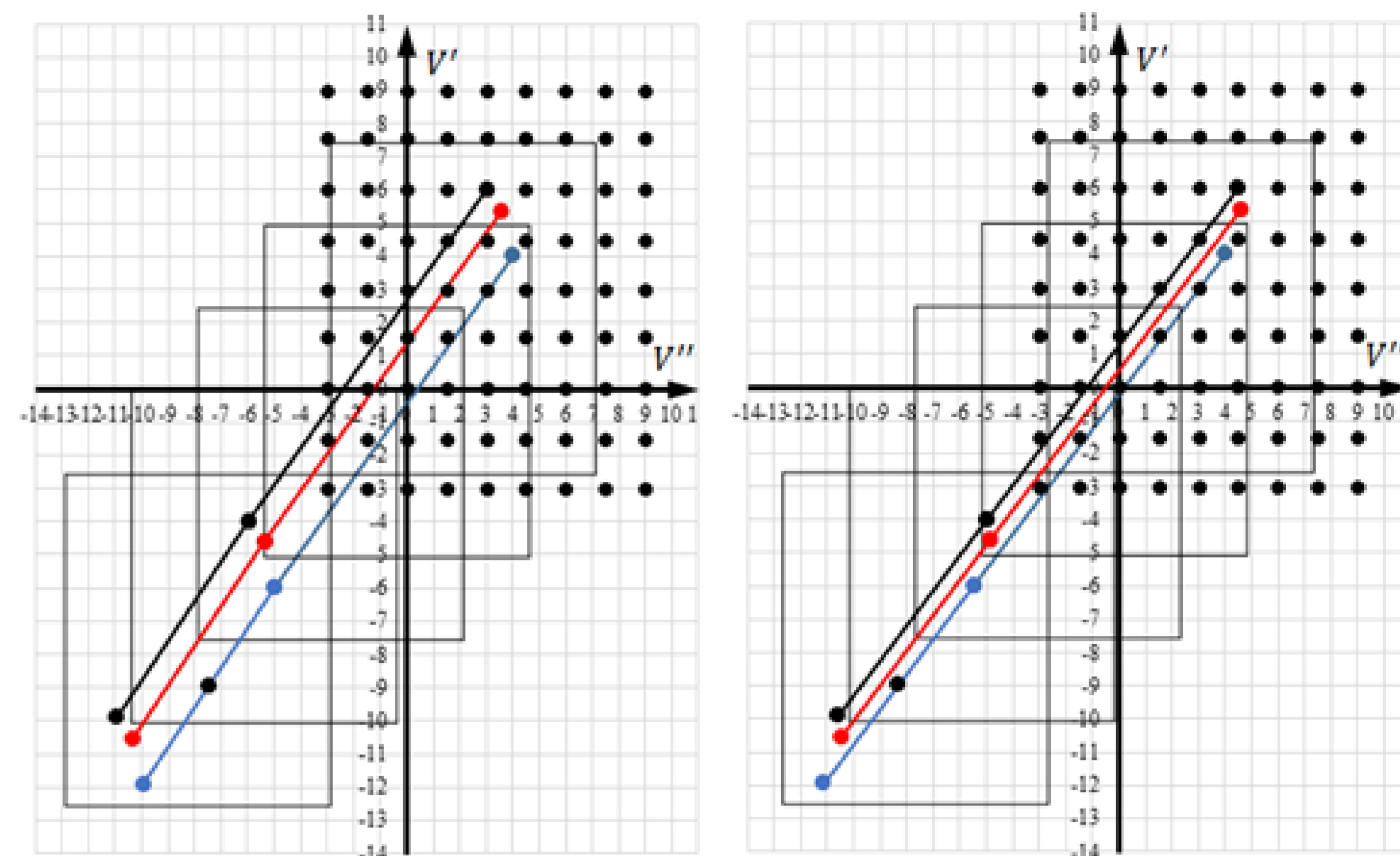


11-12 год

12-13 год

Рис.8. Узагальнена діаграма для 11-13 год

На рис.9. наведена узагальнена діаграма для 13-15 год

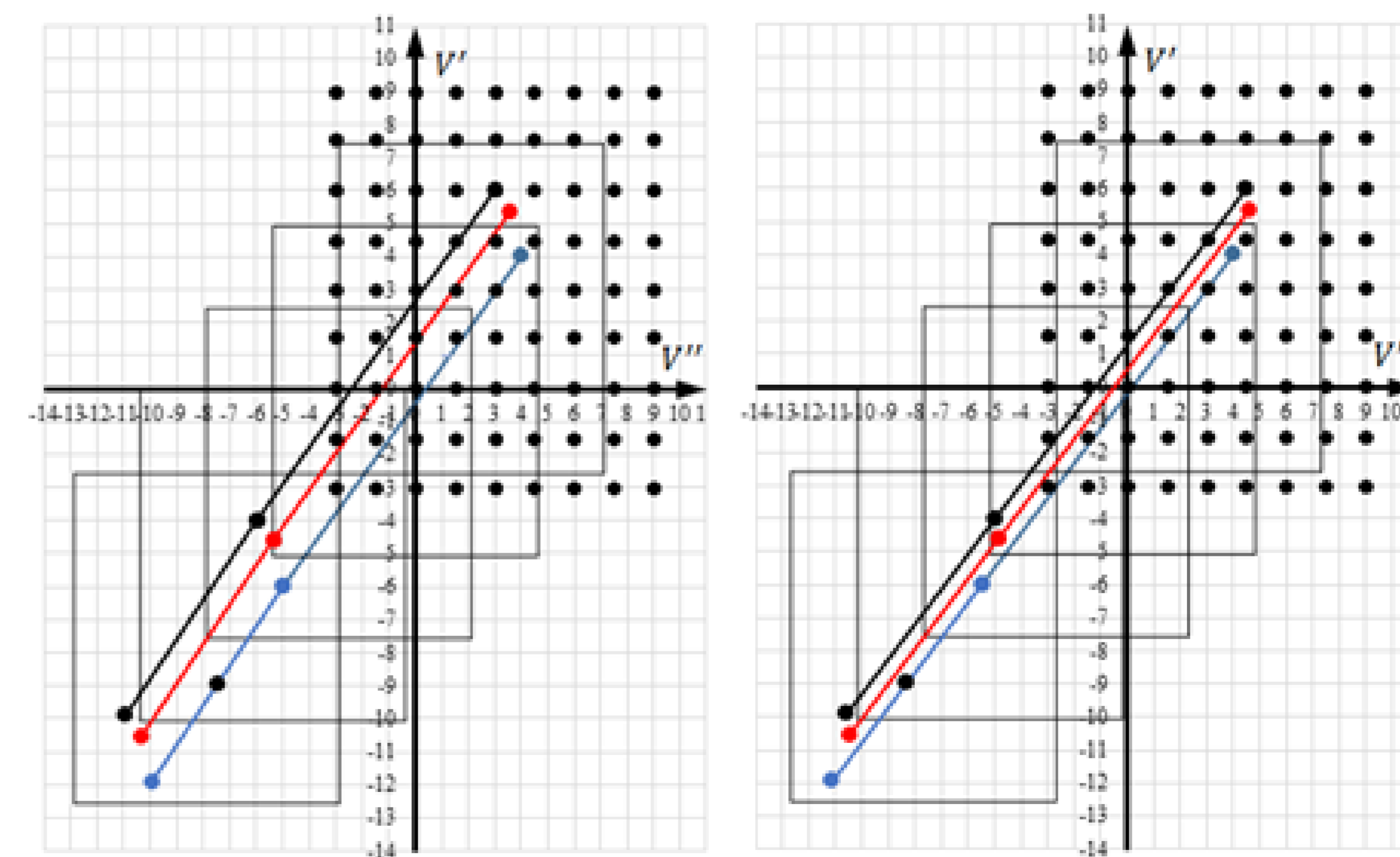


13-14 год

14-15 год

Рис.9. Узагальнена діаграма для 13-15 год

На рис.10. наведена узагальнена діаграма для 15-17 год



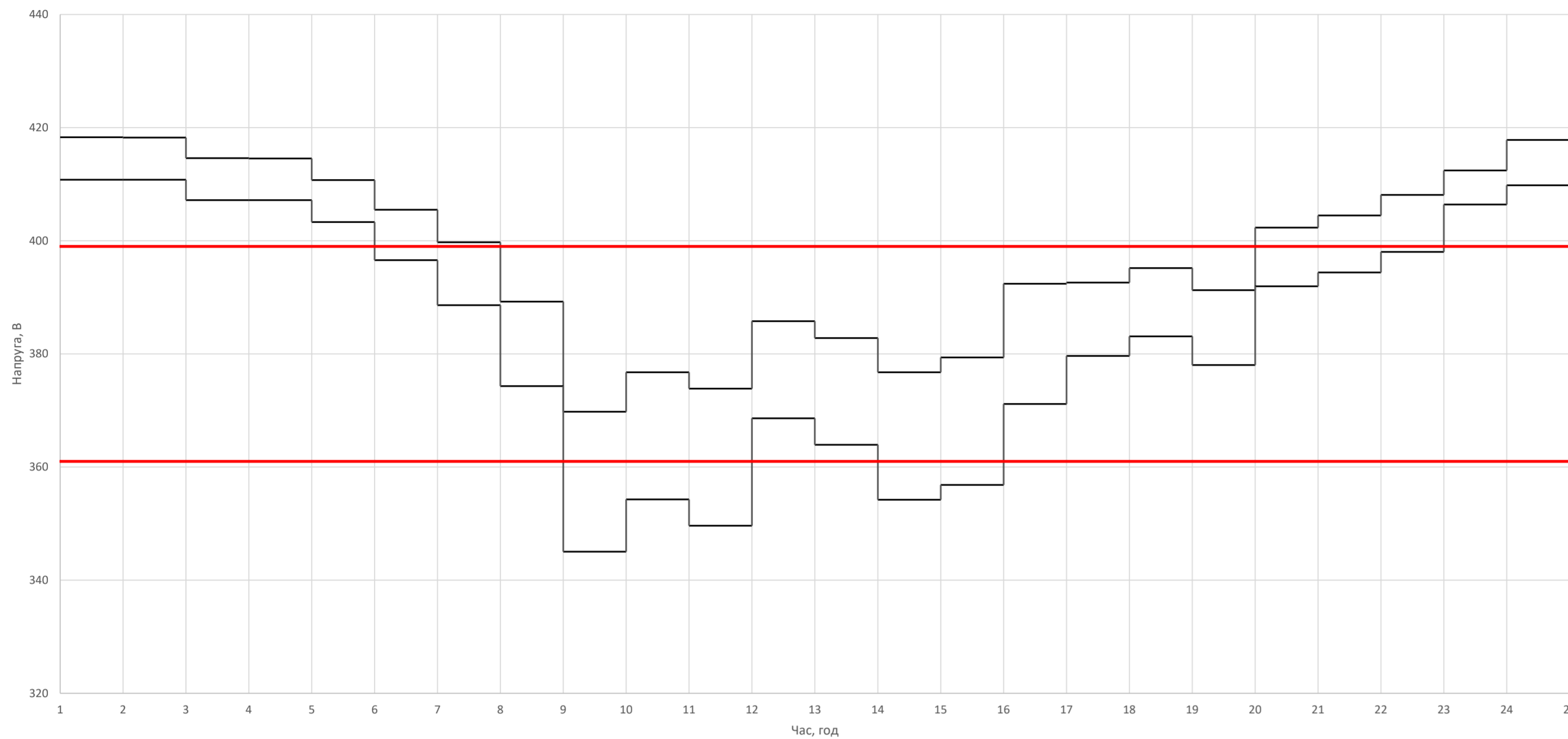
13-14 год

14-15 год

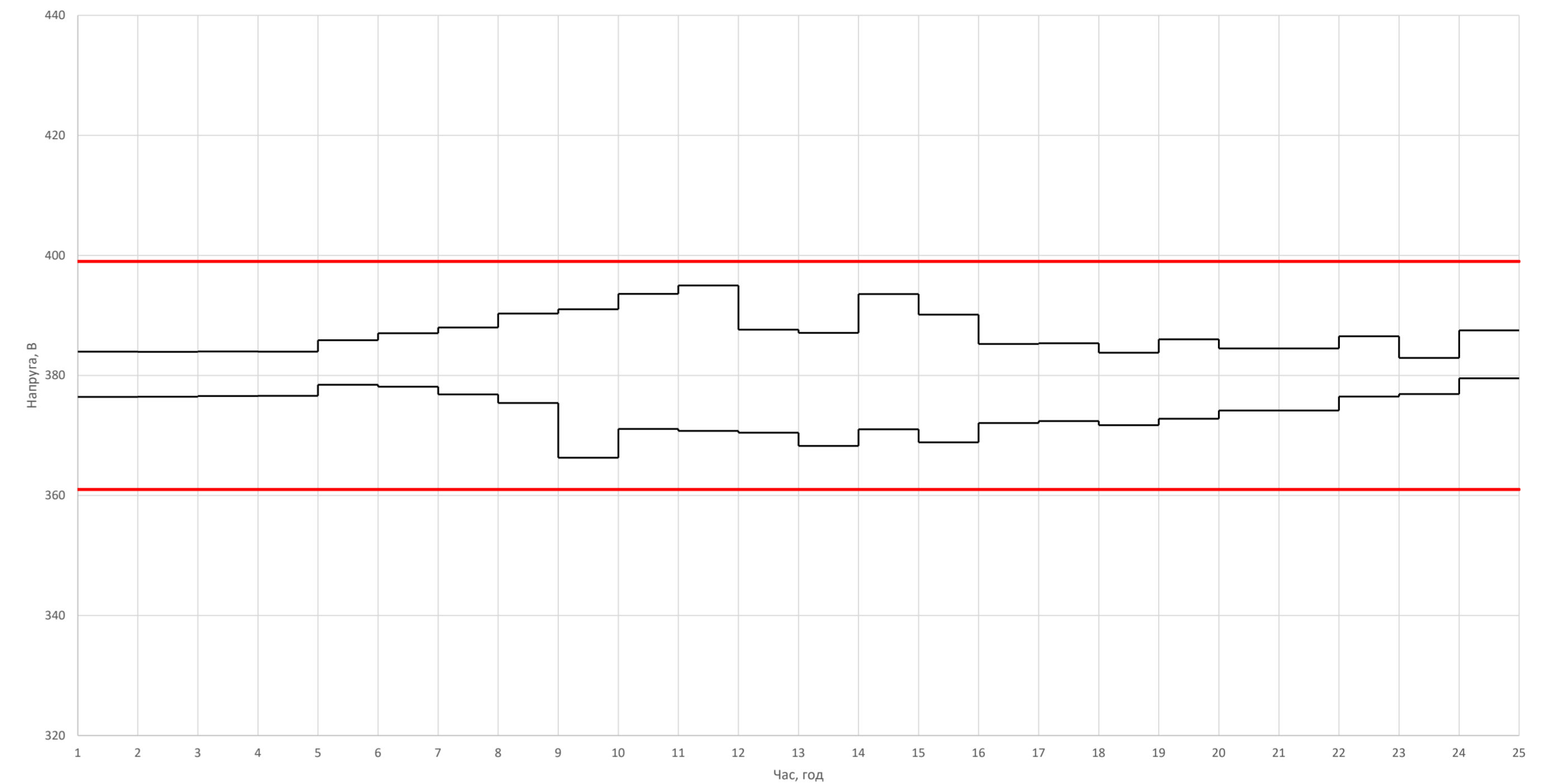
Рис.10. Узагальнена діаграма для 15-17 год

ЕФЕКТ ВІД ПРОВАДЖЕННЯ РЕЖИМУ РЕГУЛЮВАННЯ

Відхилення напруги до впровадження регулювання



Відхилення напруги після впровадження регулювання

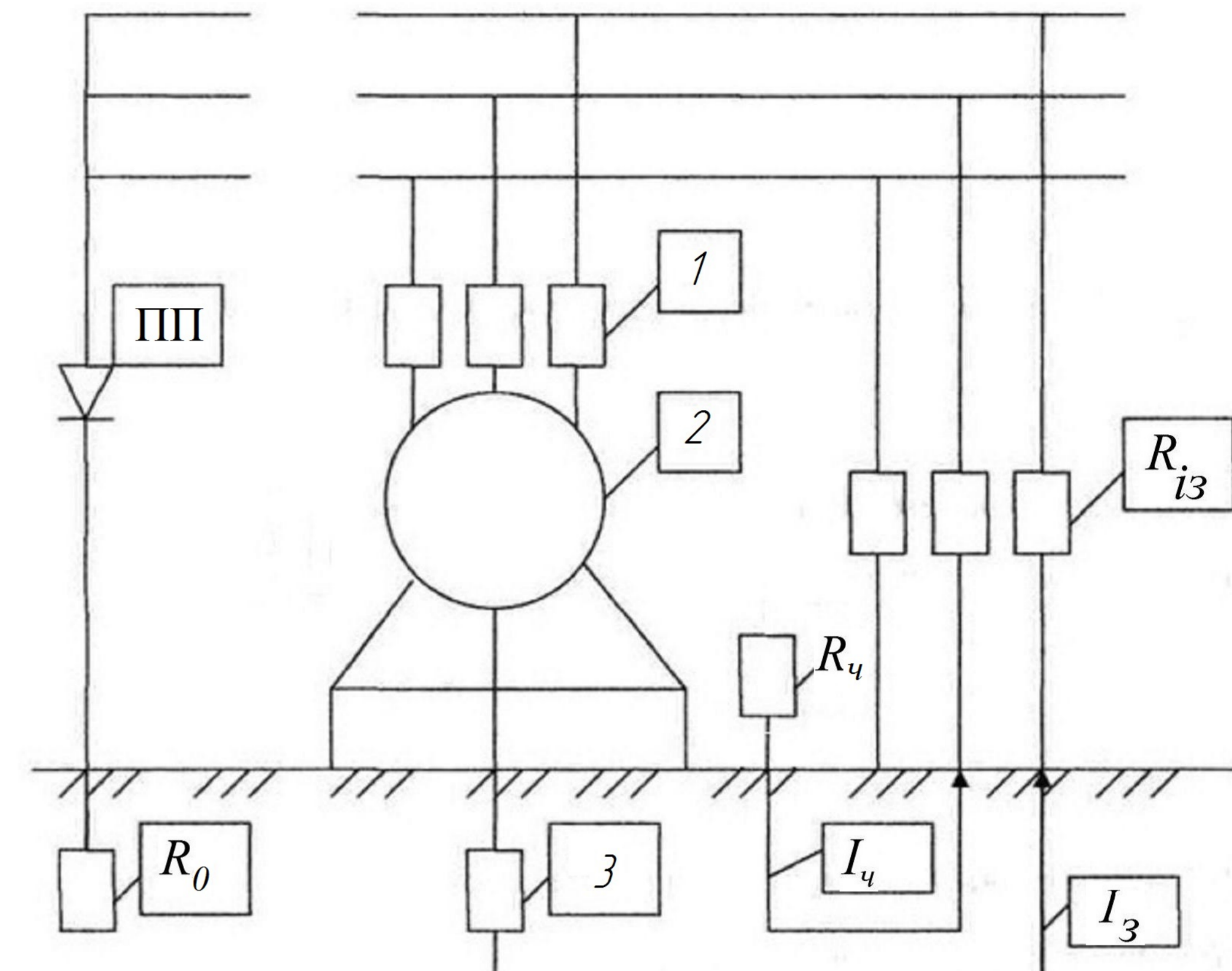


Час, год	До впровадження режиму регулювання			Після впровадження режиму регулювання			Ефект, Вт
	Напруга U, В	Струм I, А	Втрати потужності P, Вт	Напруга U, В	Струм I, А	Втрати потужності P, Вт	
1	411	91,2	5058	376	99,5	6023	-965
2	411	90,5	4981	376	98,8	5931	-950
3	407	90,7	4999	377	98,0	5844	-845
4	407	90,1	4940	377	97,5	5775	-835
5	403	91,7	5112	378	97,7	5806	-694
6	397	111,8	7602	378	117,3	8361	-760
7	389	139,7	11859	377	144,0	12612	-753
8	374	184,5	20704	375	184,0	20585	119
9	345	291,1	51517	366	274,2	45711	5806
10	354	265,1	42727	371	253,1	38942	3785
11	350	283,2	48749	371	267,0	43354	5396
12	369	208,9	26532	370	207,8	26266	266
			Σ455540			Σ446372	Σ9168

Оцінка факторів виробничого та трудового процесу електромонтера

№ п/п	Фактори виробничого середовища та трудового процесу	Нормативне значення	Фактичне значення	III клас: шкідливі та небезпечні умови, характер праці.			Довготривалість дії фактору за зміну %
				1 ступ.	2 ступ.	3 ступ.	
1	3-4 кл. небезпеки напруженість електромагнітного поля, кВ	5	7,5	1,5р	-	-	85
2	Вібрація локальна, дБ	92	95	3	-	-	80
3	Шум, дБА	80	90	-	10	-	80
4	Мікроклімат у приміщенні: -температура повітря, °С	27	31	-	4	-	90
	-Ш видкість руху повітря, м/с	0,3	0,5	-	-	-	90
	-Відносна волога повітря,%	65	64	-	-	-	90
5	Тяжкість та напруженість праці	Категорія середньої важкості 2б; помірно-напружена					

Захист від ураження електричним струмом



Принципова схема захисного заземлення електрообладнання цеху

- ПП - пробивний запобіжник;
- R_0 - заземлення нульової точки трансформатора;
- R_{i3} - опір ізоляції;
- I_3 - струм, замикання на землю;
- I_4 - струм, що протікає через людину;
- 1 - плавкі вставки;
- 2 - електродвигун;
- 3 - заземлюючий пристрій.

Довжина електродів: $l=10$ м

Діаметр електрода: $d=0,011$ м

Довжина сполучної штиби: $L=50$ м

Опір заземлюючого пристрою: $R_3=1,68$ Ом

Кількість електродів: $n=5$ шт.

Опір сполучної штиби: $R_{ш}=3,64$ Ом

Глибина розташування середини електрода: $t=5,5$ м

В даній роботі складено структуру енерговитрат групи підстанцій: підрахована електроенергія, що передається споживачам; розраховані втрати енергії в трансформаторах, лініях електропередач. Запропоновано виведення в резерв по одному трансформатору на підстанціях «Леванівська», «Теплична» і «Вимпіл».

Оптимізовано навантаження основних живлячих ліній Л-303 та Л-310 за допомогою переведення частини споживачів між лініями, це дало змогу здійснити більш рівномірне навантаження. Для порівняння заходів проведені техніко-економічні розрахунки, а саме проаналізовані річні витрати на амортизацію, обслуговування та втрати потужності в електроустаткуванні.

В роботі розглянуто стан регулювання напруги в міських розподільчих мережах, основні показники якості електроенергії та їх аналіз стосовно до розподільних мереж міського типу, вплив відхилень напруги на економічні характеристики основних споживачів комунально-побутового сектору, розраховані режими роботи характерних схем розподільних мереж з аналізом відхилення напруги і доцільності регулювання для електрично найвіддаленішого споживача підстанції «Леванівська».

Річний економічний ефект від заходів становитиме: резервування трансформаторів – 672 133грн, оптимізація навантаження ліній Л-303 та Л-310 – 113 150грн, впровадження режиму регулювання на підстанції «Леванівська» - 6501 грн.