

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Запорізький національний університет  
Навчально-науковий інженерний інститут ім. Ю.М. Потебні

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем

## Пояснювальна записка

до магістерської роботи

рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень

на тему Підвищення точності методів розрахунку втрат електричної енергії  
при врахуванні додаткових факторів

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.141-з

Литвинов О.Г.

(прізвище та ініціали) (підпис)

спеціальності

141 Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка

(шифр і назва)

спеціалізація

(шифр і назва)

освітньо-професійна програма

141.00.11 Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка

(шифр і назва)

Керівник

Артемчук В.В.

(прізвище та ініціали) (підпис)

Запоріжжя  
2022 рік



Запорізький національний університет

Навчально-науковий інженерний інститут ім. Ю.М. Потебні

(повне найменування вищого навчального закладу)

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем

(по

овна назва кафедри)

Рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень

(повна назва кафедри)

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

Спеціалізація \_\_\_\_\_

(шифр і назва)

Освітньо-професійна програма

141.00.11 Електроенергетика,

електротехніка

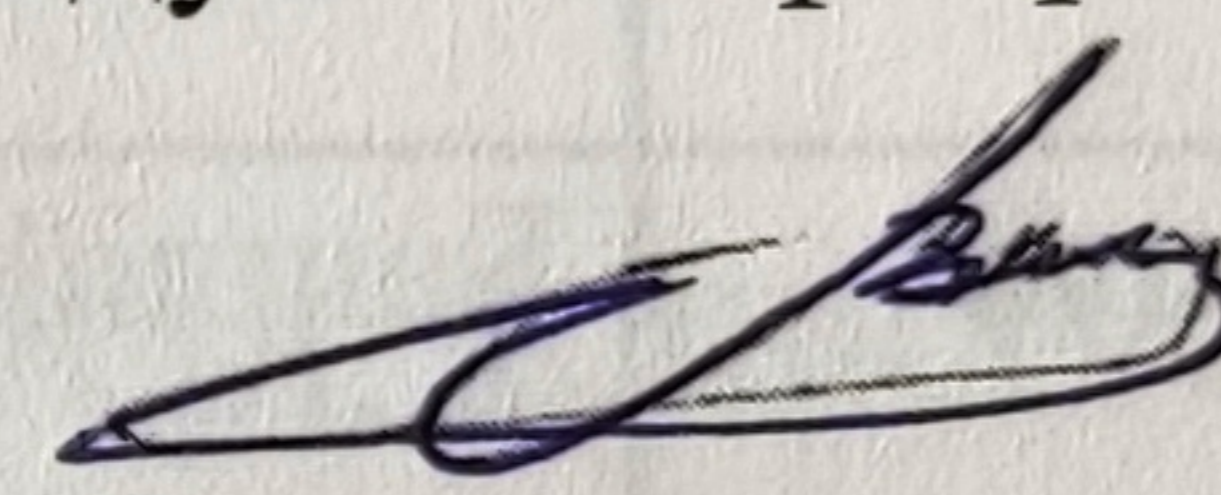
(шифр і назва)

та електромеханіка

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри

д.т.н., доц.



В.Л. Коваленко

“ 12 ” грудня 2022 року

**ЗАВДАННЯ**

на кваліфікаційну роботу студенту

Литвинов Олексій Григорович

**1. Тема роботи:** Підвищення точності методів розрахунку втрат електричної енергії при врахуванні додаткових факторів

**Керівник роботи:** \_\_\_\_\_

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

**2. Строк подання студентом роботи:** 07 грудня 2022 року

**3. Вихідні дані до роботи:** поточний тариф за споживання електроенергії; технічні дані трансформаторів; дані про об'єми споживання електричної енергії залізницями

**4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які рекомендовано розробити):**

Вступ; 1) Аналіз втрат в системі тягового енергопостачання; 2) Аналіз існуючих методик розрахунку втрат; 3) Розрахунок втрат електроенергії у тяговій мережі; Висновки



**5. Перелік графічного матеріалу:** 1) Титульна сторінка; 2) Схема включення трансформаторів; 3) Схема зони відсмоктуючого трансформатора; 4) Структура звітних втрат електроенергії; 5) Зовнішній вигляд імітаційної моделі

**6. Консультанти розділів дипломної роботи**

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Артемчук В.В., професор	<i>Artemchuk</i>	<i>Litvinov</i>
Розділ 2	Артемчук В.В., професор	<i>Artemchuk</i>	<i>Litvinov</i>
Розділ 3	Артемчук В.В., професор	<i>Artemchuk</i>	<i>Litvinov</i>
Нормоконтроль	Башлій В.С., доцент		<i>Bashliy</i>

7. Дата видачі завдання

01.06.2022 р.

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів магістерської роботи	Примітки
1	Аналіз втрат в системі тягового енергопостачання	01.10.2022	
2	Аналіз існуючих методик розрахунку втрат	01.11.2022	
3	Розрахунок втрат електроенергії у тяговій мережі	01.12.2022	

Студент

*Litvinov*  
(підпис)

Литвинов О.Г.  
(прізвище та ініціали)

Керівник дипломної роботи

*Artemchuk*  
(підпис)

Артемчук В.В.  
(прізвище та ініціали)

Нормоконтролер

*Bashliy*  
(підпис)

Башлій С.В.  
(прізвище та ініціали)



## АНОТАЦІЯ

У представленій роботі проведено аналіз втрат електричної енергії в системі тягового енергопостачання залізниць. У процесі роботи було проведено ознайомлення з методами розрахунків втрат енергії, виконано моделювання досліджуваної ділянки постійного струму, довжиною 10 км, з консольною схемою живлення на імітаційній моделі, проведено дослідження залежності втрат енергії від різних додаткових факторів. Проведемо розрахунок втрат енергії в контактній мережі та тягових трансформаторах за існуючою методикою та уточненою методикою. Зроблено висновки щодо неточностей та похибок у існуючих методиках розрахунку втрат енергії та запропоновано більш досконалий спосіб визначення точності розрахунку втрат енергії.

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ, МОДЕЛЮВАННЯ

## ANNOTATION

In the presented work, an analysis of electrical energy losses in the traction power supply system of railways was carried out. In the course of the work, the methods of calculating energy losses were introduced, the simulation of the studied section of direct current, 10 km long, with the cantilever power supply scheme on a simulation model was performed, and the dependence of energy losses on various additional factors was studied. We will calculate the energy losses in the catenary network and traction transformers according to the existing method and the refined method. Conclusions were made regarding inaccuracies and errors in the existing methods of calculating energy losses, and a more advanced method of determining the accuracy of calculating energy losses was proposed.

Keywords: ELECTRIC ENERGY, ELECTRICAL SUPPLY, LOSSES OF ELECTRIC ENERGY, SIMULATION MODEL, SIMULATION



## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. АНАЛІЗ ВТРАТ В СИСТЕМІ ТЯГОВОГО ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ .....	8
1.1 Опис системи тягового електропостачання з відсмоктуючими трансформаторами .....	8
1.2 Втрати енергії у трансформаторах .....	18
1.3 Втрати енергії у тяговій мережі.....	26
1.4 Втрати енергії у лініях .....	31
2 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДИК РОЗРАХУНКУ ВТРАТ .....	43
2.1 Аналіз методики розрахунку трансформаторів .....	43
2.2 Аналіз методики розрахунку втрат енергії у тяговій мережі.....	50
3 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ТЯГОВІЙ МЕРЕЖІ.....	68
3.1 Оцінка можливої економії електроенергії .....	72
ВИСНОВКИ .....	78
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	79
ДОДАТКИ .....	82



## ВСТУП

З урахуванням постійного зростання полігону електрифікованих ліній і збільшення обсягу перевезень ними залізничний транспорт є однією з енергоємних галузей економіки України.

На даний час в Україні понад 80% перевезень залізничним транспортом здійснюється на електрифікованих ділянках. Електрифікація залізниць останніми роками стала актуальною темою щодо розвитку всього залізничного транспорту.

Системи електропостачання електрифікованих залізниць за вимогами, умовами роботи, використовуваного обладнання та пристроїв, докорінно відрізняються від систем електропостачання промислових підприємств. Все це визначило особливості роботи, проектування та методів розрахунку таких систем. Електричні залізници отримують електричну енергію від енергосистем. Електрична енергія від генераторів електростанцій передається через електричні підстанції, лінії електропередачі різної напруги та тягові підстанції. На тягових підстанціях електрична енергія перетворюється за родом струму і напруги до виду, що використовується в локомотивах, і по тяговій мережі передається до них.

В Україні довжина електрифікованих доріг становить 9306 км., з них 55% працюють на змінному струмі, а решта на постійному струмі.

На сьогодні в Україні намітилося зростання виробництва продукції, що призвело до підвищення вантажообігу. Тому прийнята державна програма, згідно з якою щорічно має електрифікуватися 150 – 200 км.

В енергосистемах у зв'язку зі зростанням протяжності електрифікованих ліній, збільшенням виробництва електроенергії, збільшуються втрати потужності  $\Delta P$ , які становлять 10-15% сумарної потужності енергосистеми. Втрати активної потужності  $\Delta P$  зумовлюють втрати електроенергії  $\Delta W$  у мережі. Втрати відбуваються у всіх ланках електричної системи: генераторах, трансформаторах, лініях електропередачі



та інших. Втрати активної потужності викликають нагрівання провідників, а втрати реактивної потужності відображають наявність змінних магнітних полів і безпосередньо викликають втрати напруги, зі зростанням яких зменшується рівень напруги у споживачів електроенергії.

Втрати енергії  $\Delta W$  призводять до додаткової витрати енергоносіїв - палива та води, через що зростає собівартість електроенергії і, як наслідок, знижується економічна ефективність енергосистеми. Дані обставини пояснюють те, наскільки важливо вміти правильно розраховувати втрати в мережі і вживати заходів до їхнього раціонального зниження.



## 1 АНАЛІЗ ВТРАТ В СИСТЕМІ ТЯГОВОГО ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ

### 1.1 Опис системи тягового електропостачання з відсмоктуючими трансформаторами

При електрифікації залізниць на змінному струмі виникає значний індуктивний вплив тягової мережі різні комунікації, прокладені вздовж полотна залізниці. Це пояснюється тим, що тягова мережа є різновидом високовольтної лінії електропередачі, одним проводом якої є контактна підвіска, а іншим – рейки, шунтовані землею. Така несиметрична лінія створює значні неврівноважені електричні та магнітні поля. Внаслідок цього в комунікаціях, схильних до впливу тягової мережі, у ряді випадків індуктується висока напруга, яка може бути небезпечною для обслуговуючого персоналу, призвести до пробоя ізоляції повітряних та кабельних ліній. Порушується нормальна робота ліній зв'язку та телеуправління. Отже, необхідно проводити відповідні заходи щодо захисту комунікацій та вживати заходів щодо техніки безпеки під час виконання робіт з їх обслуговування.

Для захисту всіх цих споруд потрібні великі витрати, що становлять до 30% вартості реконструкції залізничного господарства при електрифікації. Тому одним із важливих завдань є розробка найбільш економічних захисних заходів. Цілком усунути електромагнітний вплив на суміжні лінії практично не можна. Існує ряд способів зниження впливів, застосування яких потребує певних матеріальних та грошових витрат. В межах встановлених норм можна допускати вплив, який не порушує нормальну роботу суміжної лінії і не є небезпечним для людей, які обслуговують включені в лінію пристрої. У цьому треба прагнути до того, щоб зниження впливів до допустимих величин різними захисними заходами досягалось з найменшими витратами коштів і матеріалів.

Відсмоктуючі трансформатори дозволяють здійснити комплексний захист одночасно більшості або всіх комунікацій. Система захисту являє



собою силові трансформатори потужністю в кілька сотень кВА з коефіцієнтом трансформації, зазвичай рівним одиниці. Завдяки установці цих трансформаторів значно підвищується індуктивний зв'язок між контактною мережею та зворотним дротом або рейками; струми в цих елементах тягової мережі стають близькими за величиною і зрушені на кут близько 180 градусів, а величина струму, що відгалужується з рейок в землю, суттєво зменшується. Це веде до значного зниження індуктивного, магнітного та гальванічного впливу тягової мережі на всі протяжні комунікації, що проходять уздовж полотна залізниці.

При встановленні трансформаторів, що відсмоктують, із зворотним проводом їх первинну обмотку включають у контактну мережу, а вторинну – додатковий зворотний провід, який у середині зони між сусідніми трансформаторами з'єднаний з рейками перемичками (рис. 1.1).

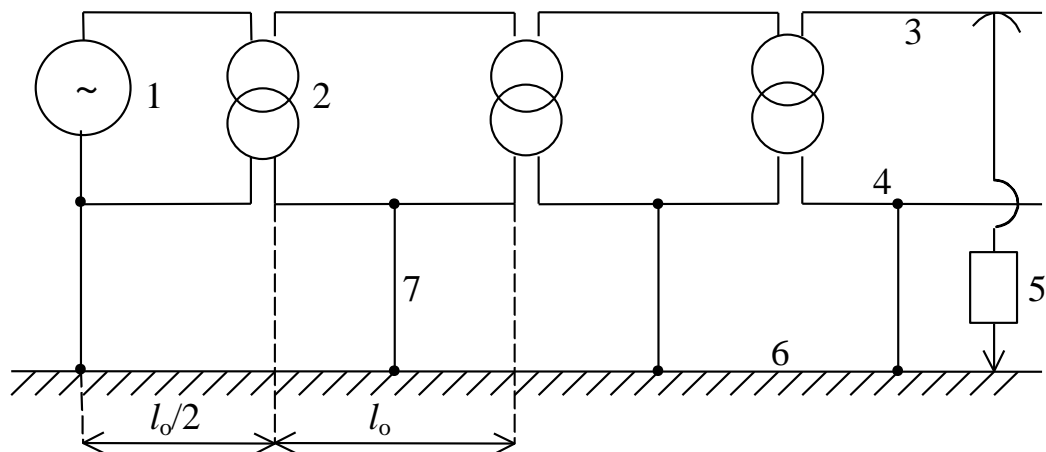


Рисунок 1.1 – Схема включення трансформаторів, що відсмоктують, в тягову мережу зі зворотним проводом:

- де 1 - тягова підстанція; 2 - трансформатор, що відсмоктує; 3 - контактна мережа; 4 - зворотний провід; 5 - електровоз; 6 - рейкова мережа;  
7 - перемичка

Відсмоктуючі трансформатори зі зворотним проводом виконують таким чином, що в діапазоні зміни тягових струмів забезпечувати постійність співвідношення струмів контактної мережі і у зворотному проводі.



За відсутності трансформаторів, що відсмоктують, струм до електровозів тече по двох проводах і землі, а якщо включені відсмоктувальні трансформатори зі зворотним проводом, то струм проходить по трьох проводах і землі.

Струми в контактній мережі  $I_k$  та у зворотному дроті  $I_o$  по довжині фідерної зони змінюється ступенями, причому на значній її частині ці струми близькі за величиною. Виняток становлять ділянки порівняно невеликої довжини між кожним електровозом та найближчою перемичкою, що з'єднує зворотний провід із рейковою мережею.

Розглянемо розподіл струму елементами тягової мережі за умови, що навантаження у фідерній зоні створюється одним електровозом, розташованим перед аналізованим трансформатором на відстані  $l_x$  від найближчої до нього перемички і на відстані  $l_{эл}$  від тягової підстанції (рис. 1.2).

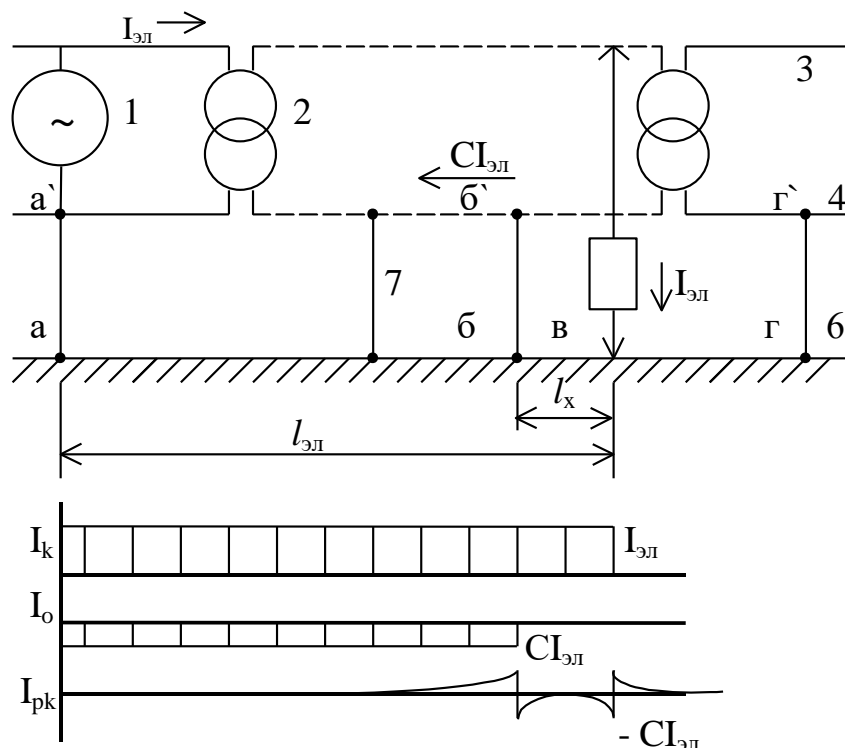


Рисунок 1.2 – Схема зони відсмоктуючого трансформатора (а) та епюри струмів (б) при розташуванні навантаження перед трансформатором, (позначення як на рис. 1.1)



Представимо струм електровоза  $I_{ел}$ , що складається з двох частин

$$I_{ел} = -C I_{ел} + (1+C) I_{ел} \quad (1.1)$$

Тут  $C$  – співвідношення струмів контактної мережі та зворотного дроту.

$$C = |I_o/I_k| e^{j\beta}$$

де  $\beta$  – фазовий кут між струмами  $I_k$  та  $I_o$ .

Частина тягового струму  $-C I_{ел}$  дорівнює за величиною струму зворотного проводу  $I_o$  і тому її можна назвати компенсованою ( $I_{рк}$ ). Інша частина струму  $(1+C) I_{ел}$ , яка не потрапляє у зворотний провід, може бути названа не компенсованою ( $I_{рн}$ ). Як бачимо на рис. 1.2 компенсована частина струму електровоза в точці б рейкової мережі також поділяється на два струми. Один з них  $I_{рк, бв}$  протікає на ділянці бв по системі рейкова мережа - земля в бік підстанції, а інший  $I_{рк, б}$  тече в протилежний бік. Цей струм на ділянці рейкової мережі завдовжки кілька кілометрів повністю йде в землю і повертається в перемичку бб як частина струмів  $I_{рк, бв}$  і  $I_{рк, б}$ . Останні по перемичці бб` надходять у зворотний провід і далі на підстанцію.

Повний опір ділянки рейкової мережі, шунтованої землею, між тяговою підстанцією, що живить, і точкою б може становити від декількох десятків часток Ом до декількох Ом в залежності від довжини цієї ділянки і величини перехідного опору між рейками і землею. Для компенсованої частини струму електровоза зворотний провід між тяговою підстанцією і точкою можна вважати провідником, повний опір якого дорівнює нулю. Це пояснюється тим, що падіння напруги, викликане у зворотному дроті і вторинних обмотках трансформатора аналізованої частиною зворотного



струму, повністю компенсується ЕРС цих обмоток і переноситься в первинні обмотки трансформаторів, що відсмоктують, викликаючи відповідне падіння напруги безпосередньо в контактній мережі. Внаслідок цього з точки б до тягової живильної підстанції зазначена частина зворотного струму протікає тільки по зворотному дроту.

За характером роботи трансформатор, що відсмоктує, схожий з трансформатором струму при коефіцієнті трансформації, близьким до одиниці.

Захисні дії відсмоктують трансформаторів залежить не тільки від відстані між ними, а є складною функцією взаємного розташування електротягової мережі та комунікацій щодо цих елементів, співвідношення струмів у зворотному дроті та контактній мережі, параметрів рейкової мережі одноколійної ділянки та кількості електровозів. Крім того, захисні дії суттєво залежать від довжини фідерної зони чи комунікацій. На ефективність трансформаторів, що відсмоктують, впливає зміна екрануючих властивостей оболонки кабелю і заземлених проводів, і зміна величини повного опору тягової мережі, викликана включенням трансформаторів, що відсмоктують, а також ряд інших факторів.

Значно знижуючи індуктивний вплив, трансформатори, що відсмоктують, істотно збільшують втрати напруги в тяговій мережі. При включенні відсмоктуючих трансформаторів із зворотним проводом, зворотний струм електротяги майже повністю протікає по ньому і лише частково по рейковій мережі, незначно відгалужуючи землю. Це призводить до збільшення активного та повного опору тягової мережі, так як шунтуючі дії землі істотно зменшуються, а опір зворотного дроту зазвичай значно вищий, ніж рейкової мережі.

Включення послідовно в тягову мережу обмоток трансформаторів, що відсмоктують, збільшує її опір і це збільшення обумовлено повним опором трансформаторів. Однак повний опір власне трансформаторів, що відсмоктують, незначно: 0,1 – 0,2 Ом, тобто кілька сотих Ома на один кілометр



тягової мережі. При робочому навантаженні зазвичай повний і активний погонні опори тягової мережі з відсмоктуючими трансформаторами і зворотним проводом для одного шляху двоколіїної ділянки в два рази більше відповідного опору для паралельно з'єднаних двох шляхів, тобто практично взаємоіндукція між тяговими мережами шляхів не впливає на параметри. Це пояснюється тим, що при включенні відсмоктуючих трансформаторів взаємоіндуктивний зв'язок між тяговою мережею шляхів являє собою в основному індуктивний вплив двопровідної системи, утвореної контактною мережею і зворотним проводом одного шляху, на таку двопровідну систему іншого шляху.

Додаткові втрати енергії в тяговій мережі, що викликаються включенням трансформаторів, що відсмоктують, пропорційні активній частині повного погонного опору тягової мережі. Втрати енергії в тяговій мережі при включенні відсмоктуючих трансформаторів збільшуються на одноколіїних ділянках на 40-100%, а на двоколіїних - на 27-73% в залежності від перерізу зворотного проводу, тобто відповідно на 0,8-2% і на 0,6- 1,5% загальної витрати електроенергії на потяг.

При збільшенні перерізу зворотного дроту зменшується його повний опір, що веде до зниження потужності трансформатора, що відсмоктує, і опору тягової мережі. У разі збільшення перерізу проводів від 50 до 100 мм<sup>2</sup> потужність трансформаторів, що відсмоктують, знижується приблизно на 30%, а повний погонний опір тягової мережі – на 20%. Збільшення перерізу зворотного дроту від 100 до 300 мм<sup>2</sup> призводить до зменшення потужності трансформаторів лише на 15-20%, а повного опору тягової мережі приблизно на 10%.

Повний опір зворотного дроту можна значно зменшити, якщо при незмінному загальному перерізі замість одного дроту застосувати систему, що складається з кількох дротів. Повний опір системи розщепленого зворотного проводу при даному загальному її перерізі знижується зі збільшенням відстані між проводами та їх кількості внаслідок зменшення індуктивної частини опору



системи при її незмінній активній складовій. Шляхом розщеплення зворотного дроту можна без додаткової витрати кольорових металів значно знизити як опір тягової мережі, так і встановлену потужність трансформаторів.

Зменшення відстані між контактною мережею та зворотним дротом від 8 до 4 метрів викликає зниження потужності трансформаторів на 8-15%, а повного погонного опору тягової мережі – на 10-14%. Наближення зворотного дроту до контактної мережі веде також до значного поліпшення захисної дії трансформаторів, що відсмоктують.

Розташування зворотного дроту в ряді випадків є основним фактором, що визначає ефективність системи трансформаторів, що відсмоктують. Особливо великий вплив цього фактора при ширині зближення 10-30 метрів для двоколісної ділянки, ближньої до комунікації, що захищається. У цих умовах при видаленні зворотного дроту на 4-6 метрів від контактної мережі з метою зручності його монтажу та експлуатації різко знижується захисна дія трансформаторів, причому це зниження неможливо компенсувати зменшенням відстані між ними. При такому нераціональному розташуванні зворотного дроту індуктивний вплив тягової мережі зазначеного шляху знижується трансформаторами, що відсмоктують, лише в 2-3 рази. Іноді при дуже великій відстані між зворотним проводом, розташованим з польового боку опор на станціях, і контактною мережею головних шляхів модуль транзитної складової може бути більше одиниці, тобто установка трансформаторів, що відсмоктують, призведе до збільшення індуктивного впливу.

Вводять трансформатор у роботу, розглянувши результати комплексних вимірювань і випробувань, зроблених РРЦ дома, і навіть порівнявши ці дані з нормами чи протоколом заводських випробувань. Трансформатор може бути увімкнений без сушіння, якщо результати випробувань лежать у межах норм.

Доцільність застосування та техніко-економічна ефективність трансформаторів, що відсмоктують, виявляється при конкретному



проекуванні. Вони залежать від кількості шляхів електрифікованої ділянки, її електроспоживання, схеми включення та інтервалу між трансформаторами, що відсмоктують, і визначається рядом факторів, з яких головне: розташування комунікацій щодо полотна залізниці, їх протяжність і конструкція, вартість індивідуальних захисних заходів на всіх спорудах, для яких потрібно обмежити індуктивний вплив.

Включати первинні обмотки трансформаторів, що відсмоктують, у розсічення контактної мережі найбільш зручно в місцях сполучення анкерних ділянок. При поєднанні анкерних ділянок у трьох прольотах, первинна обмотка трансформатора, що відсмоктує, з'єднує обидві анкерні ділянки і шунтує повітряний проміжок (рис. 1.3).

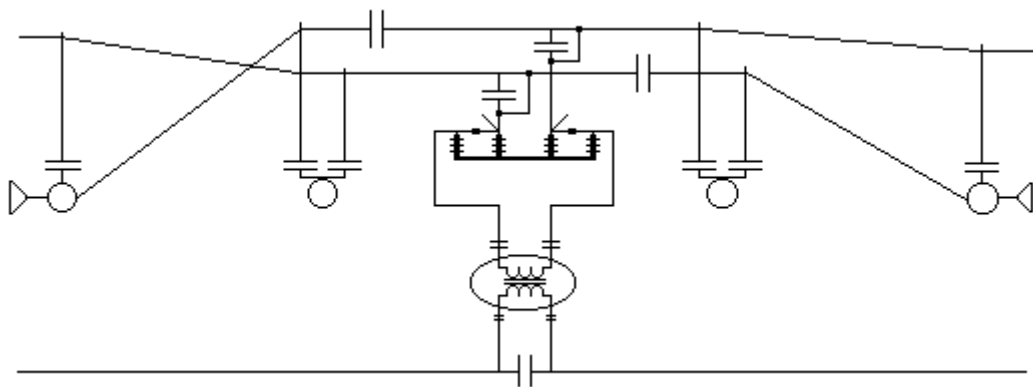


Рисунок 1.3 – Схема підключення відсмоктуючого трансформатора до контактної підвіски і зворотного проводу

Тому в більшості випадків відстань між сусідніми трансформаторами, що відсмоктують, кратно довжині анкерних ділянок. Як бачимо на рис. 1.3. виведення первинної обмотки трансформатора двома шлейфами з'єднується з кінцем та початком двох анкерних ділянок контактної мережі. Висновки приєднуються до несучого троса, який в цьому місці пов'язаний з'єднувачами живлення з контактним проводом. Паралельно первинній обмотці трансформатора встановлюється нормально розімкнений роз'єднувач, що дозволяє виводити з роботи трансформатор, що відсмоктує, шляхом глухого



шунтування його первинної обмотки. Висновки вторинної обмотки трансформатора приєднуються двома шлейфами до кінця та початку ділянок зворотного дроту, розділеного в місці встановлення трансформатора підвісним ізолятором. Одиночний зворотний провід зазвичай виконаний проводом А-185 і підвішується на типових консолях за допомогою одного ізолятора.

На ділянці, що розглядається мною, застосовуються трансформатори типу ОМО-800/20, обмотки яких виконані з алюмінію. Усі трансформатори призначені для зовнішньої установки та мають маслене охолодження. Магнітопровід відсмоктувальних стрижневих трансформаторів і виготовлений з холоднокатанної сталі з високою магнітною проникністю. Обмотки спіральні розташовані концентрично на двох стрижнях і з'єднані послідовно.

Струми в контактній мережі і в проводах зворотного струму спрямовані протилежно один одному, так як в трансформаторі, що відсмоктує, струм вторинної обмотки спрямований зустрічно струму первинної обмотки. Магнітне поле контактної мережі та проводів зворотного струму також спрямовані зустрічно один одному та взаємно знищуються. Це призводить до значного зниження індуктивного впливу контактної мережі на пристрої зв'язку.

В даний час немає чіткого обліку електроенергії на межі розділу балансової приналежності електричних мереж, змішуються виміряні і розраховані приблизно величини, енергетичний баланс не відображає реального електроспоживання, потрібно значне підвищення точності вимірювання енергії. Намітилася тенденція зростання реактивних навантажень у тягових мережах, нові умови оплати за споживання реактивної енергії попереджає необхідність оцінки рівня втрат енергії.

Відповідно до чинних проектів на підстанціях проводиться облік активної та реактивної енергії. Цей облік здійснюється за допомогою індукційних лічильників САЗУ-І670М, СРЧУ-І673М та електронних



лічильників Ф443АР. Застосування індукційних лічильників для вимірювання електроспоживання в тягових мережах, що мають несиметрію і несинусоїдність струмів і напруг призводить до істотної похибки при складанні енергетичного балансу.

Оплата втрат енергії за розрахунковими даними проводиться у разі встановлення лічильників електроенергії не на межі розділу балансової приналежності електромережі. Втрати електроенергії дільниці від межі розділу до місця встановлення лічильників електроенергії визначаються розрахунковим шляхом.

Останнім часом особливу актуальність отримала завдання визначення втрат енергії в тяговій мережі. При техніко-економічних розрахунках електроспоживання при існуючій системі обліку спільно використовуються виміряні та розраховані приблизно величини. У цих розрахунках відсоток втрат у тяговій мережі приймається орієнтовно, тому що лічильниками енергії в тяговій мережі визначити точне значення втрат енергії неможливо. Не викликає сумніву, що варіюючи величинами споживання енергії на тягу, потреби підстанцій тощо. можна покрити будь-які проблеми при складанні загального енергетичного балансу.

Невизначеність у цьому питанні дозволяє списувати на, так звані, «умовні» втрати, організаційно-економічні недоліки різних служб і підрозділів, залізниць. У цих умовах на ряді доріг втрати в тяговій мережі змінного струму оцінюють 10-15%, а в тяговій мережі постійного струму 15-25%, у той час як дійсні втрати енергії в середньому відповідно становлять 2-3% і 4-7%. Ускладнює ситуацію і та обставина, що на даний момент не існує достовірного методу розрахунку систем електропостачання, що ставить завдання щодо розробки такого методу на перший план.

Загальні втрати у системі тягового електропостачання визначаються за такою формулою:



$$\Delta W_{eч\%} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta W_n + \sum_{i=1}^l \Delta W_{кс} + \sum_{i=1}^m \Delta W_{вл}}{\sum WP} \cdot 100\%$$

де:

$\Delta W_{вл}$  - втрати енергії в лініях, що належать дистанції електропостачання ЕЧ;

$\Delta W_n$  - втрати в обладнанні підстанції;

WP - середнє протягом місяця значення втрат тягової підстанції;

$\Delta W_{кс}$  - втрати енергії в контактній мережі;

$k, l, m$  – кількість приладів.

## 1.2 Втрати енергії у трансформаторах

Трансформатором називається статичний електромагнітний пристрій, що має дві або більше індуктивно пов'язаних обмоток і призначений для перетворення за допомогою електромагнітної індукції електричної енергії в електричних мережах та установках. Силовий трансформатор є одним з найважливіших елементів кожної електричної мережі. Необхідність розподілу енергії за різними напрямками між багатьма споживачами призводить до значного збільшення числа окремих трансформаторів у порівнянні з числом генераторів.

Перетворення енергії в трансформаторі відбувається за допомогою магнітного поля за допомогою сердечника і обмотки. Перетворення енергії завжди супроводжується втратами, тому потужність P2, що віддається трансформатором споживачеві, завжди менше потужності P1, підведеної до нього. Відношення цих величин  $\eta = P2/P1$  називають коефіцієнтом корисної дії (ККД). ККД трансформаторів дуже великий і більшість їх становить 98-99%, проте необхідність багаторазової трансформації енергії призводить до того, що загальні втрати енергії трансформаторів досягають істотних значень.



Втратами короткого замикання називаються втрати, що виникають у трансформаторі при номінальній частоті в одній з обмоток струму, що відповідає її номінальній потужності, при замкнутій коротко вторинній обмотці. Втрати короткого замикання можуть бути розділені на наступні складові:

- основні втрати в обмотках ПН та ВН, спричинені робочим струмом обмоток;
- додаткові втрати від вихрових струмів, наведених полем розсіювання в обмотках;
- втрати у відведеннях між обмотками та введеннями;
- втрати в стінках бака та інших металевих елементах конструкції трансформатора.

Режим роботи трансформатора при живленні однієї з його обмоток від джерела зі змінною напругою при розімкнених інших обмотках називається режимом холостого ходу. Втрати, що виникають у трансформаторі в режимі холостого ходу при номінальній синусоїдальній напрузі на первинній обмотці і номінальній частоті, називаються втратами холостого ходу. Втрати холостого ходу трансформатора складаються з магнітних втрат, тобто втрат в активному матеріалі (сталі) магнітної системи, втрат у сталевих елементах конструкції кістяка трансформатора, викликаних частковим відгалуженням головного магнітного потоку, основних втрат у первинній обмотці, викликаних струмом хол , та діелектричних втрат в ізоляції. Діелектричні втрати в ізоляції можуть грати роль тільки в трансформаторах, що працюють при підвищеній частоті, а в силових трансформаторах, розрахованих на частоту 50Гц, зазвичай малі і можуть не враховуватися. Основні втрати у первинній обмотці становлять 1% втрат холостого ходу і зазвичай не враховуються. Магнітні втрати - втрати в активній сталі магнітної системи - складають основну частину втрат холостого ходу і можуть бути поділені на втрати від гістерезису та вихрових струмів. Для сучасної холоднокатаної стали



втрати від гістерезису становлять 25-35% а від вихрових струмів - 75-65% повних втрат.

Втрати холостого ходу трансформатора є постійними, не залежать від струму навантаження. Вони виникають у його магнітній системі протягом усього часу, коли він працює. Втрати короткого замикання змінюються зі зміною струму навантаження і залежить від графіка навантаження трансформатора.

Зменшення втрат холостого ходу досягається головним чином шляхом широкого застосування холоднокатаної електротехнічної рулонної сталі з поліпшеними магнітними властивостями. Застосування цієї сталі, що володіє анізотропією магнітних властивостей і дуже чутливою до механічних ушкоджень при обробці, поєднується з істотною зміною конструкції магнітних систем. Зменшення втрат короткого замикання досягається зниженням щільності струму рахунок збільшення маси металу в обмотках. При розробці трансформаторів виникає проблема обмеження додаткових втрат, що виникають від вихрових струмів, що наводяться магнітним полем розсіювання в обмотках, і від вихрових струмів і гістерезису, що виникають в елементах конструкції трансформатора. Ці втрати у сумі можуть сягати 25-30% повних втрат короткого замикання. В якості найбільш ефективних засобів для зменшення додаткових втрат застосовують: раціональне розміщення витків обмоток для зменшення поперечної складової поля розсіювання, штучну локалізацію поля розсіювання за допомогою установки магнітних екранів з електротехнічної сталі та заміну деяких сталевих деталей деталями з немагнітних матеріалів. Надалі найбільш радикальним рішенням цієї проблеми може бути знайдено шляхом заміни сталевих деталей, в яких виникають втрати від гістерезису і вихрових струмів, неметалевими або деталями з немагнітних матеріалів.

Розрахунок втрат у двообмотувальних трансформаторах.

Для визначення втрат у двообмотувальному трансформаторі необхідні такі дані:



а) паспортні:

- номінальна потужність  $S_{ном}$ ;
- втрати активної потужності в сталі  $\Delta P_{xx}$ ;
- втрати активної потужності в міді  $\Delta P_{кз}$ ;
- струм холостого ходу  $I_{xx}$ ;
- напруга короткого замикання  $U_{кз}$ ;

б) споживання активної  $WP_{\phi}$  і реактивної  $WQ_{\phi}$  електроенергії за розрахунковий період;

в) кількість часу роботи трансформатора за розрахунковий період  $T_H$ ;

г) кількість часу роботи споживача за розрахунковий період  $T_p$ ;

При визначенні втрат послідовно визначаються:

а) середня фактична потужність трансформатора за розрахунковий період:

$$S_{\phi} = \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2};$$

$$P_{\phi} = \frac{WP_{\phi}}{T_p}; \quad Q_{\phi} = \frac{WQ_{\phi}}{T_p};$$

б) коефіцієнт завантаження:

$$k_3 = \frac{S_{\phi}}{S_{ном}};$$

в) втрати активної електроенергії

$$\Delta WP = \Delta P_{xx} \cdot T_H + \Delta P_{кз} \cdot k_3^2 \cdot T_p;$$



г) втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta WQ = \Delta Q_{xx} \cdot T_H + \Delta Q_{кз} \cdot k_3^2 \cdot T_p ;$$

де:

$$\Delta Q_{xx} = S_{НОМ} \cdot \frac{I_{xx}}{100};$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{НОМ} \cdot \frac{U_{xx}}{100} .$$

Втрати у трансформаторах, які живлять тягове навантаження:

а) втрати активної енергії кВт.год:

$$\Delta WP = \Delta P_{xx} \cdot T_H + \Delta P_{кз} \cdot k_3^2 \cdot k_{эф}^2 \cdot T_p ;$$

де Кеф = 1.1 - 1.3 – коефіцієнт ефективності тягового навантаження.

б.) втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta WQ = \Delta Q_{xx} \cdot T_H + \Delta Q_{кз} \cdot k_3^2 \cdot k_{эф}^2 \cdot T_p .$$

Технічні дані деяких однофазних та трифазних двообмотувальних трансформаторів зазначені в додатку.

Розрахунок втрат у триобмотувальних трансформаторах.

Для розрахунку втрат електроенергії необхідні такі дані:

а.) паспортні:

- номінальна потужність S<sub>НОМ</sub>, кВА;

- потужність обмоток ВН, СН, ПН - S<sub>ВН</sub>, S<sub>СН</sub>, S<sub>ПН</sub>, кВА;



- втрати потужності в міді обмоток  $\Delta P_{вн}$ ,  $\Delta P_{сн}$ ,  $\Delta P_{нн}$ , кВА;
- струм холостого ходу  $I_{хх}$ , %;
- втрати реактивної потужності при холостому ході, кВ:

$$\Delta Q_{хх} = S_{ном} \cdot \frac{I_{хх}}{100};$$

- напруга короткого замикання кожної обмотки, %:

$$U_{кв} = 0.5 \cdot (U_{вн-сн} + U_{вн-нн} - U_{сн-нн});$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot (U_{вн-сн} + U_{сн-нн} - U_{вн-нн});$$

$$U_{кн} = 0.5 \cdot (U_{вн-нн} + U_{сн-нн} - U_{вн-сн});$$

- реактивна потужність, що споживається обмотками:

$$\Delta Q_{вн} = S_{вн} \cdot \frac{U_{кв}}{100};$$

$$\Delta Q_{сн} = S_{сн} \cdot \frac{U_{кс}}{100};$$

$$\Delta Q_{нн} = S_{нн} \cdot \frac{U_{кн}}{100};$$



- споживання активної ( $WP_{вн}, WP_{сн}, WP_{нн}$ ), кВт.год та реактивної ( $WQ_{вн}, WQ_{сн}, WQ_{нн}$ ), квар.ч електроенергії, яка пройшла за розрахунковий період через обмотки визначаються за показаннями розрахункових лічильників на стороні високої та низької напруг:

$$WP_{вн} = WP_{сн} + WP_{нн};$$

$$WQ_{вн} = WQ_{сн} + WQ_{нн};$$

- кількість часу роботи трансформатора за розрахунковий період  $T_n$ ;
- кількість часу роботи споживача за розрахунковий період  $T_p$ ;

При розрахунку послідовно визначаються:

а) фактична потужність кожної обмотки трансформатора за розрахунковий період:

$$S_{фвн} = \sqrt{P_{фвн}^2 + Q_{фвн}^2};$$

$$S_{фсн} = \sqrt{P_{фсн}^2 + Q_{фсн}^2};$$

$$S_{фнн} = \sqrt{P_{фнн}^2 + Q_{фнн}^2};$$

Де:

$$P_{фвн} = \frac{WP_{фвн}}{T_p}; \quad Q_{фвн} = \frac{WQ_{фвн}}{T_p};$$

$$P_{фсн} = \frac{WP_{фсн}}{T_p}; \quad Q_{фсн} = \frac{WQ_{фсн}}{T_p};$$



$$P_{\phi_{HH}} = \frac{WP_{\phi_{HH}}}{T_p}; \quad Q_{\phi_{HH}} = \frac{WQ_{\phi_{HH}}}{T_p};$$

б) коефіцієнт завантаження кожної з обмоток:

$$k_{звн} = \frac{S_{\phi_{вн}}}{S_{вн}};$$

$$k_{зсн} = \frac{S_{\phi_{сн}}}{S_{сн}};$$

$$k_{знн} = \frac{S_{\phi_{HH}}}{S_{HH}}.$$

в) втрати активної енергії:

$$\Delta WP = \Delta P_{xx}^2 \cdot T_H + (k_{звн}^2 \cdot \Delta P_{вн} + k_{зсн}^2 \cdot \Delta P_{сн} + k_{знн}^2 \cdot \Delta P_{HH}) \cdot T_p.$$

г) втрати реактивної енергії:

$$\Delta WQ = \Delta Q_{xx}^2 \cdot T_H + (k_{звн}^2 \cdot \Delta Q_{вн} + k_{зсн}^2 \cdot \Delta Q_{сн} + k_{знн}^2 \cdot \Delta Q_{HH}) \cdot T_p.$$

Для тягового трансформатора тягової підстанції змінного струму:

в) втрати активної енергії:

$$\Delta WP = \Delta P_{xx}^2 \cdot T_H + (k_{звн}^2 \cdot \Delta P_{вн} + k_{зсн}^2 \cdot \Delta P_{сн} + k_{знн}^2 \cdot \Delta P_{HH}) \cdot k_{\text{эф}}^2 \cdot T_p.$$

г) втрати реактивної енергії:

$$\Delta WQ = \Delta Q_{xx}^2 \cdot T_H + (k_{звн}^2 \cdot \Delta Q_{вн} + k_{зсн}^2 \cdot \Delta Q_{сн} + k_{знн}^2 \cdot \Delta Q_{HH}) \cdot k_{\text{эф}}^2 \cdot T_p;$$



Технічні дані деяких триобмотувальних трифазних та інших трансформаторів представлені у додатку.

### 1.3 Втрати енергії у тяговій мережі

Тягова мережа складається з чотирьох складових: контактної та рейкової мереж, живильних та відсмоктувальних проводів. Живлячі та відсмоктуючий провод виконують у вигляді повітряних або кабельних ліній. Рейкова мережа є сукупністю ниток ходових рейок. Контактна мережа складається з безлічі проводів різних типів, з'єднаних між собою різними способами, і призначена для передачі електричної енергії до локомотивів, що рухаються шляхом безпосереднього контакту їх з струмоприймачами.

У світі розвиток отримали дві системи тягового електропостачання: системи постійного та змінного струму. Існує безліч варіантів передачі енергії до локомотивів, але в Україні застосування знайшли тільки три: система постійного струму, напругою 3.3 кВ, частотою 1.5 Гц; система однофазного змінного струму 25 кВ, 50 або 60 Гц та система змінного струму з екрануючими підсилюючими проводами ЕУП-27.5 кВ. А також проводиться економічне обґрунтування переходу на систему змінного струму 2\*25 кВ, де потужність передається більш високою напругою 50 кВ. З боку втрат тягова мережа змінного струму краще, тому що потужність передається підвищеним значенням напруги, тому втрати в такій системі нижче.

Живлення тягової мережі на одноколійних ділянках здійснюється за односторонньою та двосторонньою схемами живлення. При односторонньому живленні локомотиви отримують енергію від однієї тягової підстанції, і струм  $I$ , споживаний локомотивом надходить з одного боку, а при двосторонньому живленні від двох, і струм  $I$ , споживаний локомотивом, надходить до нього з двох сторін, і складається з струмів  $I_1$  та  $I_2$ . Значення  $I_1$  і  $I_2$  обернено пропорційні відстані від локомотива до відповідної тягової підстанції. Зі збільшенням струму у дротах контактної мережі зростають втрати напруги та



електроенергії. Так при односторонньому живленні втрати потужності дорівнюють  $\Delta P = I^2 \cdot R \cdot l$ , а втрати напруги  $\Delta U = I \cdot R \cdot l$ . При двосторонньому живленні втрати потужності дорівнюють  $\Delta P = R \cdot l \cdot I^2 / 2$ , а втрати напруги  $\Delta U = I / 2 \cdot R \cdot l$ . З точки зору втрат двостороннє живлення краще, але з точки зору надійності гірше, тому що при виникненні пошкодження контактної мережі з ладу вийде вся ділянка, а на змінному струмі можуть виникати перетікання потужності, так як напруги на шинах суміжних тягових підстанцій різні.

Від розміру втрат залежить напруга на струмоприймачі локомотива, яке впливає на швидкість руху: чим більше втрати і менше напруга на струмоприймачі, тим нижче швидкість, яку може розвинути локомотив. Крім того, зниження напруги для моторвентилятора може призвести до того, що він знизить свої обороти, зменшиться потік повітря, що охолоджує, і двигун буде перегріватися. У зв'язку з цим за умовами пропускної спроможності встановлено норми напруги: на постійному струмі  $U_{\text{мін}} = 2.7 \text{кВ}$ , а на змінному  $U_{\text{мін}} = 21 \text{кВ}$ . Зниження втрат енергії в контактній мережі дає економію споживаної електроенергії.

Живлення двоколіїних ділянок зазвичай здійснюють двосторонньою схемою живлення. Застосовуються такі схеми живлення: роздільна схема живлення, вузлова схема та паралельна схема живлення.

При роздільному живленні колій кожна контактна підвіска отримує енергію від тягових підстанцій незалежно один від одного. Втрати енергії в цьому випадку аналогічні одноколіїній ділянці.

При встановленні поста секціонування утворюється вузлова схема живлення, коли кожен локомотив в нормальних умовах отримує енергію від обох тягових підстанцій по контактних мережах обох шляхів, що за інших рівних умов забезпечує менші втрати енергії та напруги в мережі.

Найбільш економічною є схема паралельного з'єднання контактних підвісок колій, яке здійснюють у кількох місцях на ділянці між тяговими підстанціями за допомогою спеціальних пунктів паралельного з'єднання ППС. При цьому краще вирівнюються навантаження окремих шляхів і більше



знижуються втрати напруги та енергії, ніж за вузлової схеми. Особливо ефективно паралельне з'єднання контактних мереж шляхів на дільницях, де застосовують рекуперацію електричної енергії, так як рекуперується енергія відразу передається локомотивам на інших шляхах. При схемі, що розглядається, у разі необхідності також можуть бути встановлені пости секціонування..

Втрата енергії в тяговій мережі для кожної міжпідстанційної зони визначається наступним чином:

$$\Delta W_{TC} = \Delta W_{TC1} + \Delta W_{TC2}$$

де:  $\Delta W_{TC1}$ - активні втрати в тяговій мережі, які викликані перебігом активної та реактивної складової струмів електровозів;

$\Delta W_{TC2}$  - активні втрати в тяговій мережі, які викликані протіканням зрівняльних струмів (тільки на змінному струмі).

Розрахунок втрат енергії у тяговій мережі постійного струму.

а) Вузлова схема живлення:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left( \frac{18.5}{N} + 0.003 \cdot l \right) \cdot 10^{-3}, \text{ тис. кВт.год.}$$

б) Паралельне з'єднання шляхів (за наявності посту секціонування і не менше двох пунктів паралельного з'єднання):

$$\Delta W_{TC1} = r_2 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left( \frac{31.7}{N} + 0.006 \cdot l \right) \cdot 10^{-3}, \text{ тис. кВт.год;}$$

в) Двостороннє живлення одноколіїної ділянки:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left( \frac{31.7}{N} + 0.006 \cdot l \right) \cdot 10^{-3}, \text{ тис. кВт.год;}$$



г) Консольне живлення одноколіїної ділянки:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left( \frac{110}{N} + 0.016 \cdot l \right) \cdot 10^{-3}, \text{ тис. кВт.год.}$$

Розрахунок втрат енергії у тяговій мережі змінного струму.

а) Вузлова схема живлення:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left( \frac{150}{N} + 0.014 \cdot l \right) \cdot 10^{-6}, \text{ тис. кВт.год;}$$

б) Паралельне сполучення шляхів:

$$\Delta W_{TC1} = r_2 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left( \frac{314}{N} + 0.22 \cdot l \right) \cdot 10^{-6}, \text{ тис. кВт.год;}$$

в) Консольне живлення одноколіїної ділянки:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left( \frac{1850}{N} + 0.92 \cdot l \right) \cdot 10^{-6}, \text{ тис. кВт.год;}$$

г) Двостороннє живлення одноколіїної ділянки:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left( \frac{820}{N} + 0.155 \cdot l \right) \cdot 10^{-6}, \text{ тис. кВт.год.}$$

Втрати енергії на багатоколіїних ділянках визначаються як сума втрат на одноколіїних ділянках. Приблизно втрати електроенергії на міжпідстанційній зоні визначаються за втратами суміжних підстанцій, з урахуванням відношення довжин і кількості шляхів ділянки, що



розглядається, а також суміжних з нею міжпідстанційних зон, які живляться від цієї підстанції.

У розглянутих вище формулах прийнято такі позначення:

$r_1$ - питомий активний опір одноколіїної ділянки, Ом/км;

$r_2$ - питомий активний опір двоколіїної ділянки, Ом/км;

$N$ -середнє число пар поїздів на ділянці;

$l$ -довжина міжпідстанційної зони, км;

$W_{PM}$ -місячне споживання електроенергії поїздами на міжпідстанційній зоні, тис. кВт.год;

$$W_{PM} = W_{P1OT} + W_{P2OT} - (W_{P1Г} + W_{P2Г})$$

де:

$W_{P1OT}$ ,  $W_{P2OT}$  - активна енергія, відпущена в тягову мережу першою та другою підстанцією відповідно;

$W_{P1Г}$ ,  $W_{P2Г}$  - активна енергія, генерована в енергосистему через фідера першої та другої підстанції відповідно;

Деякі дані щодо опорів рейок та підвісок вказані в додатку.

Розрахунок втрат енергії від зрівняльних струмів.

Для приблизної оцінки втрат у контактній мережі від зрівняльних струмів можна використати формулу:

$$\Delta W_{TC2} = \frac{W_{P1Г}^2 + W_{Q1Г}^2}{U_{cp1}^2 \cdot T_H} \cdot R_{\text{э}} + \frac{W_{P2Г}^2 + W_{Q2Г}^2}{U_{cp2}^2 \cdot T_H} \cdot R_{\text{э}}$$

де:  $W_{P1Г}$ ,  $W_{P2Г}$  - активна енергія, генерована в енергосистему через фідера першої та другої підстанції відповідно;

$W_{Q2Г}$ ,  $W_{Q1Г}$  - реактивна енергія, генерована в енергосистему через фідера першої та другої підстанції відповідно;



Ре-активний опір всієї тягової мережі міжпідстанційної зони, Ом (при двоколінійній ділянці вважаємо, що контактна мережа з'єднана паралельно, а опір рейки ділимо навпіл);

Уср-середня напруга фідерів тягових підстанцій, кВ;

Тн-звітний період, год.

#### 1.4 Втрати енергії у лініях

На електрифікованих залізницях є живильні та відсмоктують дроти, лінії для живлення нетягових споживачів – трифазні на 6 або 10 кВ на дорогах постійного струму та одна або дві фази лінії ДПР на дорогах змінного струму, дроти зворотного струму на ділянках з відсмоктуючими трансформаторами, лінії СЦБ, хвилеводні дроти, дроти групового заземлення, а також дроти ліній напругою до 1000 В, призначені для освітлення різних залізничних об'єктів.

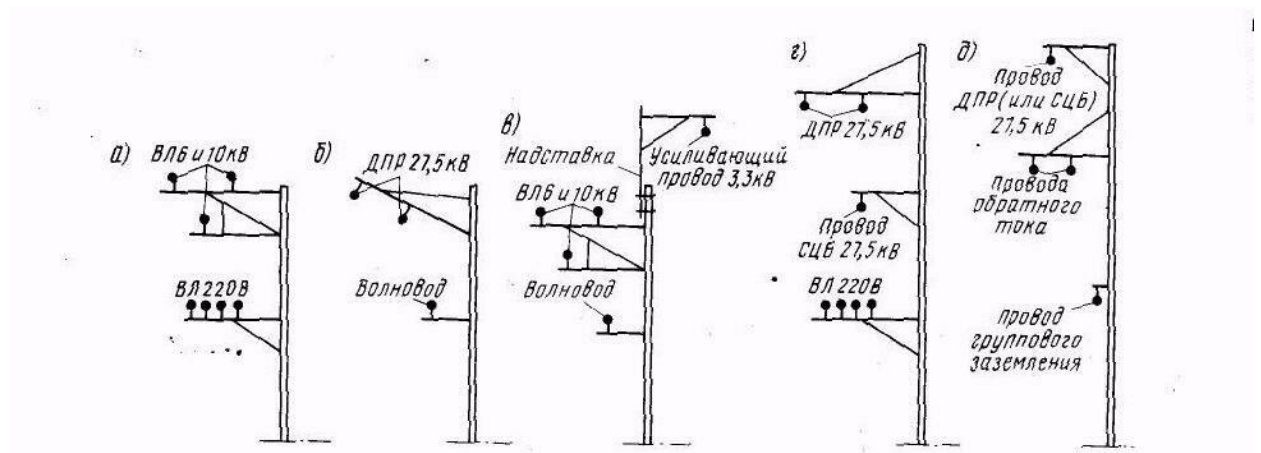


Рисунок 1.4 – Схеми розташування дротів різних повітряних ліній на консольних залізобетонних опорах контактної мережі

Конкретні схеми розміщення різних проводів залежать від робочої висоти опори та типу конструкції, що підтримує контактну підвіску, консоль, жорстка або гнучка поперечка. Як приклади на рис. 1 наведено кілька найбільш часто зустрічаються схем розташування проводів. На (рис. 1.4, а та в) показано



розміщення дротів на дорозі постійного струму, а (рис. 1.4, б, г і д) на дорогах змінного струму.

Живильні лінії від тягових підстанцій до контактної мережі зазвичай виконують повітряними і дуже рідко кабельними. Загальна площа перерізу дротів живильних ліній повинна бути не менше, ніж всіх дротів контактної мережі, до якої приєднана дана лінія.

Поділ втрат на складові в моделі системи тягового енергопостачання (СТЕ) може проводитися за різними критеріями – характером втрат (постійні, змінні), класами напруги, групами елементів, виробничими підрозділами тощо [21]. Для застосування енергозберігаючих технологій на залізничному транспорті доцільно використовувати укрупнену структуру втрат електроенергії (рис. 1.5), в якій втрати розділені на складові, виходячи з їхньої фізичної природи та специфіки методів визначення їх кількісних значень.

Виходячи з цього критерію фактичні втрати можуть бути визначені таким чином:

$$\Delta W_{\phi} = \Delta W_T + W_{CH} + \Delta W_{NB} + \Delta W_{KOM} + \Delta W_{ДОП}, \quad (0.1)$$

де  $\Delta W_T$  – технічні втрати електроенергії, які виникають внаслідок фізичних процесів під час передачі електроенергії електричними мережами. Частина електроенергії під час передачі перетворюється на тепло;

$W_{CH}$  – витрати електроенергії (втрати) на власні потреби підстанцій, необхідні для роботи основного силового обладнання підстанцій та забезпечення роботи персоналу;

$\Delta W_{NB}$  – небаланси електроенергії, зумовлені інструментальними похибками її виміру;

$\Delta W_{KOM}$  – комерційні втрати електроенергії, зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників оплати за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами у сфері



організації контролю за споживанням енергії. Комерційні втрати немає самостійного математичного опису і, як наслідок, неможливо знайти розраховані автономно. Їх значення визначається як різниця між фактичними (звітними) втратами та сумою перших трьох складових;

$\Delta W_{\text{доп}}$  – додаткові втрати електроенергії, які спричинені відхиленням показників якості електроенергії від нормативних значень.



Рисунок 1.5 – Структура звітних втрат електроенергії

На залізничному транспорті виділяють умовні втрати електроенергії – це специфічний вид втрат електроенергії, викликаний недосконалістю системи обліку електроенергії на залізничному транспорті [18]. Це різниця між витратою електроенергії на тягу поїздів, виміряною за лічильниками,



встановленими на локомотивах, та витратою електроенергії на тягу по лічильниках, встановлених на тягових підстанціях [21-23, 29].

Три перші складові укрупненої структури втрат ( $\Delta W_T$ ,  $W_{CH}$ ,  $\Delta W_{H6}$ ) обумовлені технологічними потребами процесу передачі електроенергії мережами. Сума цих складових добре описується терміном «технологічні втрати». Четверта складова, комерційні втрати, є впливом «людського фактора» і включає всі його прояви: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників; споживання енергії, минаючи лічильники; несплата чи неповна оплата показань лічильників; визначення надходження та відпуску електроенергії за деякими точками обліку розрахунковим шляхом (при розбіжності меж балансової належності мереж та місць встановлення приладів обліку) тощо.

Технологічні втрати можна поділити на поелементні складові. На тягових підстанціях залізниць споживачі власних потреб складаються з 23 типів електроприймачів [19]. Похибки обліку включають складові, зумовлені вимірювальними трансформаторами струму, напруги та електричними лічильниками. Комерційні втрати також можуть бути поділені на численні складові, які відрізняються причинами їх виникнення. Витрата електроенергії на потреби тягових підстанцій враховується у звітності у складі технічних втрат, а втрати, зумовлені похибками системи обліку електроенергії,  $\square$  у складі комерційних втрат. Це є недоліком існуючої системи звітності, оскільки забезпечує ясного ставлення до структури втрат і доцільних напрямів робіт з їх зниження.

Критерії віднесення частини електроенергії до втрат можуть бути фізичними та економічними [17]. Витрата власні потреби підстанцій за характером використання електроенергії справді нічим не відрізняється від її використання споживачами. Проте немає підстав вважати її корисною відпусткою, під якою розуміють електроенергію, відпущену споживачам, а витрата електроенергії на потреби підстанцій є внутрішнім споживанням об'єкта. Крім того, при такому обґрунтуванні як аксіома передбачається, що



витрата частини енергії в елементах мереж на доставку іншої її частини споживачам, на відміну від витрат на власні потреби підстанцій, не є корисною.

Суму технологічних втрат, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та комерційних втрат (розкрадань) цілу низку фахівців називають фізичними втратами електроенергії [17, 18]. Ці складові справді пов'язані з фізикою розподілу енергії через мережу. При цьому перші дві складові відносяться до технології передачі електроенергії по мережах, а третя - до технології контролю кількості електроенергії, що передається.

Як показано на рис. 1.5, у звітних втратах електроенергії є небаланс електроенергії. При експлуатації систем електропостачання дуже важливо домагатися зменшення небалансів рівня допустимих величин. Основні теоретичні причини виникнення небалансів електроенергії досить добре висвітлені у науковій літературі [18, 19, 27]. Як відомо, небаланс електроенергії визначається різницею між обсягом відпущеної енергії, енергії, яку отримали споживачі (за показаннями лічильників) та розрахунковими втратами. Численні публікації про методологію розрахунку та нормування втрат, зумовлених похибками приладів обліку електроенергії, підтверджують, що реальні ситуації електроспоживання відповідають недообліку енергії [18, 20].

Як відомо, типовий вимірювальний комплекс обліку електроенергії складається з вимірювальних трансформаторів струму, напруги, лічильника та з'єднувальних проводів. Межі допустимих похибок такого комплексу визначаються за такою формулою [17]:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_L^2 + \delta_C^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\phi_x}^2}, \quad (0.2)$$

де  $\delta_I, \delta_U, \delta_C$  – відносні похибки вимірювальних трансформаторів струму, напруги та лічильника відповідно;



$\delta_L$  – втрата напруги у вторинному ланцюзі ТН;

$\delta_\theta$  – відносна похибка, виділена з виміряного повного струму, його активної складової, обумовленої кутковими похибками трансформатора струму та напруги;

$\delta_{\phi_x}$  – сумарна додаткова похибка, викликана наступними факторами - відхиленнями напруги, частоти, температури навколишнього повітря, магнітного поля та іншими факторами від нормальних значень, за яких гарантується знаходження похибки всередині діапазону, відповідного класу точності;

1,1 - коефіцієнт, що враховує особливості метрологічної перевірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, що мають свої похибки та інші причини.

При визначенні структури втрат для організації в цілому неможливо орієнтуватися на наявність таких даних для сотень і тисяч точок обліку та доводиться використовувати усереднену оцінку їх можливих похибок.

При визначенні допустимих похибок вимірювального комплексу за формулою (1.2) відносні похибки приладів зазвичай приймають рівними класам їх точності, які визначають граничні значення похибок лише у зонах навантажень, близьких до номінальним. Запис як середньоквадратичного значення і знак  $\pm$  свідчать, що визначається значення випадкової (симетричної) похибки.

Похибки ТН нормуються згідно з ГОСТ 1983. Допустимі похибки ТТ відповідно до ГОСТ 7746 нормуються у трьох точках, що відповідають струмовому навантаженню ТТ 100, 20 та 5 %. Похибки ТТ класів точності 0,5 та 1,0 у цих точках не повинні виходити за межі;  $\pm 1,57$  і  $\pm 3,0$ , де клас точності ТТ. Це означає, що фактична похибка ТТ при малих навантаженнях може бути в 1,5-3 рази більшою за клас точності.

Для ТТ класу точності 0,2 відповідні точки мають значення  $\pm 1,75$  і  $\pm 3,75$ . Залежність похибок ТТ як та інших аналогових приладів, описуються



кривою А на рисунку 1.6, однак у більшості документів ці точки з'єднуються прямими лініями і поле похибок відбивається симетричним розтрубом [17].

У реальних умовах струмові навантаження ТТ істотно нижчі від номінальних навіть при максимумі навантаження. Це пояснюється тим, що вибір номінальних параметрів устаткування здійснювався у припущенні зростання навантажень, а насправді через падіння обсягів перевізної роботи навантаження значно зменшилися.

Залежності систематичної  $\Delta_{\text{ТТ}}$  та випадкової  $\delta_{\text{ТТ}}$  струмових похибок ТТ від коефіцієнта його струмового завантаження  $\beta_{\text{ТТ}}$  та класу точності  $K_{\text{ТТ}}$  згідно з рисунком 1.6 наведено у табл. 1.1 [17].

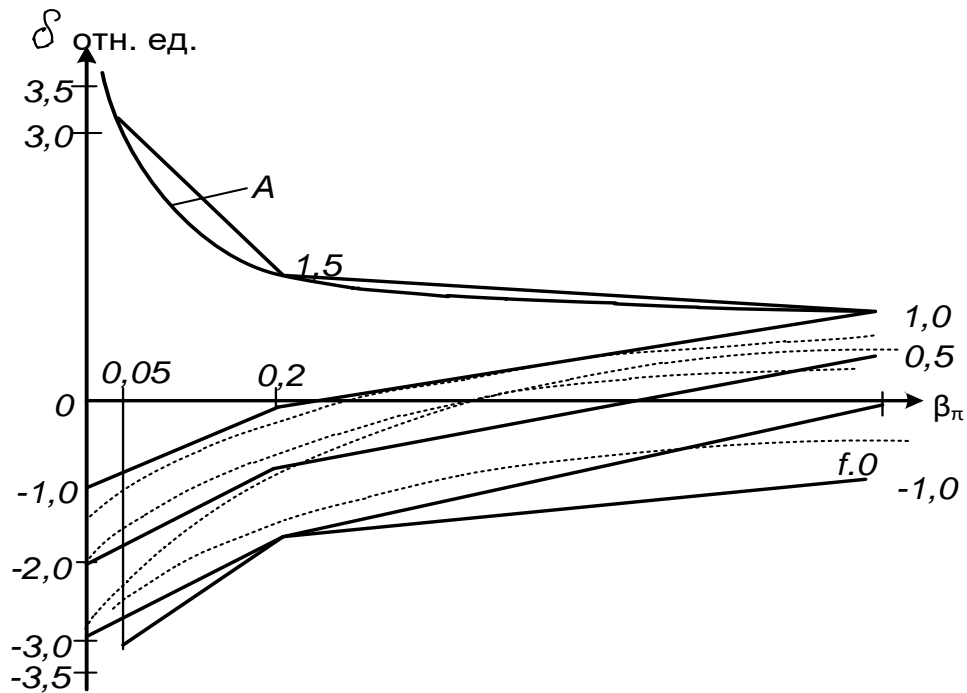


Рисунок 1.6 – Поле допустимих струмових похибок ТТ згідно з ГОСТ-7746 та робоча область навантажувальних характеристик



Таблиця 1.1 – Залежність струмових похибок ТТ від коефіцієнта струмового завантаження та класу точності

Вид похибки, %	Залежність похибок ТТ у діапазоні значень $\beta_{ТТ}$	
	0,05 – 0,2	0,2 – 1,0
$\Delta_{ТТ}$	$(-2,0 + 6,25 \cdot \beta_{ТТ})K_{ТТ}$	$(-1,06 + 1,56 \cdot \beta_{ТТ})K_{ТТ}$
$\delta_{ТТ}$	$\pm(1,0 - 1,25 \cdot \beta_{ТТ})K_{ТТ}$	$\pm(0,81 - 0,31 \cdot \beta_{ТТ})K_{ТТ}$

Як відомо, похибка ТТ залежить не тільки від його струмового завантаження, а й від навантаження вторинного ланцюга, нормованого в Омах. При перевищенні нормованого значення похибка ТТ також збільшується у негативний бік. Поле допустимих похибок ТН на відміну ТТ має однакову ширину в усьому діапазоні коефіцієнта завантаження вторинної ланцюга  $\beta_{2ТН}$ . Залежність похибки ТН завантаження вторинної ланцюга має вигляд, наведений на рис. 1.7 [27]. Середня лінія є математичним очікуванням похибок (систематичну похибку) всіх ТН, що використовуються на об'єкті, а бічні – межі робочої області поля допустимих похибок. Вочевидь, що з великих навантаженнях вторинних ланцюгів ТН похибка також у негативну область.

Формули (1.3) для систематичної та випадкової похибок ТН за модулем напруги, що відповідають прямим (рис. 1.7), мають вигляд [17]:

$$\begin{cases} \Delta_{ТН} = (0,5 - \beta_{2ТН})K_{ТН}, \\ \delta_{ТН} = \pm 0,5K_{ТН}, \end{cases} \quad (0.3)$$

де  $K_{ТН}$  – клас точності ТН.



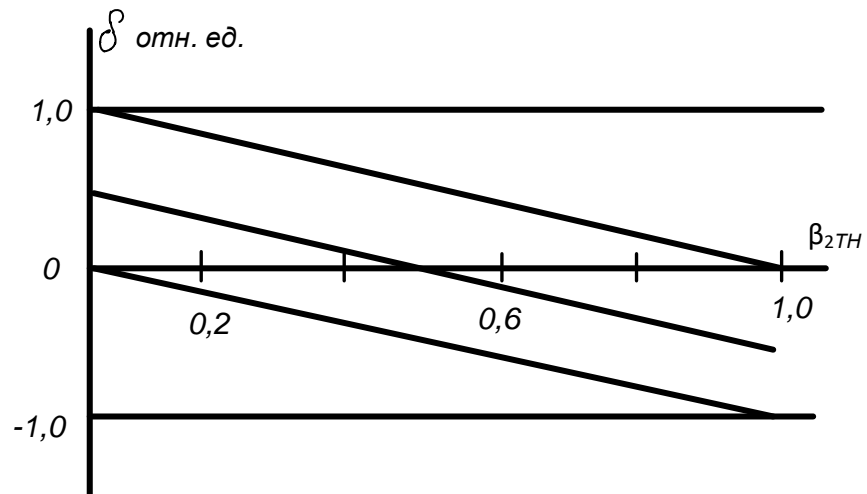


Рисунок 1.7 – Поле допустимих похибок ТН (за ГОСТ-1983) та робоча область навантажувальних характеристик

Завантаження вторинних ланцюгів ТН, зазвичай, істотна й переважно перевищує номінал. У умовах середня похибка ТН, використовуваних на об'єкті, має негативну систематичну похибку. Додаткову негативну похибку вносять втрати у вторинних ланцюгах ТН. Насправді вони також часто перевищують допустимі значення. Ці втрати діють лише в один бік (зменшуючи напругу на лічильнику порівняно з висновками ТН), тому їх облік у формулі (1.2) у вигляді симетричної похибки вважатимуться помилкою. Особливо це очевидно для систем технічного обліку, у яких такі втрати допускаються до 1,5 % номінальної напруги.

Розрахунок втрат енергії у повітряних лініях.

Для визначення втрат електроенергії у дротах необхідні такі дані:

а) каталожні:

- довжина лінії  $L$ , км;

- наведений активний опір 1 км лінії  $r_0$ , Ом/км;

- наведений реактивний опір 1 км лінії  $x_0$ , Ом/км;

б) активна енергія  $W_P$  (кВт.год) і реактивна енергія  $W_Q$  (квар.год), яка проходить по лінії, приймається за розрахунковими лічильниками;

в) кількість часу роботи лінії за розрахунковий період  $T_n$ ;

г) номінальна напруга лінії  $U_n$ , кВ;



При визначенні втрат електроенергії у проводах лінії послідовно визначаються:

а) активний опір лінії  $R_e$ , Ом:

$$R_e = r_0 \cdot L;$$

б) реактивний опір лінії  $X_e$ , Ом:

$$X_e = x_0 \cdot L ;$$

в) середній струм у лінії  $I_{cp}$ , А:

$$I_{cp} = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{U_H \cdot T_H \cdot \sqrt{3}} ;$$

г) втрати енергії у всіх трьох фазах лінії:

- втрати активної енергії, кВт.год :

$$\Delta W_P = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R_e \cdot T_H \cdot 10^{-3} ;$$

- втрати реактивної енергії, квар.год:

$$\Delta W_Q = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot X_e \cdot T_H \cdot 10^{-3} .$$

Розрахунок втрат енергії у лініях ДПР.

У зв'язку з тим, що ДПР має відпаювання через 1,5 - 2 км для підключення КТП залізничних споживачів, лінія ДПР є лінією з відбором



потужності по довжині. Тому застосування методу розрахунку для ЛЕП у чистому вигляді для даного випадку неприпустимо.

Для визначення втрат енергії у проводах необхідні такі дані:

а) каталожні:

- Довжина лінії до приєднання  $L_i$ , км;
- наведений активний опір 1 км лінії  $r_0$ , Ом/км;
- наведений реактивний опір 1 км лінії  $x_0$ , Ом/км;
- вибірка всіх типів та номінальних потужностей встановлених КТП,

ТП, ОМ, за паспортними даними яких визначаються  $WP_{xx}$ ,  $WP_{kз}$ ;

б) кількість годин роботи кожного приєднання за розрахунковий період  $T_{нi}$ ;

в) номінальна напруга лінії  $U_{н}$ , кВ;

Втрати енергії визначаються за формулами:

- активної енергії до трифазного приєднання  $i$ , кВт.год:

$$\Delta W_{PLi} = \frac{W_{PLi}^2 + W_{QLi}^2}{U_{н}^2 \cdot T_{нi}} \cdot \left( \frac{2}{3} R_{\text{э}} + R_p \right) \cdot L_i \cdot 10^{-3} + \Delta W_{PTPi}$$

- реактивної енергії до трифазного приєднання  $i$ , квар.

$$\Delta W_{QLi} = \frac{W_{PLi}^2 + W_{QLi}^2}{U_{н}^2 \cdot T_{нi}} \cdot \left( \frac{2}{3} X_{\text{э}} + X_p \right) \cdot L_i \cdot 10^{-3} + \Delta W_{QTPi};$$

- активної енергії до однофазного приєднання  $i$ , кВт.год:

$$\Delta W_{PLi} = \frac{W_{PLi}^2 + W_{QLi}^2}{U_{н}^2 \cdot T_{нi}} \cdot \left( \frac{1}{3} R_{\text{э}} + R_p \right) \cdot L_i \cdot 10^{-3} + \Delta W_{PTPi};$$



- реактивної енергії до трифазного приєднання і, квар.

$$\Delta W_{PLi} = \frac{W_{PLi}^2 + W_{QLi}^2}{U_H^2 \cdot T_{Hi}} \cdot \left( \frac{1}{3} \cdot X_{\vartheta} + X_p \right) \cdot L_i \cdot 10^{-3} + \Delta W_{QTPi};$$

де:  $R_p, X_p$  - активний та реактивний опір рейки.

$R_e, X_e$  - активний та реактивний опір фази лінії ДПР.

$W_{PLi} = W_{Pi} + \Delta W_{Pi}$  – активна енергія, що передається лініями, з урахуванням втрат у трансформаторах КТП.

$W_{QLi} = W_{Qi} + \Delta W_{Qi}$  – реактивна енергія, що передається лініями, з урахуванням втрат у трансформаторах КТП.

Сумарні втрати енергії в лінії ДПР:

$$\Delta W_P = \sum_{i=1}^k \Delta W_{PLi}$$

$$\Delta W_Q = \sum_{i=1}^k \Delta W_{QLi}$$



## 2 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДИК РОЗРАХУНКУ ВТРАТ

### 2.1 Аналіз методики розрахунку трансформаторів

Існуюча методика розрахунку втрат енергії спрощена, вона легка у застосуванні і вимагає великих досліджень. Але такий розрахунок дає неточні відомості про втрати енергії, що не є актуальним у сьогоденних умовах енергоринку. У цій методиці розрахунку не враховується термін роботи трансформаторів, проведені ремонти та технічні обслуговування їх, а також не враховуються перегріву, що можливо відбулися з ними. Все це призводить до старіння обладнання, внаслідок чого втрати холостого ходу і втрати короткого замикання в реальності вищі, ніж зазначені заводом виробником. Тому реальні втрати енергії в трансформаторах будуть більшими. Розглянемо це на прикладі.

Розрахунок триобмотувального трансформатора.

Нехай тягова підстанція А, на якій розміщені тягові трансформатори марки ТДТНЖ - 40000/110, має наступні характеристики: місячні втрати енергії  $W_{P\phi} = 1500$  тис.кВт.год.,  $W_{Q\phi} = 1035$  тис.квар. год., районне навантаження  $W_{Pp} = 400$  тис.кВт. год.,  $W_{Qp} = 150$  тис.квар. год. Тяговий трансформатор характеризується  $\Delta P_{xx} = 39$  кВт,  $\Delta P_{кз} = 200$  кВт, напруги короткого замикання між обмотками  $U_{вн-сн} = 18$ ,  $U_{вн-нн} = 10.5$ ,  $U_{сн-нн} = 6.8$ .

Втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході:

$$\Delta Q_{xx} = 40 \cdot \frac{1}{100} = 0.4 \text{ тис.квар. год,}$$

Напруги короткого замикання кожної обмотки трансформатора, %

$$U_{кв} = 0.5 \cdot (18 + 10.5 - 6.8) = 10.85;$$



$$U_{KC} = 0.5 \cdot (18 + 6.8 - 10.5) = 7.15;$$

$$U_{KH} = 0.5 \cdot (10.5 + 6.8 - 18) = -0.35$$

Реактивна потужність, яка споживається обмотками трансформатора при повному навантаженні:

$$\Delta Q_{BH} = 40 \cdot \frac{10,85}{100} = 4,34 \text{ тис.квар. год,}$$

$$\Delta Q_{CH} = 40 \cdot \frac{7,15}{100} = 2,86 \text{ тис.квар. год,}$$

$$\Delta Q_{HH} = -40 \cdot \frac{0,35}{100} = -0,14 \text{ тис.квар. год,}$$

Споживання електроенергії, яка пройшла за розрахунковий період через обмотки, визначається за показниками розрахункових лічильників на стороні середньої та низької напруги трансформатора:

$$WP_{CH} = WP_{\phi} = 1500 \text{ тис.кВт.год,}$$

$$WP_{HH} = WP_p = 400 \text{ тис.кВт.год,}$$

$$WP_{BH} = 1900 \text{ тис.кВт.год,}$$

$$WQ_{CH} = WQ_{\phi} = 1035 \text{ тис.квар. год,}$$

$$WQ_{нн} = WQ_p = 150 \text{ тис.квар. год,}$$

$$WQ_{вн} = 1185 \text{ тис.квар. год.}$$

Фактична потужність кожної обмотки трансформатора за даними фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період:

$$P_{фвн} = \frac{1900}{24 \cdot 30} = 2,4 \text{ тис.кВт,} \quad Q_{фвн} = \frac{1185}{24 \cdot 30} = 1,65 \text{ тис.квар,}$$

$$P_{фсн} = \frac{400}{24 \cdot 30} = 0,56 \text{ тис.кВт,} \quad Q_{фсн} = \frac{150}{24 \cdot 30} = 0,21 \text{ тис.квар,}$$

$$P_{фнн} = \frac{1500}{24 \cdot 30} = 2,08 \text{ тис.кВт,} \quad Q_{фнн} = \frac{1035}{24 \cdot 30} = 1,44 \text{ тис.квар,}$$

$$S_{фвн} = \sqrt{2,64^2 + 1,65^2} = 3,11 \text{ тис.кВА,}$$

$$S_{фнн} = \sqrt{1,08^2 + 1,44^2} = 2,53 \text{ тис.кВА,}$$

$$S_{фсн} = \sqrt{0,56^2 + 0,21^2} = 0,594 \text{ тис.кВА.}$$



Коефіцієнт завантаження кожної з обмоток трансформатора:

$$k_{звн} = \frac{3.11}{40} = 0.0778;$$

$$k_{знн} = \frac{0.594}{40} = 0.0149;$$

$$k_{зсн} = \frac{2.53}{40} = 0.0633.$$

Втрати активної електроенергії:

$$\Delta W P = 0.039 \cdot 24 \cdot 30 + (0.07782 \cdot 0.1 + 0.01492 \cdot 0.05 + 0.06332 \cdot 0.05) \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1.12 = 28.8 \text{ тис.кВт. год.}$$

Втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta W Q = 0.4 \cdot 24 \cdot 30 + (0.07782 \cdot 4.34 + 0.01492 \cdot 2.86 - 0.06332 \cdot 0.14) \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1.12 = 311 \text{ тис.квар. год.}$$

У зв'язку з тим, що трансформатори мають великий термін служби понад нормативний, і виробили вже свій ресурс, то в цих умовах паспортні значення  $R_{xx}$  і  $R_{кз}$  приблизно на 10% вище ніж номінальні втрати, закладені заводом виробником, а струм холостого ходу лежить в межах  $I_{xx} = 1.1 \div 1.2$ . Тоді для нашого випадку  $\Delta P_{xx} = 42.9$  кВт та  $\Delta P_{кз} = 220$ кВт.

У такому разі реальні значення втрат енергії матимуть значення:

$$\Delta Q_{xx} = 40 \cdot \frac{1.2}{100} = 0.48 \text{ тис.квар. год}$$

Втрати активної електроенергії:

$$\Delta WP^* = 0.0429 \cdot 24 \cdot 30 + (0.07782 \cdot 0.1 + 0.01492 \cdot 0.05 + 0.06332 \cdot 0.05) \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1.12 = 31.6 \text{ тис.кВт. год.}$$

Втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta WQ^* = 0.48 \cdot 24 \cdot 30 + (0.07782 \cdot 4.34 + 0.01492 \cdot 2.86 - 0.06332 \cdot 0.14) \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1.12 = 368.55 \text{ тис.квар. год.}$$

Відсоток неврахованих втрат:

$$\Delta WP_{\%} = \frac{\Delta WP^* - \Delta WP}{\Delta WP^*} \cdot 100 = 8.86, \%$$

$$\Delta WQ_{\%} = \frac{\Delta WQ^* - \Delta WQ}{\Delta WQ^*} \cdot 100 = 15.6, \%$$

Розрахунок двообмотувального трансформатора.

Нехай тягова підстанція В, на якій розміщені тягові трансформатори марки ТРДП - 12500 / 35 ЖУ1, має наступні характеристики: місяці втрати енергії  $WP_{\phi} = 800$  тис.кВт.ч.,  $WQ_{\phi} = WP_{\phi} \cdot t_{\delta} = 400$  тис.квар. год. Тяговий трансформатор характеризується  $\Delta P_{xx} = 18.7$ кВт,  $\Delta P_{k3} = 96$ кВт,  $S_N = 11400$ кВА.

Втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході:

$$\Delta Q_{xx} = 12,5 \cdot \frac{0,9}{100} = 0.113 \text{ тис.квар. год.}$$

Втрати реактивної потужності трансформатора при короткому замиканні:

$$\Delta Q_{k3} = 12,5 \cdot \frac{10,5}{100} = 1,31 \text{ тис.квар. год.}$$



Середня фактична потужність трансформатора за даними фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період:

$$P_{\phi} = \frac{800}{24 \cdot 30} = 1,11 \text{ тис.кВт},$$

$$Q_{\phi} = \frac{400}{24 \cdot 30} = 0,56 \text{ тис.квар},$$

$$S_{\phi} = \sqrt{1,11^2 + 0,56^2} = 1,24 \text{ тис.кВА}.$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{1240}{11400} = 0,109.$$

Втрати активної електроенергії:

$$\Delta W_P = 0,0187 \cdot 24 \cdot 30 + 0,1092 \cdot 0,096 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1,12 = 14,5 \text{ тис.кВт.год}$$

Втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta W_Q = 0,113 \cdot 24 \cdot 30 + 0,109^2 \cdot 1,31 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1,1^2 = 94,9 \text{ тис.квар.год}.$$

Реальні значення втрат енергії при підвищених випадках  $\Delta P_{xx} = 20,57$  кВт і  $\Delta P_{k3} = 115,6$  кВт матимуть значення:

$$\Delta Q_{xx} = 12,5 \cdot \frac{1,1}{100} = 0,1375 \text{ тис.квар. год}.$$

Втрати активної електроенергії:

$$\Delta WP^* = 0.02057 \cdot 24 \cdot 30 + 0.1092 \cdot 0.096 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1.12 = 15.8 \text{ тис.кВт.год}$$

Втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta WQ^* = 0.1375 \cdot 24 \cdot 30 + 0.1092 \cdot 1.31 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1.12 = 112.56 \text{ тис.квар. год.}$$

Відсоток неврахованих втрат:

$$\Delta WP_{\%} = \frac{\Delta WP^* - \Delta WP}{\Delta WP^*} \cdot 100 = 15,69, \%$$

$$\Delta WQ_{\%} = \frac{\Delta WQ^* - \Delta WQ}{\Delta WQ^*} \cdot 100 = 8,23, \%$$

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків двообмотувального ТРДП – 12500/35 ЖУ1 та триобмотувального ТДТНЖ-40000/110 трансформаторів

Тип трансформатора		ТДТНЖ-40000/110	ТРДП – 12500 / 35 ЖУ1
Розраховані втрати	$\Delta WP$ , тис.кВт. год	28,8	14,5
	$\Delta WQ$ , тис.квар. ГОД	311	94,9
Реальні втрати	$\Delta WP^*$ , тис.кВт. ГОД	31,6	15,8
	$\Delta WQ^*$ , тис.квар. ГОД	368,55	112,56
Відсоток неврахованих втрат	$\Delta WP_{\%}$ , %	8,86	15,69
	$\Delta WQ_{\%}$ , %	15,6	8,23

Висновок: для більш точного розрахунку втрат енергії в трансформаторах необхідно включити до розрахунку деякий коефіцієнт, який буде враховувати поточний стан трансформатора.



## 2.2 Аналіз методики розрахунку втрат енергії у тяговій мережі

Запропонована вище методика розрахунку втрат енергії в тяговій мережі є спрощеним, усередненим варіантом розрахунку, який включає в себе малу кількість параметрів, що характеризують тягову мережу.

Дана методика розрахунку є неточною, оскільки в ній не враховується швидкість руху поїздів, що проходять цією ділянкою, напруга на струмоприймачі, струми, що споживаються поїздами, інтервал між ними, а також не враховується режим ведення поїздів, профіль шляху, що вносить суттєву похибка під час розрахунків втрат енергії. Ці умови легко можна врахувати, використовуючи уточнені методики розрахунку і особливо існуючі програми на ЕОМ, які значною мірою полегшують розрахунок і мають високу точність.

Розглянемо це з прикладу:

Розрахунок втрат енергії у ТС постійного струму.

Розглянемо ділянку з консольною схемою живлення довжиною 10км з підвіскою ПБСМ-95 +2МФ-100, для якої значення питомого активного опору становить  $r_0 = 0.094$  Ом/км. Показаннями вимірювального лічильника встановлено місячне споживання активної енергії поїздами, яке становить  $W_{PM} = 229$  тис. кВт.год.

За розглянутою вище формулою за середньої кількості пар поїздів дільницею  $N=48$  втрати енергії цьому ділянці рівні:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left( \frac{110}{N} + 0.016 \cdot l \right) \cdot 10^{-3}, \text{ тис. кВт.год};$$

$$\Delta W_{TC1} = 0,094 \cdot 229^2 \cdot \left( \frac{110}{48} + 0.016 \cdot 10 \right) \cdot 10^{-3} = 12,09, \text{ тис. кВт.год.}$$

Виходячи з можливих графіків руху, ділянка може бути мінімально-завантаженою, середньо-завантаженою і максимально-завантаженою.

При мінімальному режимі їзди на ділянці знаходиться лише один поїзд. У цьому випадку розрахунок втрат енергії в контактній мережі при консольному харчуванні шляху матиме такий вигляд:

- витрата енергії на тягу:

$$W_{PM} = W_{\Pi} + \Delta W_{\Pi},$$

де:

$W_{\Pi}$  - витрата енергії поїздами;

$\Delta W_{\Pi}$  – втрати енергії у контактній мережі.

$$W_{\Pi} = I \cdot N \cdot \frac{l}{v} \cdot U_{\Pi} ;$$

$$\Delta W_{\Pi} = I^2 \cdot \frac{l}{v} \cdot \frac{r_0}{2} \cdot l ;$$

де:

$I$  – струм поїзда, що проходить дільницею,

$N$  – кількість пар поїздів,

$l$  – довжина ділянки,

$v$  – швидкість руху поїзда,

$r_0$  – питомий опір тягової мережі,

$U_{\Pi}$  – середня напруга на струмоприймачі поїзда.

$$W_{\Pi} = I \cdot 48 \cdot \frac{10}{35} \cdot 3000 = 41142,86 \cdot I ;$$

$$\Delta W_{\Pi} = I^2 \cdot \frac{10^2}{35} \cdot \frac{0.094}{2} \cdot 48 = 6.45 \cdot I^2 .$$



Підставивши ці значення вираз витрати енергії на тягу отримаємо:

$$229000000 = 41142.86 \cdot I + 6.45 \cdot I^2$$

Розв'язавши це квадратне рівняння, отримаємо значення струму поїздів:

$$I = 640.6, \text{ А}$$

В результаті отримано значення втрат енергії за мінімального режиму пропуску поїздів:

$$\Delta W_{II} = (6,45 \cdot 640,6^2) \cdot 10^{-6} = 2,645, \text{ тис. кВт.год}$$

При максимальному режимі на ділянці може знаходитися деяка кількість поїздів, що прямують з мінімальним міжпоїздовим інтервалом  $\tau$ , який для ділянок постійного струму дорівнює 8 хв.

Для розрахунку максимальної кількості поїздів на ділянці користуються формулою:

$$n_0 = \frac{l}{v \cdot \tau} = \frac{10}{35 \cdot 0.133} = 2.15$$

З цього випливає, що ймовірність того, що на ділянці буде три поїзди дорівнює  $p = 0.15$ , а що буде два поїзди  $p = 0.85$ . Тому маємо два випадки:

- 1) коли ділянкою проходить три поїзди – максимальний режим,
- 2) коли ділянкою проходить два поїзди – мінімальний режим.

При максимальному режимі у разі проходження трьох поїздів втрати енергії в контактній мережі розраховуються за такою формулою:

$$\Delta W_{\max} = I^2 \cdot L_{cp} \cdot \frac{l}{v} \cdot r_0 \cdot \sum_{n_0=1}^{n_0} n_0^2 = k_{\max} \cdot I^2 ;$$

де:

$L_{cp}$  – середня відстань до положення поїзда,

$I$  – струм поїзда, що проходить дільницею,

$l$  – довжина ділянки,

$v$  – швидкість руху поїзда,

$r_0$  – питомий опір тягової мережі,

$$\sum_{n_0=1}^{n_0} n_0^2 = 1^2 + 2^2 + 3^2 = 14 ;$$

$$L_{cp} = \frac{l_1 + l_2 + l_3 + l_4}{2} ;$$

де:  $l_1, l_2, l_3, l_4$  – відстань до поїздів

$$l_1 = 0$$

$$l_4 = 10$$

$$l_3 = l_4 - v \cdot \tau = 10 - 35 \cdot 0.133 = 5.33 \text{ км}$$

$$l_2 = l_3 - v \cdot \tau = 5.33 - 35 \cdot 0.133 = 0.67 \text{ км}$$

$$L_{cp} = \frac{0 + 0.67 + 5.33 + 10}{2} = 8 \text{ км}$$



Підставивши ці значення отримаємо:

$$\Delta W_{\max} = I^2 \cdot 8 \cdot \frac{10}{35} \cdot 0.094 \cdot 14 = 3.008 \cdot I^2.$$

У разі проходу двох поїздів втрати енергії в контактній мережі розраховуються за формулою:

$$\Delta W_{\min} = I^2 \cdot L_{cp} \cdot \frac{l}{v} \cdot r_0 \cdot \sum_{n_0=1}^{n_0} n_0^2 = k_{\min} \cdot I^2 ;$$

$$\sum_{n_0=1}^{n_0} n_0^2 = 1^2 + 2^2 = 5 ;$$

$$L_{cp} = \frac{l_1 + l_2 + l_3}{2} ,$$

де:  $l_1, l_2, l_3$  – відстань до поїздів.

$$l_1 = 0 \text{ км};$$

$$l_3 = n_0 \cdot v \cdot \tau = 2 \cdot 35 \cdot 0.133 = 9.31 \text{ км};$$

$$l_2 = l_3 - v \cdot \tau = 9.31 - 35 \cdot 0.133 = 4.655 \text{ км};$$

$$L_{cp} = \frac{0 + 4.655 + 9.31}{2} = 6.9825 \text{ км.}$$

Підставивши ці значення отримаємо:

$$\Delta W_{\max} = I^2 \cdot 6,9825 \cdot \frac{9,31}{35} \cdot 0,094 \cdot 5 = 0,873 \cdot I^2.$$

Загальні втрати енергії на ділянці:

$$\Delta W_{II} = (k_{\min} \cdot 0,85 + k_{\max} \cdot 0,15) \cdot I^2 \cdot \frac{N}{n_0}$$

$$\Delta W_{II} = (0,873 \cdot 0,85 + 3,008 \cdot 0,15) \cdot I^2 \cdot \frac{48}{2,15} = 26,64 \cdot I^2$$

Витрата енергії поїздами:

$$W_{II} = I \cdot N \cdot \frac{l}{v} \cdot U_{II},$$

де:

$I$  – струм поїзда, що проходить дільницею,

$N$  – кількість пар поїздів,

$l$  – довжина ділянки,

$v$  – швидкість руху поїзда,

$r_0$  – питомий опір тягової мережі,

$U_{II}$  – середня напруга на струмоприймачі поїзда.

$$W_{II} = I \cdot 48 \cdot \frac{10}{35} \cdot 3000 = 41142,86 \cdot I.$$

Підставимо ці значення у формулу витрати енергії на тягу:



$$W_{PM} = W_{II} + \Delta W_{II};$$

$$229000000 = I \cdot 41142.86 + I^2 \cdot 26.64.$$

Вирішивши це квадратне рівняння отримаємо сумарне значення струмів поїздів:

$$I = 2259.7, \text{ А}$$

Середній струм одного поїзда:

$$I_n = \frac{I}{n_0};$$

$$I_n = \frac{2259.7}{2.15} = 1051, \text{ А}$$

В результаті отримано значення втрат енергії при максимальному режимі пропуску поїздів:

$$\Delta W_{II} = (26,64 \cdot 1051^2) \cdot 10^{-6} = 29.4 \text{ тис. кВт.год};$$

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків тягової мережі постійного струму консольної схеми живлення.

Методика розрахунку	Існуюча методика	Запропонована методика	
		Мін. режим	Макс. режим
Втрати енергії, тис. кВт.год..	12,09	2,645	29,4

Висновок: на відміну від існуючого розрахунку, у запропонованому розрахунку враховується графік руху поїздів, порядок пропуску їх, а також значення струму поїздів та напруга на струмоприймачі. В результаті запропонованого розрахунку отримано межі можливих втрат енергії залежно від режиму пропуску поїздів, а в існуючому розрахунку визначаються середні втрати, які не відповідають реальності. Тому слід удосконалити розрахункові формули для подальшого обліку цих додаткових факторів.

У реальних умовах робота, пов'язана з вивченням і дослідженням різних процесів у системі тягового електропостачання, являє собою очевидну труднощі, тому що це вимагає великих фінансових і тимчасових витрат для підготовки експериментів на ділянках електропостачання та їх окремих елементів, в умовах нормальних і аварійні режими. Тепер, з появою програми Electronics Workbench, з'явилася можливість проводити всі необхідні дослідження, не стикаючись з наведеними вище труднощами, що дозволить моделювати ділянки залізниці і вивчати стаціонарні і перехідні процеси, що відбуваються в них.

Система схемотехнічного моделювання Electronics Workbench призначена для моделювання та аналізу електричних схем.

Програма Electronics Workbench дозволяє моделювати аналогові, цифрові та цифро-аналогові схеми великого ступеня складності. Наявні в програмі бібліотеки включають великий набір широко поширених електронних компонентів. Параметри компонентів можна змінювати у широкому діапазоні значень.

Широкий набір приладів дозволяє проводити вимірювання різних величин, задавати вхідні дії, будувати графіки. Особливістю програми є і те, що всі прилади зображуються у вигляді максимально наближеному до реального, тому працювати з ними просто і зручно.

Прості компоненти описуються набором параметрів, значення яких можна змінювати безпосередньо з клавіатури, активні елементи - моделлю, що



є сукупністю параметрів і описує конкретний елемент або його ідеальне уявлення. Модель вибирається зі списку бібліотек компонентів.

Найбільш точним методом визначення втрат енергії є метод з використанням обчислювальної техніки за допомогою імітаційного моделювання ділянок тягової мережі як постійного так і змінного струму на ЕОМ. Такі моделі відображають практично всі процеси, що відбуваються на ділянці і враховують багато параметрів тягової мережі (струми поїздів, напруги на тягових підстанціях, опору рейки, несучого та контактного проводу, швидкість руху поїздів, інтервал між ними, режим пропуску, час руху, довжину ділянок). За допомогою такої моделі у будь-який момент часу імітації можна дуже швидко отримати значення падіння напруги, середню напругу, втрати напруги, втрати потужності, втрати енергії, витрати енергії на ділянці. Розрахунки на таких моделях є більш точними і не займають великого часу при імітуванні. Результат імітації програма виводить миттєво із затримкою 5-10 секунд.

Така імітаційна модель розроблена співробітниками кафедри енергопостачання ДПТУ, зовнішній вигляд якої представлений на рисунку 2.1.

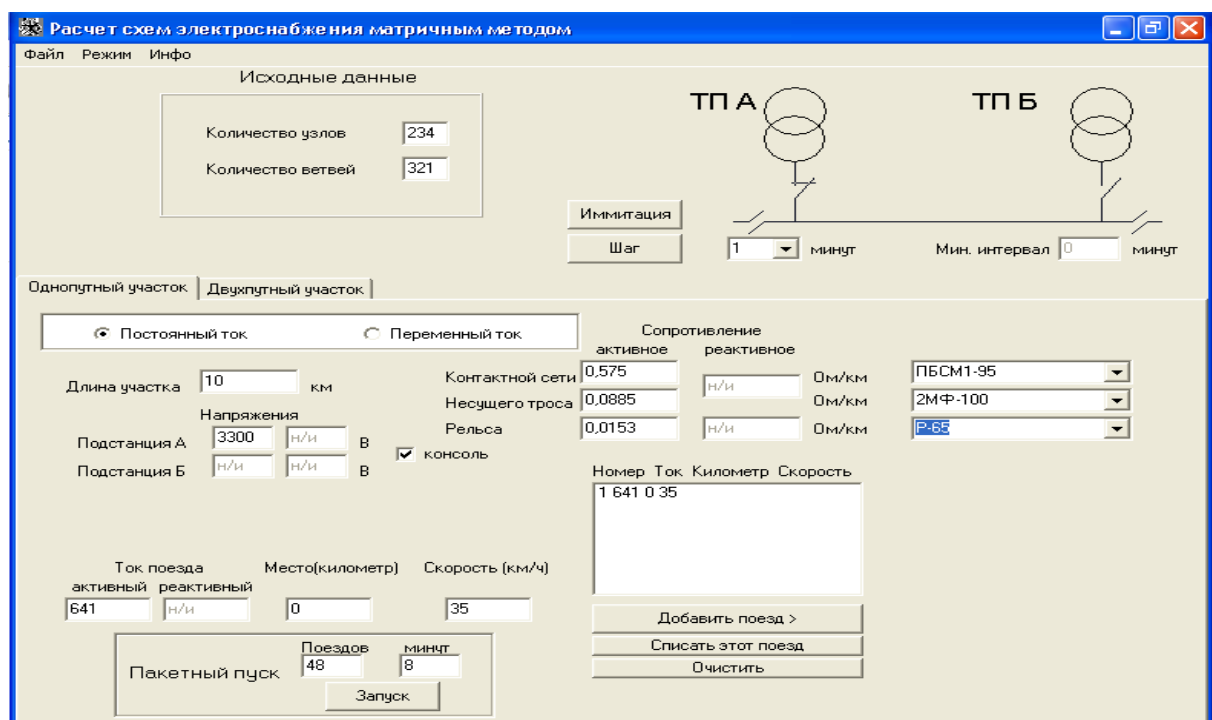


Рисунок 2.1 – Зовнішній вигляд імітаційної моделі

Результати імітації на такій моделі видаються у вигляді вікна, зображеного на рисунку 2.2.

Ветвь/узел активное (индуктивное)	
ТОКИ, А (мгнов)	
1	650.000 0.000
2	650.000 0.000
3	0.000 0.000
НАПРЯЖЕНИЯ, V (мгнов)	
1	3300.000
2	2707.070
ΔP ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, kW (мгнов)	
385.405	
ΔW ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ, kW*h (общ)	
4404.489	
МИНИМАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, V (общ)	
2358.345 на 18 шаге	
W РАСХОД ЭНЕРГИИ, 1000kW*h (общ)	
30.012	
СРЕДНЕЕ НАПРЯЖЕНИЕ (общ)	
2967.101	

Рисунок 2.2 – Загальний вид виведення на екран результату дослідження тягової мережі на імітаційній моделі

За допомогою такої моделі легко можна досліджувати розглянуту однопутну ділянку постійного струму з консольною схемою живлення, використовуючи дані про величину струмів поїздів, що знаходяться на даній ділянці. Результати такого дослідження представлені у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати дослідження консольної ділянки

Струм потягу	Досліджувані параметри			
	V, км/ГОД	τ, мин.	ΔW <sub>ТС</sub> , тис.кВт.год	U <sub>мин</sub> , кВ
Мінімальний режим				
640,6	35	—	2,548	2,715
Максимальний режим				
1051	35	8	11,5	1,78



Використовуючи імітаційну модель, можна побачити, як залежать втрати енергії від різних факторів. Результати таких досліджень представлені у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Залежність втрат енергії від різних факторів

Струм потягу	Досліджувані параметри					
	V, км/год	$\tau$ , мин.	$\Delta W_{TC}$ , тис.кВт.год	$U_{XB}$ , кВ	$U_{CP}$ , кВ	N, пар
650	35	8	4,405	2,36	2,97	48
700	35	8	5,11	2,285	2,94	48
900	35	8	8,444	2,0	2,84	48
900	40	8	5,8	2,196	2,95	48
900	40	8	8,478	2,196	2,95	70
900	40	15	3,9	2,53	3,1	48
1300	35	8	17,62	1,42	2,634	48

Як видно з таблиці, при збільшенні струму поїздів, а також при збільшенні пар поїздів зростають втрати енергії, при цьому зменшується напруження в тяговій мережі. Зі збільшенням швидкості руху поїздів відбувається зменшення втрат енергії, а також збільшується рівень напруги в тяговій мережі. При збільшенні між поїздового інтервалу на ділянці знаходиться менша кількість поїздів, в результаті чого зменшуються втрати енергії, і збільшується рівень напруги.

Зі сказаного вище очевидно, істотний вплив додаткових факторів на втрати енергії. У зв'язку з цим необхідно вдосконалити методики розрахунків втрат енергії, впроваджуючи в них формул, які будуть враховувати ці фактори.

Технічні дані двообмотувальних однофазних трансформаторів наведено у таблицях 2.5, 2.6.

Таблиця 2.5 – Технічні дані двообмотувальних однофазних трансформаторів

Тип трансформатора	Номинальна потужність S <sub>н</sub> , кВА	Номинальна напруга U <sub>н</sub> , кВ		Втрати, Вт		Струм х.х.,	Напруження к.з.,
		ВН	НН	ΔР <sub>хх</sub>	ΔР <sub>кз</sub>	І <sub>хх</sub> , %	U <sub>кз</sub> , %
ОМ-0.63/6	0.63	6	0.115/0.23	18	48	34	6.8
ОМ-0.63/10	0.63	10	0.115/0.23	18	48	34	6.8
ОМ-0.66/6	0.66	6.3	0.23	36	50	21	8
ОМ-0.66/10	0.66	10	0.23	26	56	45	9
ОМ-1.2/6	1.2	6.3	0.23	40	73	23	7
ОМ-1.2/10	1.2	10	0.23	30	65	25	7
ОМ-1.25/6	1.25	6	0.115/0.23	23	60	23	6.0
ОМ-1.25/10	1.25	10	0.115/0.23	23	60	23	6.0
ОМ-4/6	4	6	0.23/0.4	55	140	8	4.0
ОМ-4/10	4	10	0.23/0.4	55	140	8	4.0
ОМ-4/27.5	4	27.5	0.23	80	140	8	4.0
ОМ-10/6	10	6	0.23/0.4	90	300	7	4.0
ОМ-11/10	10	10	0.23/0.4	90	300	7	4.0
ОМ-10/27.5	10	27.5	0.23	160	300	15	6.0

Таблиця 2.6 – Технічні дані двообмотувальних трифазних трансформаторів:

Тип трансформатора	Номинальна потужність S <sub>н</sub> , кВА	Номинальна напруга U <sub>н</sub> , кВ		Втрати, Вт		Струм х.х., І <sub>хх</sub> , %	Напруження к.з., U <sub>кз</sub> , %
		ВН	НН	ΔР <sub>х</sub> х	ΔР <sub>к</sub> з		
ТМН-6300/110-66	6300	115	6.6	13	50	1.0	10.5
ТМН-10000/110-67	10000	115	6.6	18	60	0.9	10.5
ТДН-16000/110-66	16000	115	6.6	26	85	0.85	10.5
ТРДН-25000/110-У1	25000	115	6.3	25	120	0.9	10.5
ТРДН-32000/110-У1	32000	115	6.3	32	145	0.7	10.5
ТРДН-40000/110-У1	40000	115	6.3	42	160	0.65	10.5



TM-20/10	20	10	0.23,0.4	0.22	0.6	10	5.5
TM-50/10	50	10	0.23,0.4	0.44	1.32	8	5.5
TM-180/10	180	10	0.23,0.4, 0.52	1.2	4.1	7	5.5
TM-320/10	320	10	0.23,0.4, 0.52	1.9	6.2	7	5.5
TM-560/10	560	10	0.23,0.4, 0.52	2.5	9.4	6	5.5
TM-1000/35	1000	35	0.4,10.5	5.1	15	5.5	6.5
TM-1800/10,6	1800	10	6.3,0.52 5,0.4	8	24	4.5	5.5
TM-56600/10	5600	10	6.5	18	56	4	5.5
TM-25/10	25	6,10	0.23,0.4	0.13	0.6	3.2	4.5
TM-100/35	10	35	0.4	0.46 5	1.97	2.6	6.5
TMBM-160/10	160	6,10	0.4,0.69	0.46	2.65	2.4	4.5
TMΦ-160	160	6,10	0.4	0.56 5	3.1	2.4	4.7
TMΦ-250	320	6,10	0.69	0.82	4.2	2.3	4.5
TM-400/35	400	35	0.4,0.69	1.15	4.2	3.5	4.5
TM-630/10	630	6,10	0.23,0.4, 0.69	1.56	7.6	2	5.5
TMΦ-630	630	6,10	0.4	1.56	8.5	2	5.5
TM-1000/35	1000	35	10.5,6.3, 0.4	2.75	12.2	1.5	6.5
TM-1600/10	1600	6,10	0.4,0.69	3.3	18	1.3	5.5
TM-1600/35	1600	35	10.5,6.3, 0.4	3.65	18	1.4	6.5
TM-2500/35	2500	35	6.3,10.5	5.1	25	1.1	6.5
TM-4000/35	4000	35	10.5,6.3	6.7	33.5	1	7.5
TM-16000/35	16000	38.5	6.3,10.5	21	90	0.6	8

Технічні дані триобмотувальних трифазних трансформаторів наведено у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Технічні дані триобмотувальних трифазних трансформаторів

Тип трансформатора	Потужність, МВА	Напруга обмоток, кВ			Напруга КЗ, %			Втрати, кВт	
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	КЗ	ХХ
ТДТНЖ-25000/110-81У1	25.0	115	27.5	6.6	10.5	18.0	6.8	140	28.5
ТДТНЖ-25000/110-81У1	25.0	115	38.5	27.5	18.0	10.5	6.8	140	28.5
ТДТНЖ-40000/110-81У1	40.0	115	38.5	27.5	18.0	10.5	6.8	200	39
ТДТНЖ-40000/230-81У1	40.0	230	38.5	27.5	22.0	12.5	9.5	220	54
ТДТН-16000/110-70	10.0	115	38.5	6.6	10.5	17.5	6.3	76	17
ТДТН-10000/110	10.0	115	38.5	11.0	10.5	17.5	6.5	76	17
ТДТН-16000/110	16.0	115	38.5	11.0	10.5	17.5	6.5	100	21
ТДТН-25000/110	25.0	115	38.5	11.0	10.5	17.5	6.5	140	28.5



ТДТН- 40000/110	40.0	115	38.5	6.66	10.5	17.5	6.5	200	39.0
ТДТН- 16000/150-У1	16.0	158	38.5	11.0	11.0	18.0	6.0	96.0	22.5
ТДТН- 40000/150-У1	40.0	158	38.5	6.6	10.5	18.5	7.0	200	39.0
ТДТНЭ- 20000/110-Б	20.0	115	27.5	11.0	10.5	17.0	6.0	127	45.0
ТДТНЭ- 25000/110-67	25.0	115	27.5	6.6	10.5	17.0	6.0	145	45.0
ТДТНЭ- 40000/110-67	40.0	115	27.5	6.6	10.5	17.5	6.0	200	63.0
ТДТНЭ- 25000/150-70	25.0	158	27.5	6.6	10.5	18.0	6.0	145	34.0
ТДТНЭ- 40000/150-71	40.0	158	27.5	6.6	10.5	17.0	6.0	185	43.0
ТДТНЭ- 40000/220- 70У1	40.0	230	27.5	11.0	12.5	22.0	9.5	240	66.0

Характеристики інших трансформаторів наведено у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Характеристики інших трансформаторів

Тип трансформатора	Номінальна потужність $S_n$ , кВА	Втрати ,Вт	
		$\Delta P_{xx}$	$\Delta P_{kz}$
Перетворювальні трансформатори			
ТРДП-16000/10ЖУ1	13430	16,0	71,5
ТРДП-16000/35ЖУ1	13430	13,5	81,0
ТРДП-12500/10ЖУ1	11400	18,7	84,0
ТРДП-12500/35ЖУ1	11400	18,7	96,0
ТМПУ-6300/35Ж	4640	15,0	50,0
ТМПУ-63000/35ЖУ1	4640	10,0	41,0
ТМП-6300/35У1	6000	10,7	42,0
ТМРУ-16000/10-1	11100	48,0	85,0
ТМРУ-16000/10Ж	11840	33,0	79,0
ТМРУ-16000/10ЖУ1	11840	24,0	73,0
ТДП-12500/10ЖУ1	11800	16,0	72,5
ТДРУНГ-20000/110	12500	35,0	90,0
Знижувальні трансформатори			
ТДТН-16000/110-66	16000	32	105
ТДТНЭ-25000/110-69	25000	45	145
ТДТН-31500/110	31500	75	225
ТДТНЭ-40000/110	40000	63	200
ТДТН-63000/110-67	63000	87	310
ТДТН-25000/220	25000	50	135
ТДТНЭ-40000/220-70	40000	66	240
ТДТН-63000/220	63000	91	320

Опір рейок залежно від різних значень струму наведено у таблиці 2.9, а питомі активні опори контактних мереж у таблицях 2.10, 2.11.



Таблиця 2.9 – Опір рейок Ом/км залежно від різних значень струму  $I_p$ , А в рейці

Тип рейок	Струм в рейці $I_p$ , А			
	0	100	200	300
Активний опір рейок $R_p$				
P75	0.14	0.15	0.19	0.22
P65	0.15	0.16	0.20	0.24
P50	0.17	0.18	0.23	0.28
P43	0.19	0.21	0.27	0.33
Індуктивний опір рейок $X_p$				
P75	0.10	0.11	0.14	0.17
P65	0.11	0.12	0.15	0.18
P50	0.13	0.14	0.17	0.21
P43	0.14	0.16	0.20	0.25

Таблиця 2.10 – Питомі активні опори контактних мереж

Марки проводів тягової мережі	Одноколійна ділянка $r_1$ , Ом/км	Двоколійна ділянка	
		Один шлях, $r_1$ , Ом/км	Паралельне з'єднання $r_2$ , Ом/км
Постійний струм			
M120+2MФ100	0,07	0,067	0,034
M120+2MФ100+A185	0,054	0,049	0,026
M120+2MФ100+2A185	0,044	0,04	0,021
M120+2MФ100+3A185	0,038	0,034	0,018
ПБСМ95+2MФ100	0,094	0,089	0,046
ПБСМ95+2MФ100+A185	0,064	0,06	0,032
ПБСМ95+2MФ100+2A185	0,049	0,045	0,024
M120+2MФ150	0,062	0,058	0,031

M120+2MΦ150+A185	0,048	0,045	0,024
M120+2MΦ150+2A185	0,04	0,036	0,02
M120+2MΦ150+3A185	0,035	0,031	0,017
Змінний струм			
ПБСМ70+МΦ100	0,209	0,195	0,111
ПБСМ95+МΦ100	0,194	0,182	0,104
M120+МΦ100	0,124	0,112	0,07
ПБСМ70+МΦ100+A185	0,123	0,112	0,068
ПБСМ95+МΦ100+A185	0,119	0,108	0,066

Таблиця 2.11 – Питомий опір повітряних ліній ( $r_0$ ,  $x_0$ , Ом/км)

Розріз дроту, кв.мм	Алюміній		Сталеалюміній			
			Провід АС		Провід АСУ, АСО	
	$r_0$	$x_0$	$r_0$	$x_0$	$r_0$	$x_0$
16	1096	0,39	2,066	0,411		
25	1,27	0,377	1,38	0,398		
35	0,91	0,366	0,85	0,385		
50	0,63	0,355	0,65	0,374		
70	0,45	0,345	0,46	0,364		
95	0,33	0,333	0,33	0,353		
120	0,27	0,327	0,27	0,347	0,27	0,4
150	0,21	0,319	0,21	0,34	0,21	0,4
185	0,17	0,311			0,17	0,393
240	0,13	0,304			0,13	0,384
300					0,1	0,378
400					0,08	0,368



### 3 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ТЯГОВІЙ МЕРЕЖІ

Втрати електроенергії у тяговій мережі визначають за формулою:

$$\Delta W_T = \frac{r \cdot l \cdot W_T^2 \cdot 10^3}{12 \cdot T \cdot U^2} \left( 2,2 \cdot \alpha \cdot \frac{N_0}{N \cdot n} + 1 - \frac{1}{n} \right), \quad (3.1)$$

де  $\Delta W_T$  – втрати електроенергії в міжпідстанційній зоні тягової мережі час  $T$ , кВт год;

$W_T$  - Витрата електроенергії на тягу поїздів у цій зоні за час  $T$ ,кВА год

$l$  - Довжина міжпідстанційної зони, км ;

$r$  - Активний опір 1 км тягової мережі, км;

$U$  - Середня напруга в контактній мережі, В;

$N_0$  - Пропускна спроможність ділянки за час  $T$ , поїздів;

$N$  - Розміри руху за час  $T$ , поїздів;

$n$  - максимальна кількість поїздів у міжпідстанційній зоні;

$T = 24 \alpha$  - відношення часу ходу поїзда в міжпідстанційній зоні до часу ходу під струмом. Приймають  $T = 24$  год (добу),  $\alpha = 1,2$ .

Річні втрати електроенергії рівні:

$$\Delta W_r = 365 \Delta W_T = 1,27 \cdot \frac{r \cdot l \cdot W_T^2 \cdot 10^3}{U^2} \cdot \left( 2,2 \cdot \alpha \cdot \frac{N_0}{N \cdot n} + \frac{n-1}{n} \right) \quad (3.2)$$

Активний опір тягової мережі 1×25 кВ дорівнює  $r = 0,132$  Ом/км, а ЕУП –  $r = 0,071$  Ом/км.

Надалі будемо мати на увазі наступне співвідношення:

$$T = N_0 \cdot \Theta, \quad t = \frac{l}{V}, \quad n = \frac{t}{\Theta} = \frac{l}{V \cdot \Theta}, \quad (3.3)$$

де  $\Theta$  - інтервал попутного прямування;

$V$  - Середня швидкість поїзда, км/год.

$$W_T = \frac{w_r \cdot l}{365 \cdot k}, \quad (3.4)$$

де  $w_r$  - Середньорічне питоме електроспоживання на 1 км експлуатаційної довжини головних шляхів, кВт год / км.

$k$  – коефіцієнт потужності електровоза.

Відсоток втрат електроенергії в тяговій мережі дорівнює:

$$П_э = \frac{\Delta W_T}{W_T} \cdot 100 = \frac{r \cdot l \cdot W_T \cdot 10^3}{12 \cdot T \cdot U^2} \cdot \left( 2,2 \cdot \alpha \cdot \frac{N_0}{N \cdot n} + 1 - \frac{1}{n} \right) \cdot 100, \quad (3.5)$$

Підставимо в (5) вирази (3) та (4):

$$П_э = \frac{22,83 \cdot r \cdot l \cdot w_r \cdot V}{N \cdot U^2 \cdot k_M} \left( 2,2 \cdot \alpha \cdot \frac{N_0}{N} + \frac{l}{V \cdot \Theta} - 1 \right), \quad (3.6)$$

Для середніх умов:  $\Theta = 0,166$  год;  $\alpha = 1,2$ ; км/год;  $V = 60$  км/год;  $U = 25$  кВ, у таблицях 3.1 та 3.2 наведені відсотки втрат електроенергії у тяговій мережі 1×25 кВ та у тяговій мережі з ЕУП відповідно.

Таблиця 3.1 – Відсоток втрат ел.енергії у тяговій мережі (т.с.) 1×25 кВ

Ступінь перепуст ка. сп. N/No	Відсоток втрат електроенергії у т.с. 1×25 кВ при питомому електроспожив. тис.кВт год/км та км							
	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000
0,1	0,569	1,138	1,707	2,276	2,845	3,414	3,983	4,553
0,2	0,32	0,64	0,96	1,28	1,6	1,92	2,239	2,559
0,3	<b>0,237</b>	0,474	0,711	0,947	1,184	1,421	1,658	1,895
0,4	0,195	0,391	0,586	0,781	0,977	1,172	1,367	1,563
0,5	0,17	0,341	0,511	0,682	0,852	1,023	1,193	1,363
0,6	0,154	0,308	0,461	0,615	0,769	0,923	1,077	1,231

Таблиця 3.2 – Відсоток втрат електроенергії у тяговій мережі (т.с.) з ЕУП

Ступінь перепуст ка. сп. N/No	Відсоток втрат електроенергії у т.с. з ЕУП при питомому електроспоживання тис.кВт год/км та км							
	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000
0,1	0,306	0,612	0,918	1,224	1,530	1,837	2,143	2,449
0,2	0,172	0,344	0,516	0,688	0,860	1,032	1,205	1,377
0,3	<b>0,127</b>	0,255	0,382	0,510	0,637	0,764	0,892	1,019
0,4	0,105	0,210	0,315	0,420	0,525	0,630	0,736	0,841
0,5	0,092	0,183	0,275	0,367	0,458	0,550	0,642	0,733
0,6	0,083	0,165	0,248	0,331	0,414	0,496	0,579	0,662

Результати розрахунків відсотка втрат представлені у вигляді графіків на рисунках 3.1 та 3.2.



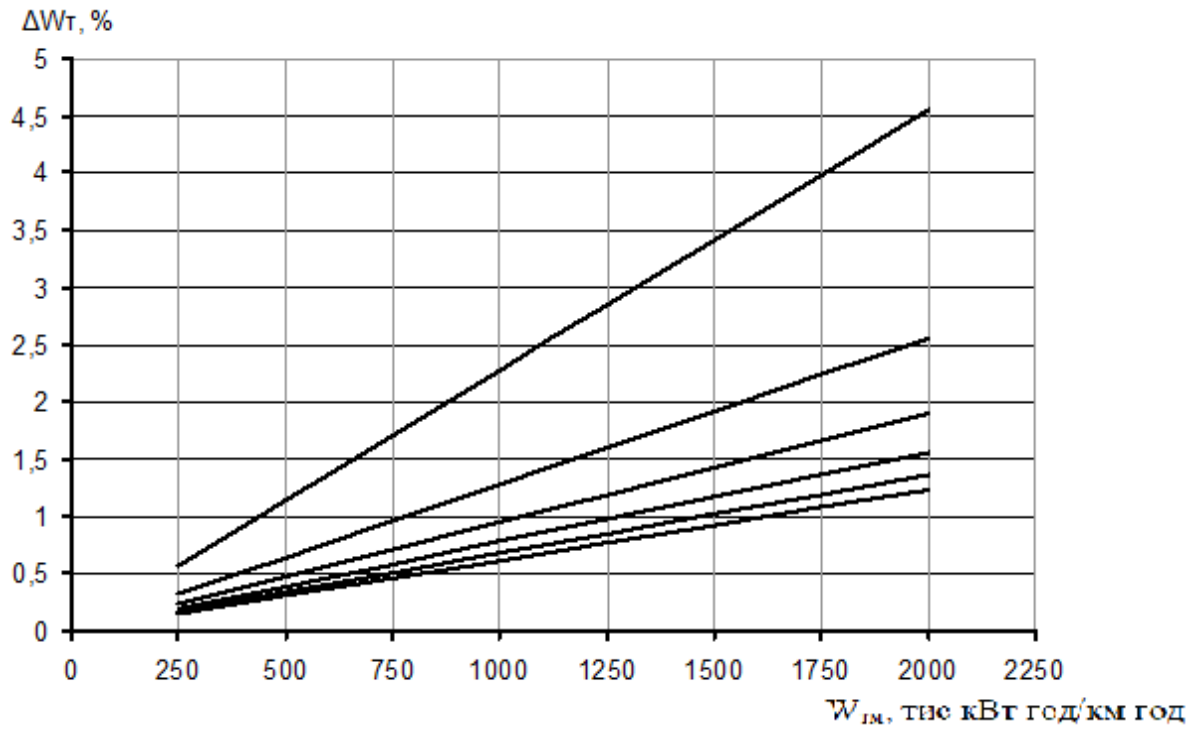


Рисунок 3.1 – Графік відсотка втрат електроенергії у тяговій мережі 1 до 25 кВ

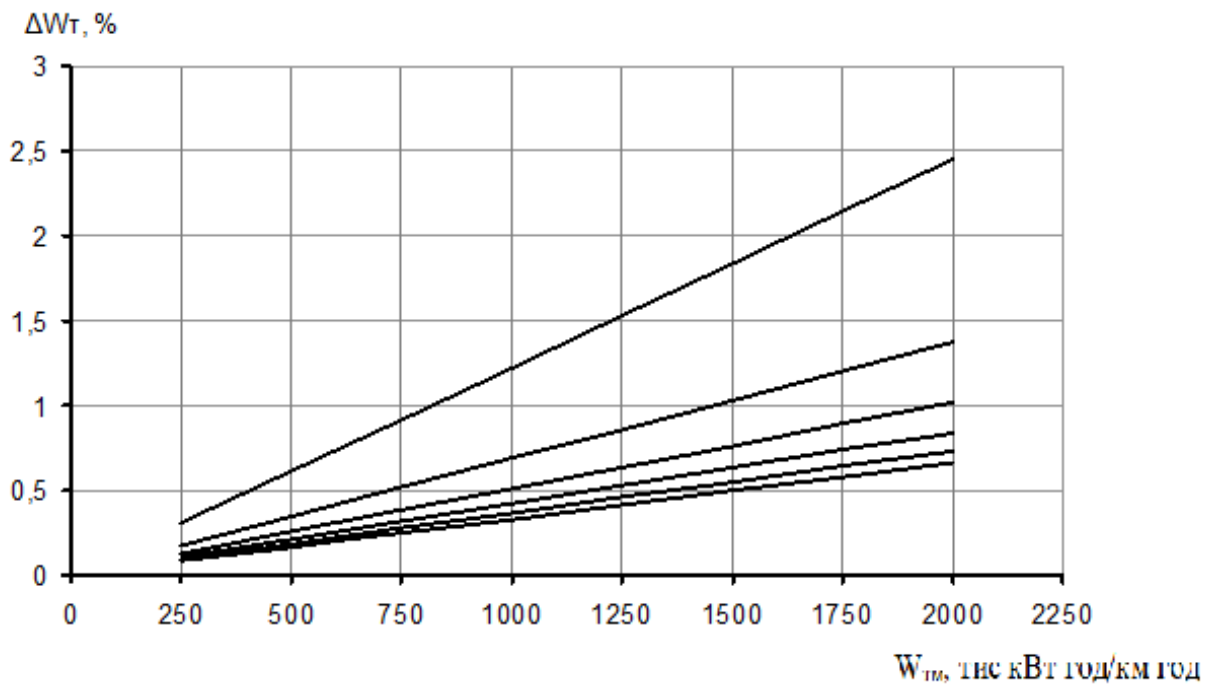


Рисунок 3.2 – Графік відсотка втрат електроенергії в тяговій мережі з дротом, що екранує і підсилює

З порівняння графіків видно, що відсоток втрат електроенергії в тяговій мережі з екрануючим і підсилюючим проводом за однакових умов більш ніж удвічі менший ніж у тяговій мережі 1 по 25 кВ.

### 3.1 Оцінка можливої економії електроенергії

Приймемо двоколісну ділянку та однотипні поїзди.

$$\Delta W_T = \frac{r \cdot l \cdot W_T^2 \cdot 10^3}{12 \cdot T \cdot U^2} \left( 2.2 \cdot \alpha \cdot \frac{N_0}{N \cdot n} + 1 - \frac{1}{n} \right) = \frac{r \cdot l \cdot W_T^2 \cdot 10^3}{12 \cdot T \cdot U^2} \cdot \frac{1}{n} \cdot \left( 2.2 \cdot \alpha \cdot \frac{N_0}{N} + n - 1 \right) \quad (3.7)$$

За інших рівних умов втрати електроенергії прямо пропорційні опору  $r$ . При  $r = r_1$  маємо  $\Delta W_T = \Delta W_{T1}$ , при  $r = r_2$  маємо  $\Delta W_T = \Delta W_{T2}$ .

Очевидно:  $\frac{\Delta W_{T1}}{\Delta W_{T2}} = \frac{r_1}{r_2}$  або  $\Delta W_{T2} = \Delta W_{T1} \frac{r_2}{r_1}$ .

При зниженні опору тягової мережі з  $r_1$  до  $r_2$  економія електроенергії за рахунок зниження втрат електроенергії за одну добу ( $T = 24$  ч) складе:

$$\Delta W_T = \Delta W_{T1} - \Delta W_{T2} = \Delta W_{T1} \left( 1 - \frac{r_2}{r_1} \right) \quad (3.8)$$

Економія електроенергії за рік на довжині 1 км дорівнюватиме:

$$\Delta \mathcal{E} = 365 \cdot \frac{\Delta \Delta W_T}{l} = \frac{365}{l} \cdot \Delta W_{T1} \cdot \left( 1 - \frac{r_2}{r_1} \right), \quad (3.9)$$

Витрата електроенергії на тягу поїздів  $W_T$  між підстанційної зони довжиною дорівнює за добу:

$$W_T = \frac{w_r \cdot l}{365 \cdot k_M} \cdot 10^3, \quad (3.10)$$

Підставимо (3.3) і (3.10) у вираз (3.7) при:  $r = r_1$

$$\Delta W_T = \Delta W_{T1} = \frac{r_1 \cdot l \cdot \left( \frac{w_r \cdot l}{365 \cdot k_M} \right)^2 \cdot 10^9}{12 \cdot T \cdot U^2} \cdot \frac{\theta \cdot V}{l} \cdot \left( 2.2 \cdot \alpha \cdot \frac{N_0}{N} + \frac{l}{\theta \cdot V} - 1 \right), \quad (3.11)$$

Оскільки  $T = 24$  год,  $U = 25000$ , то маємо:

$$\Delta W_{T1} = \frac{20.29}{365} \cdot r_1 \cdot l^2 \cdot w_r^2 \cdot \theta \cdot V \cdot \left( 2.2 \cdot \alpha \cdot \frac{N_0}{N} + \frac{l}{\theta \cdot V} - 1 \right) \cdot 10^{-6}, \quad (3.12)$$

Підставивши вираз (3.12) в (3.9) отримаємо річну економію електроенергії на 1 км шляху:

$$\Delta E = \frac{365}{l} \cdot \Delta W_{T1} \cdot \left( 1 - \frac{r_2}{r_1} \right) = 20.29 (r_1 - r_2) \cdot l \cdot w_r^2 \cdot \theta \cdot V \cdot \left( 2.2 \cdot \alpha \cdot \frac{N_0}{N} + \frac{l}{\theta \cdot V} - 1 \right) \cdot 10^{-6}, \quad (3.13)$$

Прийmemo для середніх умов:  $l = 38$  км,  $V = 60$  км/год,  $\theta = 8$  хв;  $\alpha = 1,2$   
а отримані дані щодо річної економії електроенергії зведемо до таблиці 3.3.

$$\begin{aligned} \Delta \dot{Y} &= 20,29 \cdot (r_1 - r_2) \cdot 38 \cdot w_A^2 \cdot 0,133 \cdot 60 \cdot \left( 2,2 \cdot 1,2 \cdot \frac{N_0}{N} + \frac{38}{0,133 \cdot 60} - 1 \right) \cdot 10^{-6} = \\ &= 6,168 \cdot (r_1 - r_2) \cdot w_A^2 \cdot \left( 2,64 \cdot \frac{N_0}{N} + 3,76 \right) \cdot 10^{-3}. \end{aligned} \quad (3.14)$$



Таблиця 3.3 – Річна економія електроенергії  $\Delta E$ , кВт год/км рік

Ступінь проп.сп. N/№	Річна економія електроенергії $\Delta E$ , кВт год/км рік за середньорічного питомого електроспоживання, тис. кВт год/км рік							
	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000
0,1	709	2836	6381	11340	17730	25520	34740	45380
0,2	398	1594	2587	6378	9963	14350	19530	25510
0,3	295	1181	2656	4722	7378	10620	14460	18890
0,4	243	974	2191	3894	6085	8762	11930	15580
0,5	212	849	1911	3398	5309	7645	10410	13590
0,6	192	767	1725	3067	4791	6900	9391	12270

Для оцінки економічної ефективності переходу від системи тягової мережі 1×25 кВ до системи з ЕУП скористаємося методом дисконтованого терміну окупності додаткових капіталовкладень з урахуванням часу. Дисконтований термін окупності – це термін, за який окупляться початкові витрати на реалізацію проекту за рахунок доходів, дисконтованих за заданою процентною ставкою (крім прибутку) на поточний момент часу. Графік річної економії електроенергії в залежності від питомого електроспоживання наведено на рисунку 3.3.

Сутність способу дисконтованого терміну окупності у тому, що з початкових витрат за реалізацію інвестиційного проекту послідовно віднімаються дисконтовані грошові доходи про те, щоб окупити інвестиційні витрати. Таким чином, дисконтований термін окупності включає таку кількість років реалізації інвестиційного проекту, яка потрібна для його окупності. Проект вважається економічно доцільним, якщо окупається за економічно виправданий термін. Нині економічно виправданим терміном вважається 6 років.

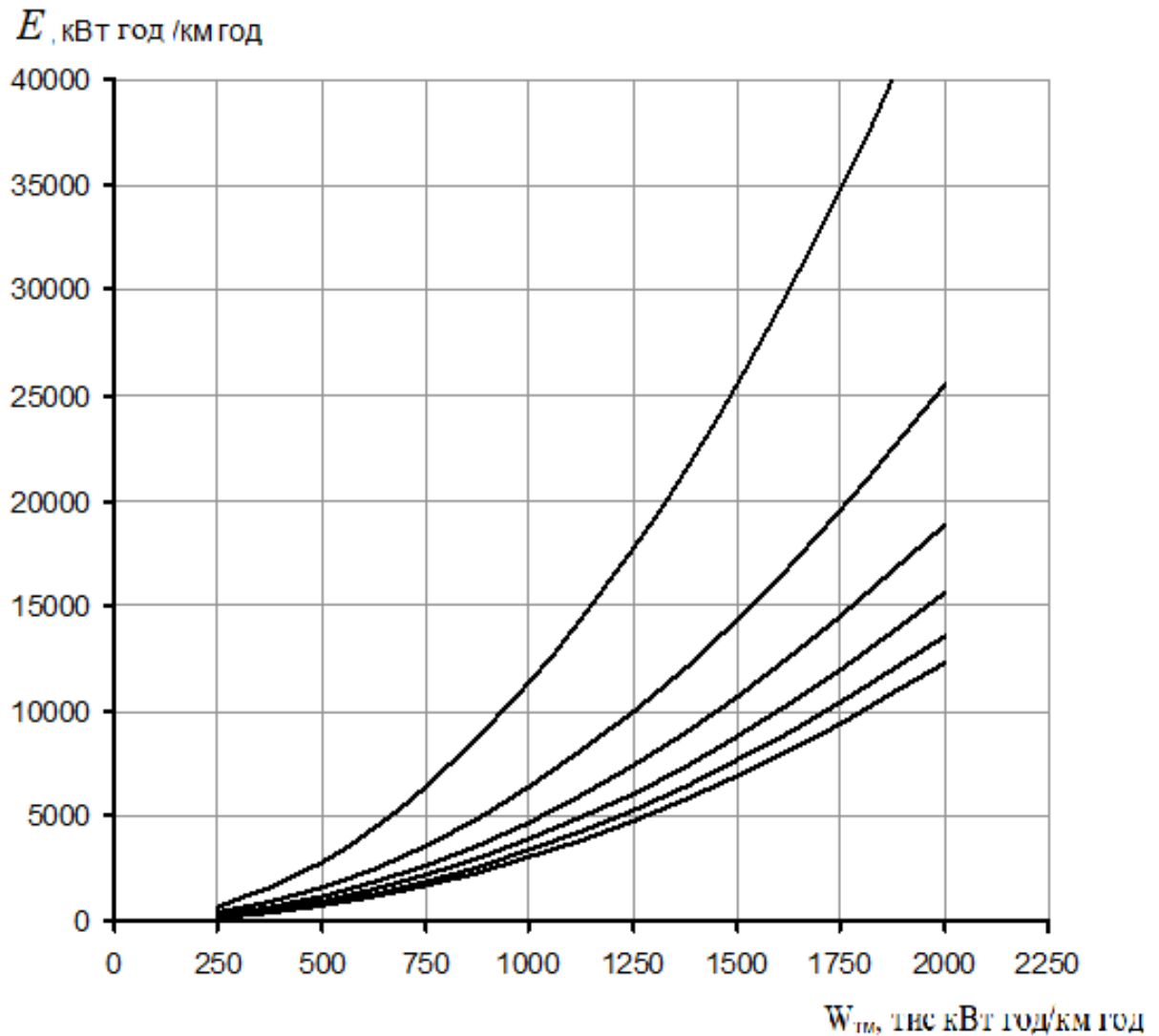


Рисунок 3.3 – Графік річної економії електроенергії в залежності від питомого електроспоживання

Розрахунок дисконтованого терміну окупності  $T$  здійснюється за допомогою виразу:

$$-K + \sum_{t=1}^T \Delta Z_t \geq 0 \quad (3.15)$$

Наведений дохід у  $t$ -му році реалізації інвестиційного проекту визначається за формулою:

$$\Delta Z_t = \frac{1}{(1 + E_{\text{HP}})^t} \cdot \left[ \beta_2^t \cdot \beta_1^t \cdot \frac{C_{\text{Э}} \cdot w_{\Gamma}}{100} \cdot (\Pi_{\text{Э1}} - \Pi_{\text{Э2}}) - \frac{\alpha_{\text{П}}}{100} \cdot K \right], \quad (3.16)$$

де  $E_{HII}$  - коефіцієнт дисконтування, рівний прийнятною для інвестора норму прибутку на капітал;

$\beta_{t1}$  - Коефіцієнт, що враховує щорічне зростання ціни на електроенергію;

$\beta_{t2}$  - Коефіцієнт, що враховує щорічне зростання вантажопотоку;

$C_E$  – ціна 1 кВт.год електроенергії на тягу поїздів  $C_E = 0,174$  грн;

$\alpha_{II}$  - Амортизаційна квота для проводів,  $\alpha_{II} = 2\%$ .

$K$  – додаткові капіталовкладення необхідні під час переходу від системи т. з.  $1 \times 25$  кВ до системи з ЕУП.

Додаткові капіталовкладення відрізняються лише на один підсилюючий провід А185. Капітальні вкладення визначаємо за такою формулою:

$$K = c \cdot C, \quad (3.17)$$

де  $C$  - Коефіцієнт, що враховує збільшення вартості за рахунок застосування кронштейнів, ізоляторів,  $c = 2$ ;

$C$  – ціна 1 км підсилювального та екрануючого проводів,  $C = 23000$  грн.

Визначення значення  $T$  за формулою (3.15) полягає у підсумовуванні наростаючого підсумку наведених експлуатаційних витрат доти, доки права частина виразу не стане більше лівою.

У розрахунках приймаємо:  $E_{HII} = 0,1$ ;  $\beta_{t1} = 1,2$ ;  $\beta_{t2} = 1,05$ , а також скористаємося середніми умовами за яких питома електроспоживання дорівнює  $wr = 1500$ , ступінь використання пропускної спроможності  $N/N_0 = 0,3$ . Результати розрахунків щодо визначення дисконтованого терміну окупності зводимо до таблиці 3.4.



Таблиця 3.4 – Розрахунок визначення дисконтованого терміну окупності

Порівн. бл., рік	Поточна вартість грошового доходу, тис.грн/км	Наведена вартість за роками реалізації інвестиційного проекту тис.грн/км
0	$-K = 26$	$-26 < 0$
1	$\Delta 31 = 1,49$	$\Delta 31 - K = -24,51 < 0$
2	$\Delta 32 = 2,0$	$\Delta 31 + \Delta 32 - K = -22,51 < 0$
3	$\Delta 33 = 2,64$	$\Delta 31 + \Delta 32 + \Delta 33 - K = -19,87 < 0$
4	$\Delta 34 = 3,45$	$\Delta 31 + \Delta 32 + \Delta 33 + \Delta 34 - K = -16,42 < 0$
5	$\Delta 35 = 4,46$	$\Delta 31 + \Delta 32 + \Delta 33 + \Delta 34 + \Delta 35 - K = -11,96 < 0$
6	$\Delta 36 = 5,75$	$\Delta 31 + \Delta 32 + \Delta 33 + \Delta 34 + \Delta 35 + \Delta 36 - K = -6,21 < 0$
7	$\Delta 37 = 7,37$	$\Delta 31 + \Delta 32 + \Delta 33 + \Delta 34 + \Delta 35 + \Delta 36 + \Delta 37 - K = 1,16$

Аналізуючи отримані результати можна дійти невтішного висновку, що ефективність переходу від системи  $1 \times 25$  кВ до системи тягової мережі з екрануючим і підсилюючим проводами залежить від економії електроенергії в тяговій мережі, а термін окупності самого переходу невеликий лежить майже межах норми. З таблиці 3.4 видно що дисконтний термін окупності 7 років, і зі збільшенням ступеня пропускної спроможності термін окупності зменшується.

## ВИСНОВКИ

У ході виконання представленої роботи було проведено аналіз методик розрахунку втрат енергії на ділянках постійного і змінного струму, в двообмотувальних і триобмотувальних трансформаторах, а також на лініях електропередач. Також зроблено уточнені розрахунки втрат енергії ділянки постійного струму, довжиною 10 км, з консольною схемою живлення та тягових трансформаторів як двообмотувальних так і триобмотувальних.

Запропоновано комп'ютерну імітаційну модель, детально розглянуто її особливості, переваги та недоліки. На підставі даної імітаційної моделі за допомогою ЕОМ була проведена імітація ділянки і показана залежність втрат енергії від додаткових факторів.

В економічній частині був запропонований варіант зменшення втрат енергії при переході від системи 1 по 25 до системи з екрануючими і підсилюючими проводами. Було розраховано відсоток втрат електроенергії в тяговій мережі, економія електроенергії та термін окупності цього переходу, який становить 7 років і лежить у межах норми.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

- 1 Закладний О.М., Праховник А.В., Соловей О.І. Енергозбереження засобами промислового електропривода: Навчальний посібник. - К: Кондор, 2005. - 408 с.
- 2 Черемисин В. Т. Контроль удельного расхода и «условных» потерь электроэнергии / В. Т. Черемисин, С. И. Петров, А. Г. Зверев // Ж.-д. трансп. – 2010. – № 10. – С. 47-50.
- 3 Пирогов В. Н. О повышении достоверности учета и анализа допустимых и фактических небалансов электроэнергии на электростанциях, подстанциях и в сетях / В. Н. Пирогов, И. П. Старцев, И. П. Парцахашвили // Электрические станции. – 2003. – № 1. – С. 65-67.
- 4 Номенклатура витрат по основній діяльності залізниць України. – К. : Транспорт України, 1996. – 134 с.
- 5 The Road Towards an Energy-Efficient Future / Report to the Ministerial Conference “Environmental for Europe”, Kiev, Ukraine, May 21-23 2003, 175 p.
- 6 Технічне діагностування автоматичних аналогових керуючих пристроїв електропривода [Текст] : монографія / В. В. Грабко, С. М. Бабій ; ВНТУ. - Вінниця : ВНТУ, 2010. - 107 с.
- 7 Жежеленко, І.В. Показники якості електроенергії та її контроль на промислових підприємствах - М.: Енергоруатом видан., 1986- 168с.
- 8 Неклепаев, Б. Н. Электрична частина станцій та підстанцій. Підручник для студентів вузів.- М.: Енергія, 1976.-552с.
- 9 Праховник А.В. Шляхи подолання перешкод і створення ефективної енергетики України / К.: Енергетика и электрификация, №1, 2003, с.7-12.
- 10 Усатенко, С. Т. Даченюк Т.К., Терехова М.В. Виконання електричних схем по ЕСКД: Посібник.- М.: Видавництво стандартів, 1989. - 325с.



11 Осипова, Л.Ю. Споживачі електричної енергії / Для студ. ЗДІА спец. "ЕМ" ден. і заоч. форм навчання: конспект лекцій / ЗДІА. - Запоріжжя: ЗДІА, 2004. - 155 с.: іл.

12 Качан, Ю.Г. Основи енергозбереження / Для студ. ЗДІА спец. 7.000008 "ЕМ": Конспект лекцій / ЗДІА. - Запоріжжя: ЗДІА, 2005. - 183 с.: іл.

13 Самойлов, М. В. Основи енергозбереження: навч. Посібник для вузів / М.В. Самойлов, В.В. Паневчик, А.Н. Ковалев. - 3-вид., стереотип. - Мн.: БГЕУ, 2004. - 198 с.: іл.

14 Брусиловский, Е.М. Эксплуатация систем электропоставления: навч. Посібник / Е.М. Брусиловский, В.В. Петунін. - М.: ДОСААФ, 1983. - 136 с.

15 Гульков, Г.И. Системы автоматического управления электроприводами [Текст] / Учебное пособие для среднего специального образования по специальностям "Автоматизированные электроприводы", "Городской электрический транспорт", "Монтаж и эксплуатация электрооборудования" / Гульков Г.И., Петренко Ю.Н., Бачило Т.В., под общ. ред. Петренко Ю.Н. - Минск : ИВЦ Минфина, 2014. - 365 с

16 Керовані випрямлячі: Навчальний посібник/М.М. Казачковський. – Дніпропетровськ: НГА України, 1999. – 229 с.

17 Чиликин М.Г., Сандлер А.С. Общий курс электропривода: Учебник для вузов. – 6-е изд., доп. и перераб. – М.: Энергоидат, 1981. – 576 с.

18 Уильямс Б. Силовая электроника: приборы, применение, управление; Справ. пособие: Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1993. – 240 с.

19 Лещев А.И. и др. Практические рекомендации по применению IGBT транзисторов. Электровозостроение: Сб. науч. тр. ОАО «ВЭЛНИИ». – 1999. – Т.41. – стр. 179-187.

20 Internet [www.ST-CONCEPT.com](http://www.ST-CONCEPT.com)

21 Internet [www.IGBT-Driver.com](http://www.IGBT-Driver.com)

22 Микропроцессорные автоматические системы регулирования. Основы теории и элементы: Учеб. пособие / В.В.Солодовников, В.Г.Коньков,

В.А.Суханов, О.В.Шевяков; Под. ред. В.В.Солодовникова. – М.: Высш. шк., - 1991. 225 с.

23 Микропроцессоры: В 3-х кн. Кн. 1. Архитектура и проектирование микроЭВМ. Организация вычислительных процессов: Учеб. для вузов/ П.В.Нестеров, В.Ф.Шаньгин, В.Л.Горбунов и др.; Под ред. Л.Н.Преснухина, - Мн.: Выш. шк., 1987. – 414 с.

24 Аржанников Б. А. Система управляемого электроснабжения электрифицированных железных дорог постоянного тока / Б. А. Аржанников // Ж.-д. трансп. Сер. Электроснабжение железных дорог / ЭИ ЦНИИТЭИ МПС. – 1990. – № 4. – С. 17-27.

25 Праховник А.В. Шляхи подолання перешкод і створення ефективної енергетики України / К.: Енергетика и электрификация, №1, 2003, с.7-12

26 Неклепаев, Б. Н. Электрична частина станцій та підстанцій. Підручник для студентів вузів.- М.: Енергія, 1976.-552с.

27 Концепція Державної програми реформування залізничного транспорту України. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України № 651-р від 27 грудня 2006 р. – К. : Укрзалізниця, 2006.

28 National report of Ukraine on harmonization of society's activity in natural environment / Special issue to the Ministerial Conference "Environmental for Europe", Kiev, Ukraine, May 21-23 2003, 132 p.

## ДОДАТОК А

Демонстраційні матеріали до захисту дипломної роботи



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
Запорізький національний університет  
Інженерний навчально-науковий інститут  
ім. Ю.М. Потебні

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем

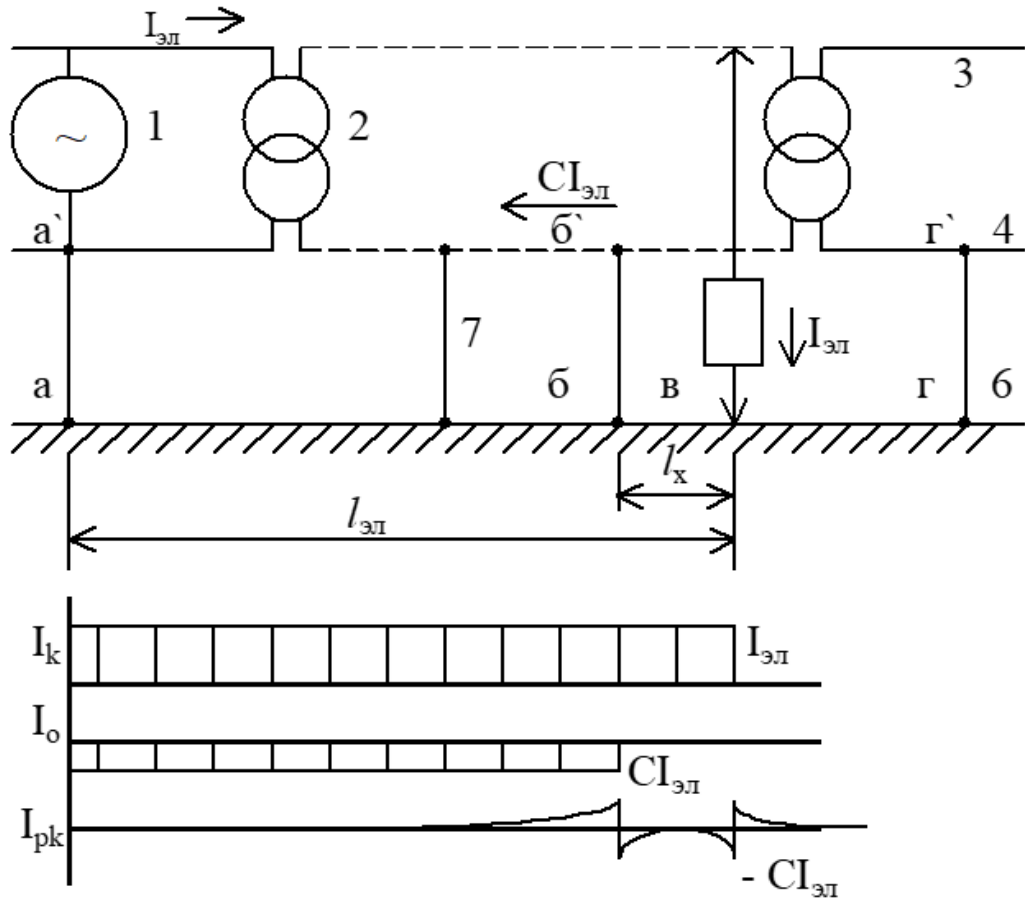
## Підвищення точності методів розрахунку втрат електричної енергії при врахуванні додаткових факторів

Виконав: студент гр. 8.141-з Литвинов О.Г.

Науковий керівник: професор Артемчук В.В.

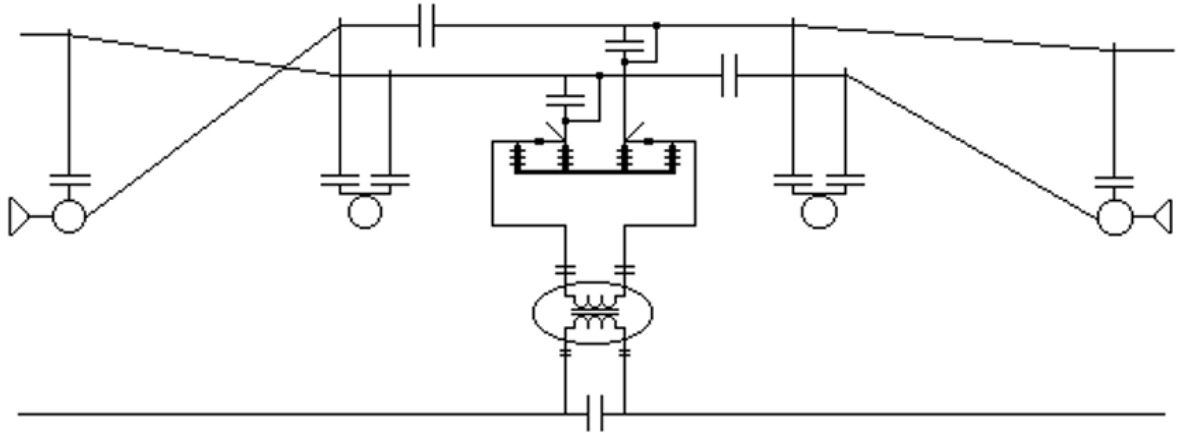


**Схема зони відсмоктуючого трансформатора (а)  
та епюри струмів (б) при розташуванні  
навантаження перед трансформатором**





**Схема підключення відсмоктуючого трансформатора до контактної підвіски і зворотного проводу**



## Структура звітних втрат електроенергії

