

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до дипломного проекту
ступінь вищої освіти бакалавр**

галузі знань G Інженерія, виробництво та будівництво

спеціальності G3 Електрична інженерія

**на тему Реконструкція та розрахунок системи електропостачання селища
міського типу**

Виконав: студент групи ЕЕ-21з
Руменков Даніїл Сергійович
(прізвище, та ініціали)


(підпис)

Керівник
Мелконова І.В.
(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Завідувач кафедри
Мелконова І.В.
(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Рецензент
к.т.н. доц. Ніколаєнко А.П.
(прізвище, та ініціали)

(підпис)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет	інженерії <small>(повне найменування факультету)</small>
Кафедра	Електричної інженерії <small>(повне найменування кафедри)</small>
Освітній ступінь	бакалавр <small>(бакалавр, магістр)</small>
Спеціальність	G3 Електрична інженерія <small>(шифр і назва спеціальності)</small>

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

МЕЛКОНОВА І.В.

« 18 » 06 2025 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Руменков Данііл Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові здобувача)

1. Тема роботи: Реконструкція та розрахунок системи електропостачання селища міського типу

керівник роботи Мелконова Інна Вікторівна к.т.н., доцент

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

затверджені наказом по університету від « 05 » травня 2025 року № 82/20.01

2. Строк подання студентом роботи до захисту 18.06.2025

3. Вихідні дані Схема електропостачання та розміщення об'єктів, схеми електропостачання та живлення споживачів, данні розподілу потужності, та споживання електроенергії на підприємстві,

4. Зміст основної частини (перелік питань, які потрібно розробити):

Аналітичний розділ, розрахунковий розділ, проектно-конструкторський розділ, питання безпеки життєдіяльності та охорони праці.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

Слайди презентації 5 штук

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Питання охорони праці	Д.т.н., доц. проф. кафедри ЕІ, Руднєв Є.С.	20.05.2025	10.06.2025

7. Дата видачі завдання « 05 » травня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел	1 тиждень	
2	Збір і аналітична обробка статистичних матеріалів з теми дослідження.	1 тиждень	
3	Розрахунок роботи.	2 тиждень	
4	Проектно-конструкторський розділ	3-4 тиждень	
6	Розробка заходів з охорони праці	5 тиждень	
7	Оформлення кваліфікованої роботи та графічного матеріалу	5-6 тиждень	

Здобувач

(підпис)

Руменков Д.С.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Мелконова І.В.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Стор.– 63; рис. - 7; табл. - 13; креслень - 4; джерел - 31; додатків - 0.

Метою кваліфікаційної роботи є зменшення втрат потужності і зниження відхилення напруги за рахунок побудови трансформаторної підстанції глибокого вводу на напругу 35 кВ та поетапної реконструкції розподільчої мережі 10 кВ. Кваліфікаційна робота складається зі вступу, 4 розділів і загальних висновків.

У вступі визначено актуальність роботи, мету, завдання та практичну значимість роботи.

У першому розділі розглянуто переваги і труднощі впровадження розподіленої генерації. У другому розділі визначено розрахункові навантаження та проведено розрахунок втрат потужності і відхилення напруги. У третьому розділі виконано вибір місця розташування нової трансформаторної підстанції, розроблені умови забезпечення норм надійності споживачів, вибрано перетини електричних проводів з перевіркою їх на термічну стійкість. У четвертому розділі розглянуті основні аспекти охорони праці та безпеки життєдіяльності при роботі в електроустановках, виконано розрахунок пристрою блискавкозахисту підстанції та заземлюючих пристроїв.

Перелік ключових слів: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, РОЗПОДІЛЕНА ГЕНЕРАЦІЯ, РОЗРАХУНКОВЕ НАВАНТАЖЕННЯ, ВТРАТА ПОТУЖНОСТІ, ВІДХИЛЕННЯ НАПРУГИ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, НОРМА НАДІЙНОСТІ, ТЕРМІЧНА СТІЙКІСТЬ, БЛИСКАВКОЗАХИСТ.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	6
ВСТУП	6
I АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Проблеми електропостачання сільськогосподарських споживачів	8
1.2 Розподілена генерація в системі електропостачання	12
1.3 Переваги і труднощі впровадження розподіленої генерації	13
1.4 Висновки до розділу 1	15
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	16
2.1 Аналіз району електропостачання	16
2.2 Визначення розрахункових навантажень	21
2.3 Розрахунок втрат потужності і відхилення напруги	24
2.4 Висновки до розділу 2	30
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	31
3.1 Вибір місця розташування ПС 35/10 кВ та трансформаторів	31
3.2 Розробка умов забезпечення норм надійності споживачів	38
3.3 Вибір перетинів електричних проводів	41
3.4 Перевірка вибраних перетинів проводів на термічну стійкість	41
3.5 Висновки до розділу 3	45
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	46
4.1 Основні задачі в галузі охорони праці	46
4.2 Розрахунок пристрою блискавкозахисту підстанції	51
4.3 Розрахунок заземлюючих пристроїв	46
4.4 Висновки до розділу 4	46
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	53
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	55

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ПС - підстанція

ПЛ - повітряні лінії електропередачі

РП - розподільний пункт

ТП - трансформаторна підстанція

ТР - трансформатор

СПП - самонесучі ізольовані проводи

КЗ - коротке замикання

КА - комутаційна апаратура

КРП - комплектні розподільчі пристрої

КТП - комплектна трансформаторна підстанція

ОПН - обмежувач перенапруги

ТВП - трансформатор власних потреб

РЗ - релейний захист

МСЗ - максимальний струмовий захист

ВСТУП

В сучасних умовах стає складним і відповідальним завданням виконання проектів систем електропостачання сільськогосподарського призначення. Прийняття проектних рішень має безпосередній вплив на загальну кількість і об'єм монтажних робіт, безпечність і зручність експлуатації електротехнічного обладнання.

Проектування систем електропостачання для певних об'єктів в основному залежить від існуючих класів напруги в цьому об'єкті. Клас напруги, який знаходиться в експлуатації, в більшості випадків визначає капіталовкладення на проектування об'єкта і кількісні показники втрат потужності та електричної енергії під час експлуатації. Визначальне рішення щодо вибору класу напруги мережі зазвичай приймають на основі проведеного техніко-економічного порівняння варіантів системи електропостачання.

Базовими вимогами до розробки проектів систем електропостачання вважаються їхня економічність та надійність електропостачання споживачів. Надійність електропостачання можна забезпечити вибором сучасного досконалого електричного обладнання, силових трансформаторів, кабельної і провідникової продукції, правильно розрахованого електричного навантаження для нормальних і аварійних режимів номінальним навантаженням елементів системи, а також використання системи структурного резервування та секціонування електромережі.

Побудова на даний час електричних мереж, встановлення підвищувальних і понижувальних підстанцій в системі електропостачання, як правило, становить великі матеріальні витрати. Відповідно, при проектуванні необхідно проводити скрупульозний аналіз економічності прийнятих проект-

них рішень та вибраних режимів роботи всіх елементів систем електропостачання.

В електроенергетиці на сьогоднішній день України присутній ряд таких негативних тенденцій [1]:

- наявне масове старіння базового обладнання для електричних мереж;
- відсутнє фінансування на реконструкцію електромереж;
- збільшилися комерційні та технічні втрати потужності і електроенергії;
- майже повністю відсутнє резервування споживачів I та II категорії за надійністю для сільськогосподарського призначення;
- значно зменшився науково-технічний потенціал цієї галузі;
- відсутнє відставання в сфері розробок, впровадження та освоєння нових технологій у виробництві, транспортування і розподілі електричної енергії;
- досить низька ефективність механізмів спільної роботи власників електричних енергетичних об'єктів;
- відсутня раціональність в організації ринків електричної енергії.

Враховуючи вищевказані негативні тенденції, необхідно було б виконати реконструкцію розподільчих мереж, провести модернізацію застарілого обладнання на більш сучасне, яке відповідає як сьогоднішнім технічним вимогам як щодо якості та надійності так і до економічних критеріїв.

В системах електропостачання сільськогосподарських споживачів присутні характерні особливості, зокрема розосередженістю споживачів електроенергії відносно малої потужності на значній території.

На противагу від міського, електропостачання сільськогосподарських споживачів здійснюється менш надійними повітряними лініями 10 кВ, а вимоги щодо підвищення надійності електропостачання в останні роки зросли, так як збільшення продуктивності праці можливе тільки з врахуванням електрифікованого виробництва.

На даний час на території України в експлуатації Об'єднаної Енергосистеми нараховується більше 305 тис. кілометрів ліній 10 кВ і біля 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ, сумарна встановлена потужність яких становить приблизно 45 тис. кВА [2].

Електрична мережа 10 кВ зазвичай складається з електричних ліній деревовидної структури з перетинами проводів, які поступово зменшуються від головних ділянок електричної лінії до її кінця. Фактично всі електричні лінії в сільській місцевості виконані повітряними, будуються, як правило, на залізобетонних опорах. В якості електричних проводів використовуються голі неізольовані сталевалюмінієві і алюмінієві дроти, які мають штирьову ізоляцію.

Згадане вище розосередження споживачів на значній території приводить до відносно великих втрати електричної енергії в розподільчих мережах, втрату напруги, яка може викликати понад допустимі відхилення напруги на вводах споживачів електроенергії, несиметрію навантажень в трифазних мережах і інші подібні наслідки.

1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Проблеми електропостачання сільськогосподарських споживачів

В сучасних умовах автоматизації процесів і застосування прогресивних високотехнологічних пристроїв прийому енергії постає актуальна задача забезпечення надійного і безперебійного електропостачання сільськогосподарських об'єктів. Для вирішення цієї задачі необхідно здійснити комплекс заходів, що об'єднують в собі як технічні, організаційно-економічні аспекти, так і застосування нових технологій, а також відповідне правове регулювання. До мереж електричного постачання сучасних споживачів сільської місцевості відносяться мережі напругою до 110 кВ - цими мережами поставляється більше 50% електроенергія від розрахункового навантаження для сільськогосподарських споживачів, яка йде на культурне обслуговування, виробничі, комунальні і побутові потреби, меліорацію і ін. [3].

Проведений аналіз даних за декілька останніх років показав, що сумарна приєднана потужність пристроїв прийому енергії в різних областях України є набагато меншою від потужності всіх поданих споживачами заявок в місцеві мережеві організації. Цей факт можна пояснити відсутністю технічної можливості здійснення технологічного приєднання із-за високої ступені зносу мережевого обладнання і повільних темпів введення нових генеруючих потужностей, високої ціни за діючим договором про здійснення технологічного приєднання (висока вартість заходів щодо підсилення існуючих і будівництва нових електромереж постачання), тривалих термінів

живачів. Варто відзначити, що в більшості сільських електромереж величина фазної напруги в мережі 0,22 кВ може коливатися на рівні від 0,18 до 0,26 кВ при нормальному відхиленні напруги в точці поставки $\pm 10\%$ номінального або узгодженого значення напруги протягом 100% часу інтервалу в один тиждень [5].

На перших порах при побудові системи електропостачання для споживачів сільської місцевості використовували радіальна топологія як для мереж живлення так і для розподільчих мереж. В цьому випадку мережі напругою 35 і 10 кВ формувалися без застосування пристрою автоматичного повторного включення і використання секціонування. Згадане рішення було обумовлено відносно невеликими графіками навантажень. Понижуючі підстанції напругою 35 кВ і нижчої напруги зазвичай будували в однотрансформаторними, з малою потужністю. На кожную з таких трансформаторних підстанцій припадало більше 200 км повітряних ліній напругою 10 кВ. На даний час в деяких областях України ці схеми не змінилися, а це, відповідно, виключає можливість організувати надійного електропостачання сільських споживачів [6].

Вирішити всі вищеперераховані проблеми власними силами електромережних організацій практично неможливо, так як це пов'язано з значними капіталовкладеннями як в реконструкцію існуючих електричних енергетичних мереж, так і в побудову нових трансформаторних підстанцій напругою 110/35 кВ та електростанцій. Для вирішення цих проблем на даному етапі можна залучити кошти самих споживачів електроенергії.

1.2 Розподілена генерація в системі електропостачання

В Аналітичній частині цієї кваліфікаційної роботи були проаналізовані можливості застосування розподіленої генерації для електропостачання сільських споживачів, так як в останні роки в Україні започаткована тенденція до розвитку розподіленої генерації [7].

Можливість збільшення розподіленої генерації обговорювали учасники круглого столу «Розвиток малої розподіленої генерації з відновлюваних джерел енергії», який організовано Проєктом енергетичної безпеки Агентства США з міжнародного розвитку та Фондом ім. Гайнріха Бюлля в Україні. Головною метою розвитку малої розподіленої генерації є споживання електричної енергії біля джерела її виробництва. Передбачається, що розвиток малої розосередженої генерації буде стимулювати створення систем накопичення енергії з метою її використання в пікові години. Тому в найближчий час року Міністерство енергетики планує почати розробку законодавчих змін, які дозволять удосконалити цей сектор енергоринку.

Розподілена генерація представляє собою генерацію, яка приєднана до розподільної мережі на середній напрузі (до 30 кВ) і низькій напрузі, яка менша 1 кВ (рис. 1.1).

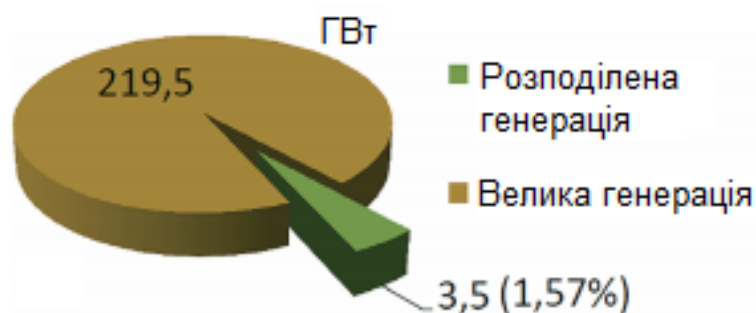


Рисунок 1.1 - Встановлена потужність генеруючого обладнання в Україні

Досвід зарубіжної практика зміни додаткового процесу генерації електроенергії на даний момент є тенденцією впровадження достатньої кількості малих джерел електричної енергії на базі поновлюваних ресурсів, зокрема, вітру, води, сонця [8, 9]. Наприклад, сьогодні в Сполучених

загальна потужність - більше 230 ГВт і річний приріст досягає більше 5 ГВт [10]. На даний час доля розподіленої генерації в країнах Європейського союзу становить близько 12% від загального обсягу виробництва електричної енергії.

Впровадження малих розподілених електричних станцій в Україні характерне своїми особливостям. Цей процес в основному ґрунтується на розробці власних джерел енергії на основі газопоршневих двигунів і газових турбін. На сьогоднішній день в Україні функціонують понад 1200 об'єктів малої розподіленої генерації (до 1 МВт). Встановлена потужність розподіленої генерації складає менше 2,5% встановленої потужності, а їхня загальна встановлена потужність складає біля 185 МВт з 7,5 ГВт потужностей, що отримали «зелений» тариф [11] (рис. 2.1)

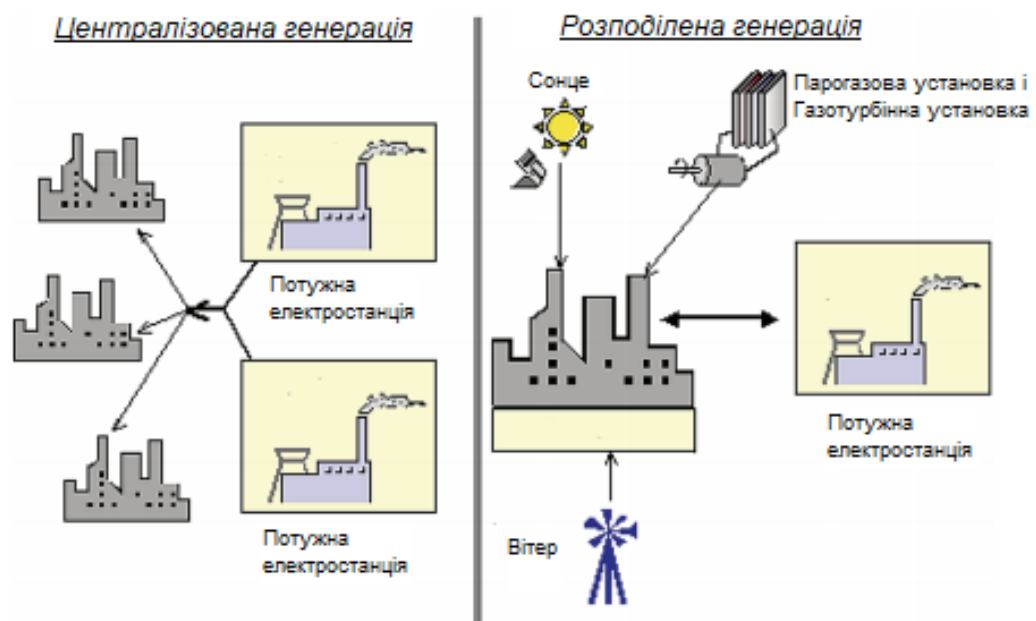


Рисунок 1.2 - Централізована і розподілена генерація

Побудова і розміщення генеруючих потужностей недалеко або поруч з кінцевим споживачем дозволяє знизити, а в деяких випадках майже повністю виключати з цінового тарифу на електричну енергію складову, яка є частиною витрат на будівництво та експлуатацію магістральних і системо-

ват встановленої потужності в деяких випадках сягає 3400 грн. Варто відмітити, що велика енергетика не володіє достатньою кількістю приватних інвестицій, тобто базові кошти надає держави – більше 80%.

1.3 Переваги і труднощі впровадження розподіленої генерації

Однією із переваг розподіленої генерації можна вважати те, що споживач може забезпечити себе надійним електропостачанням пристроїв прийому енергії незалежно від поточного стану централізованої електричної енергетичної мережі, а також від її параметрів режиму роботи, оскільки джерело малої генерації може працювати в автономному режимі.

Також споживач може отримувати економічний ефект від використання власних джерел генерації енергії. Наприклад, американська компанія *Tampa Electric*, яка забезпечує природним газом і електроенергією населення штату Флорида, задіяла програму для власників резервних генераторів, що мають знижувати споживання енергії в пікові години більш ніж на 25 кВт, і дозволяє їм щомісячно отримувати оплату за кожен кіловат зниження споживання шляхом використання резервних генераторів. Для цього енергетична компанія подає сигнал споживачеві, щоб він зниження споживання - у нього є 30 хв на включення власного генеруючого обладнання [12]. Відповідно, кінцевий споживач електричної енергії має можливість виступати також якості виробника і продавця електроенергії. Згадана програма дозволяє використовувати резервні генератори як у випадку виникнення аварії в електричній мережі, коли неможливого отримувати електроенергію централізовано, так і завантажувати їх в години пікового навантаження енергосистеми - тоді ціни на споживану електроенергію є найбільшими і споживач може отримуючи при цьому позитивний економічний ефект.

Ще однією перевагою є об'єднання розподілених потужностей в

генерації. Тут передбачається висока ймовірність управління великою кількістю окремих генераторів окремих споживачів електроенергії, що є перспективним напрямком розвитку спеціалізованих компаній.

Однією із проблем впровадження розподіленої генерації є необхідність підключення до централізованої мережі електричного постачання з метою

резервування та можливості забезпечення споживача електричної енергії у випадку виходу з ладу генеруючого обладнання чи виникнення ситуації, в якій не буде неможливості використати власні джерела генерації. Отже, підключення розподіленої мережі електричних станцій може викликати зміни конструкцій передач потоків потужності в усталених режимах та створювати передумови для двостороннього живлення в місці аварії у разі поворотних аварійних проблем.

При управлінні розподіленими мережами значно зростають вимоги до автоматизації та технологічності [13].

Варто також відмітити, що підключення до єдиної енергетичної системи великої кількості джерел розподіленої генерації суттєво залежить від загальної потужності навантаження і генерації та їх співвідношення, а також від стану електричної мережі. При великій потужності всіх розподілених генераторів, які приєднуються до мережі, можуть виникнути проблеми з розрахунком електричних режимів і диспетчеризацією. Ще однією характерною особливістю газових поршневих двигунів є відносно малі постійні інерції і значно простіші системи регулювання порівняно з генераторами великої потужності, а це ускладнює забезпечення стійкості електричної енергетичної системи.

При приєднанні джерел розподіленої генерації до єдиної електричної енергетичної мережі виникають можуть виникнути проблеми із забезпеченням стійкості, а це викликає необхідність вдосконалення і реконструкції системи автоматики і релейного захисту. При цьому діапазони робочих

струмів для об'єктів, що захищаються, розширюються, а це може викликати проблеми в функціонуванні існуючої системи релейного захисту, зокрема:

- зниження чутливості захисту зі сторони зовнішньої мережі;
- збільшення часу відключення короткого замикання (при каскадних діях релейного захисту);
- незаплановані спрацьовування захисту.

Для стабільної роботи великої кількості джерел розподіленої генерації в складі єдиної централізованої системи електропостачання поряд з можливістю дистанційної передачі даних про режимні параметри необхідно організувати можливість дистанційного керування режимом роботи кожного генератора окремо. Із центрального диспетчерського центру в режимі реального часу потрібно здійснюватися моніторинг стану електричної мережі та навантаження в енергосистемі. На базі отриманих даних про стан мережі і поточних цінах на електричну енергію, а також даних про збутові надбавки та транспортну складову в ціновому тарифі на електроенергію для кінцевих споживачів можна буде прийняти рішення про завантаження певних генераторів малої потужності.

Ще однією проблемою для власників розподіленої генерації є вимірювання споживаної і вироблюваної електричної енергії. У випадку застосування двонаправлених приладів обліку енергії необхідно враховувати при розрахунку нетто-результат для визначення кількості перевищення спожитої електроенергії над виробленою, або навпаки, і на підставі отриманих даних проводити розрахунок за типовими роздрібними тарифами не можливо. Це пояснюється як невідповідністю ціни на електроенергію в різні години доби, так і закупівельною ціною, як перевищує ціну продажу електроенергії, а також включає в себе і оплату збутових надбавок, утримання електромережевого господарства, втрат електричної енергії в мережах, послуг обслуговуючих організацій та ін. В підсумку споживач, який має генератор малої потужності, буде отримувати

1.4 Висновки до розділу 1

1. Застосування джерел розподіленої генерації в схеми електропостачання сільськогосподарських споживачів дозволить:

- вибирати потрібні рівні надійності енергопостачання та його якості;
- зменшити витрати на транспортування електроенергії, які становлять біля 70% в тарифі на електроенергію;
- зменшити ціни на електроенергію для споживачів, створивши конкурентне середовища як для виробників, так і для споживачів електроенергії, формувати умови з метою оптимізації структури та режимів роботи генерування енергії, розподільних електромереж і споживачів;
- залучити приватні кошти в розвиток електроенергетики України.

2. На сьогоднішній день більше 40% мережевого обладнання, що знаходиться в експлуатації, використало свій нормативний термін служби, який становить 35 років. Його необхідно замінити, а для виведення з експлуатації обладнання з терміном служби більше 35 років, потрібно замінити більше 70% такого обладнання. Отже, в умовах оновлення застарілого мережевого обладнання на сучасне, застосування розподіленої генерації є актуальною задачею.

3. Для впровадження розподіленої генерації в сільськогосподарське електропостачання необхідно змінити традиційні підходи до проектування мереж живлення і розподільних мереж: вони мають дозволити нормально

енергетики в цілому та електромережевого комплексу зокрема є технологія Smart Grid (технологія самодіагностики, аналізу та звіту) [14].

4. Розвиток розподіленої генерації дозволить мережевим організаціям передавати надлишки виробленої електроенергії своїми мережами, а збутові організації можуть розглядати розподілену генерацію в якості прибуткового напрямку для інвестицій.

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Аналіз району електропостачання

Електрична підстанція 110/35/10 кВ знаходиться в Іршавському районі Закарпатської області. Загальна зона електричного постачання сільськогосподарського району охоплює споживачів більше десяти населених пунктів, в тому числі і селище міського типу Ільниця, яке розглядається в даній кваліфікаційній роботі.

одним із найбільших сіл України площею понад 61 км², яке розташоване у долині річки Синяви біля підніжжя гори Бужора. Населення селища становить приблизно 9000 осіб, Відстань до міста Іршави, районного центру, 4 км. На території Ільниці на даний час є такі споживачі: цегельний завод, свинотоварна і молочнотоварна ферми, машинно-тракторна майстерня, школа, дитячий сад, медпункт, шість магазинів, будинок культури на 300 місць, пилорама, пункт сортування і зберігання зерна та картоплі, птахофабрика, млин, установи по наданню культурно-побутових послуг населенню. Фактично всі житлові споруди, за винятком декількох, на селища міського типу є одноповерховим. Для приготування

Сумарне значення електричної енергії, яка споживається виробничими установами за рік, приведено в табл. 2.1. Всі інші види навантаження для громадських і комунально-побутових споживачів рекомендується вибирати відповідно до [15].

Таблиця 2.1 - Сумарне споживання електроенергії за рік
виробничими установами

Номер ТП	Назва споживача	Сумарна кількість електроенергії, кВт·год/рік
19	Свиноферма	76100
43	Цегляний завод	62050
36	Молочна ферма	500100
23	Машино-тракторна майстерня	198050
30	Тік (пилорама, пункт сортування і зберігання зерна і картоплі)	811000
7	Млин	648950
35	Птахофабрика	1600000

Для виконання розрахунків попередньо приймаємо, що в одному житловому будинку проживає три людини, відповідно приблизну кількість житлових будинків можна визначити за формулою:

$$n_{\text{Д}} = \frac{N_{\text{Ж}}}{n}, \quad (2.1)$$

де $n_{\text{Д}}$ - кількість житлових будинків, шт;

n - число мешканців в одному будинку, чол.

$$\text{Тоді } n_{\text{д}} = \frac{1338}{3} = 446 \text{ шт.}$$

Всі споживачі цього населеного пункту живляться від 26 ТП 10/0,4 кВ: 7 ТП живлять споживачів виробничого характеру навантаження, 13 ТП - з комунально-побутовим і 6 ТП - з змішаним режимом навантаження. Розташування та параметри діючих ТП 10/0,4 кВ - диспетчерський номер ПС, режим навантажень, кількість і потужність трансформаторів - приведені на рис. 2.1.

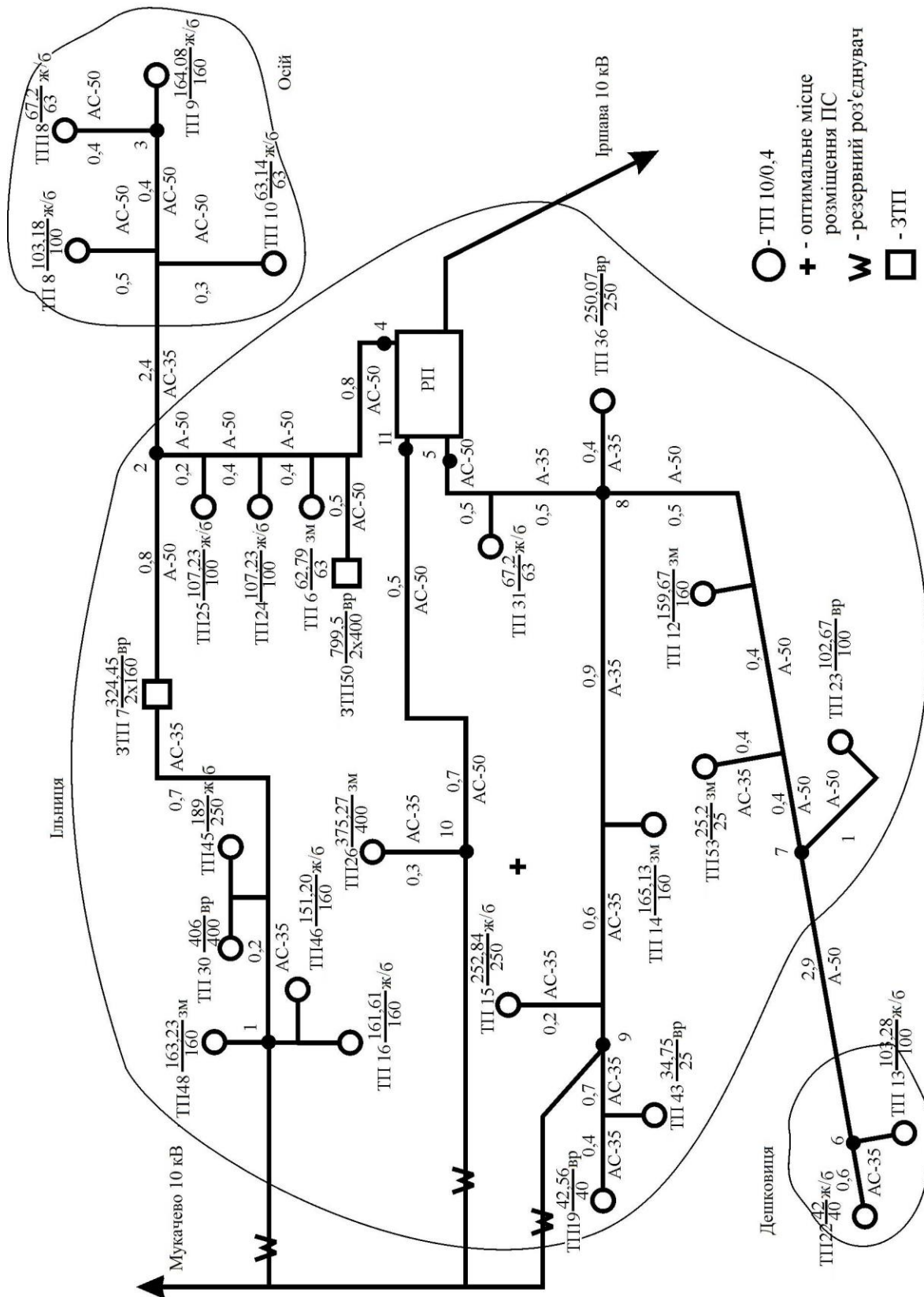


Рисунок 2.1 - Розміщення ТП 10/0,4 кВ

2.2 Визначення розрахункових навантажень

Виконаємо розрахунок електричних навантажень в розподільних

відповідних споживачів, на шинах підстанцій із зазначеними коефіцієнтами одночасності окремо для денного і вечірнього максимумів [15]:

$$P_D = k_0 \cdot \sum P_{Di}, \quad (2.2)$$

$$P_B = k_0 \cdot \sum P_{Bi},$$

(2.3)

де P_D, P_B – розрахункове денне і вечірнє навантаження на лінії або шинах трансформаторної підстанції, кВт;

k_0 – значення коефіцієнт одночасності;

P_{Di}, P_{Bi} – денне і вечірнє навантаження для i -го споживача або i -го елемента електричної мережі, кВт.

При виконанні розрахунків можна визначати розрахункове навантаження за одним із режимів:

- денному, коли підсумовуються виробничі споживачі;
- вечірньому, коли підсумовуються побутові споживачі.

При денному або вечірньому максимуму приймаємо наступні коефіцієнти:

- для виробничих споживачів $K_D = 1$;
- для побутових споживачів з побутовим газом $K_B = 1$.

Від загальної кількості споживачів буде залежати коефіцієнт одночасності [15]. У нашому випадку навантаження для житлових домів визначаємо за формулою:

$$P_{ЖД} = k_0 \cdot P_{\text{нум}} \cdot n,$$

(2.4)

де $P_{ЖД}$ – розрахункове навантаження для житлових будинків, кВт;

k_0 – значення коефіцієнта одночасності для сумування навантажень в

n - кількість будинків, шт;

P_{nut} - питоме навантаження для одного будинку, кВт/буд. Цей параметр беремо відповідно до стандартних даних [15].

Коли є наявне річне споживання електричної енергії виробничих споживачів, то розрахункове навантаження визначаємо, приймаючи до уваги річне число годин використання максимального навантаження [15]:

$$P_i = \frac{W_i}{T_{Mi}} \quad (2.5),$$

де P_i - максимальне значення розрахункового навантаження, кВт;

W_i - річне споживання електричної енергії, кВт·год;

T_{Mi} - кількість годин використання максимуму відносно від характеру навантаження, год.

При виконанні розрахунку для змішаної форми навантаженні окремо розраховують навантаження на ділянках електричної мережі з житловими будинками, з громадськими та виробничими приміщеннями, установами з застосуванням відповідних коефіцієнтів одночасності. Розрахунок загального навантаження ділянок електричної мережі виконують за формулою:

$$P_{\Sigma} = P_{\max} + \Delta P, \quad (2.6)$$

де P_{\max} – значення потужності найбільш навантаженої ділянки, кВт;

ΔP – добавка до найбільшої складової навантаженні (залежить від значення найменшої складової), кВт.

Розрахункове навантаження існуючих ТП-10/0,4 кВ на розрахунковий рік визначається за формулою:

$$P_P = P_M \cdot k_p, \quad (2.7)$$

де P_M – діюче навантаження на підстанції, кВт;

k_p – значення коефіцієнта росту навантаження.

Загальне навантаження трансформаторних підстанцій на лініях визначають в залежності від кількості їх з урахуванням значення коефіцієнта одночасності для мереж 6-10 кВ.

Реактивну складову навантаження на ТП знаходимо за формулою:

$$Q_{ТП} = P_{ТП} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.8)$$

де $P_{ТП}$ – активне навантаження підстанції, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт потужності, який характеризує навантаження підстанції.

Приймаємо для трансформаторних підстанцій з змішаним навантаженням $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$, для трансформаторних підстанцій з виробничим навантаженням - $\operatorname{tg} \varphi = 1,05$, для трансформаторних підстанцій з комунально-побутовим навантаженням - $\operatorname{tg} \varphi = 0,43$ [15].

Виконаємо розрахунок навантаження на трансформаторних підстанціях для комунально-побутового навантаженням (рис. 2.1 – ж/б). Від ТП-25 живлення отримує 23 будинки. Відповідно до [15] приймаємо коефіцієнт одночасності рівним 0.333, а питоме навантаження для одного будинку приймаємо рівним 10 кВт/буд. За формулою (2.4) визначаємо:

$$P_{ЖБ-25} = 23 \cdot 10 \cdot 0,333 = 76,59 \text{ кВт}.$$

Тоді, відповідно до формули (2.7), активне навантаження на ТП-25 буде становити:

$$P_{ТП-25} = 76,59 \cdot 1,4 = 108,23 \text{ кВт}.$$

Реактивну складову навантаження знаходимо за формулою (2.8):

$$Q_{ТП-25} = 108,23 \cdot 0,43 = 46,54 \text{ кВАр}.$$

Аналогічно виконуємо розрахунки навантаження на інших підстанціях з комунально-побутовими навантаженнями і отримані значення заносимо в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 - Результати розрахунків навантажень на ТП

Номер ТП	Потужність ТП, кВА	Споживачі	Активне навантаження, P_{TP} , кВт	Реактивне навантаження, Q_{TP} , кВАр
16	160	житлові будинки	162,62	68,50
15	250	житлові будинки	251,85	107,75
46	160	житлові будинки	152,23	64,02
48	160	житлові будинки, магазин	164,25	126,61
14	160	житлові будинки, дитячий садок, медпункт	164,15	124,85
45	250	житлові будинки	188,22	82,29
26	400	житлові будинки, дім культури, магазини, школа, сільська рада, адміністративні приміщення	376,25	280,48
53	25	житлові будинки, кав'ярня	26,21	17,96
12	160	житлові будинки, аптека	158,65	120,78
24	100	житлові будинки, магазини	108,28	45,12
31	63	житлові будинки	68,24	27,91
6	63	житлові будинки, магазин	61,81	46,36
25	100	житлові будинки	108,23	46,54
41	40	свиноферма	41,58	52,072
43	25	цегельний завод	33,75	40,50
30	400	тік	407,25	486,24
23	100	машино-тракторна майстерня	103,667	122,23
36	250	молочна ферма	251,17	302,18
9	160	житлові будинки	163,28	71,56
18	63	житлові будинки	68,24	28,82
8	100	житлові будинки	103,38	45,33
10	63	житлові будинки	64,15	26,19
22	40	житлові будинки	43,25	19,16
13	100	житлові будинки	104,29	43,44
7	320	млин	325,48	388,54
50	800	птахофабрика	798,56	957,48

Розрахунок навантаження на трансформаторних підстанціях для виробничих споживачів здійснюємо згідно формул (2.5) і (7.7). Наприклад, від трансформаторної підстанції 43 заживлено цегельний завод. Тоді за формулою (2.5) знаходимо:

$$P_{\text{ЦегЗав}} = \frac{62000}{2500} = 24,8 \text{ кВт}.$$

Тоді активне навантаження на ТП-43 буде становити:

$$P_{\text{ТП-43}} = 24,8 \cdot 1,4 = 33,75 \text{ кВт}.$$

Відповідно реактивне навантаження на цій підстанції буде рівне:

$$Q_{\text{ТП-43}} = 33,75 \cdot 1,2 = 40,50 \text{ кВАр}.$$

Виконаємо розрахунок трансформаторних підстанцій зі змішаним навантаженням. Від ТП-6 живлення отримує 10 будинків і магазин. Навантаження магазину відповідно до [2] становить 4 кВт, відповідно розрахункові навантаження на ТП-6 за формулами (2.6), (2.7) і (2.8) будуть рівними:

$$P_{\text{ТП-6}} = (10 \cdot 10 \cdot 0,42 + 2,4) \cdot 1,4 = 61,81 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП-6}} = 61,81 \cdot 0,75 = 46,36 \text{ кВАр}.$$

Інші навантаження розраховуються аналогічним чином, а отримані результати розрахунків для всіх ТП заносимо в табл. 2.1.

Виконаємо розрахунок загального значення навантажень ТП на лініях, який розглянемо на прикладі ділянки 8-9. На цій ділянці є 4 трансформаторні підстанції (ТП-41, ТП-43, Т-15, ТП-14). Згідно з [15] коефіцієнт одночасності для цих ТП становить $k_{od} = 0,825$. Тоді загальне активне навантаження трансформаторних підстанцій на лінії 8-9 буде рівне:

$$P_{\Sigma 9-8} = (165,13 + 252,84 + 42,56 + 34,72) \cdot 0,825 = 409,56 \text{ кВт}.$$

Аналогічним чином визначаємо сумарні навантаження ТП на інших

Таблиця 2.3 – Розрахункові результати навантажень на лініях

Ділянка лінії	Трансформаторні підстанції	Загальне навантаження ТП на лінії (P_{Σ}), кВт
1	2	3
1-2	ТП-16, ТП-46, ТП-45, ТП-48, ЗТП-7, ТП-30	1106,77
2-4 - Осій	ТП-25, ТП-24, ТП-6, ТП-9, ТП-18, ТП-8, ТП-10, ЗТП-50	1216,84
Центр	ТП-26	376,27
5-8	ТП-31, ТП-36	286,55
7-8 - Дешковиця	ТП-12, ТП-53, ТП-23, ТП-22, ТП-13	374,19
8-9	ТП-14, ТП-15, ТП-41, ТП-43	409,56
Активне навантаження на РП		3768,19

2.3 Розрахунок втрат потужності і відхилення напруги

При передачі електричної енергії від електростанцій до конкретних споживачів на всіх ділянках електромереж виникають втрати активної потужності. Ці втрати мають місце як в кабельних і повітряних електричних лініях різної напруги, так і в трансформаторах підстанцій.

Фактичні втрати в мережах енергетичної системи становлять біля 10% від електричної енергії в мережі, яка відпускається електропостачальними організаціями. Більша частина згаданих втрат припадає на втрати в лініях передачі всіх напруг і дещо менша частина припадає на трансформатори.

Втрати активної і реактивної складової потужності для трансформаторів і для ліній електропередачі можна визначити за формулами [16]:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R, \quad (2.9)$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X, \quad (2.10)$$

де ΔP , ΔQ - втрати активної і реактивної потужності, (кВт, кВАр);

P, Q – величина активного і реактивного навантаження, (кВт, кВАр);

R, X – значення активного і реактивного опорів лінії (трансформатора), Ом.

Довідникові значення параметрів ліній і трансформаторів беремо з [17] і заносимо в табл. 2.4 і 2.5.

Таблиця 2.4 - Параметри перетинів дротів ліній

Марка дроту	Питомий активний опір, Ом/км	Питомий реактивний опір, Ом/км	Розрахунковий діаметр, мм
АС-35	0,86	0,3581	8,41
А-35	0,93	0,3656	7,52
А-50	0,65	0,355	9,01
АС-50	0,64	0,3497	9,61
АС-70	0,47	0,406	11,42

Таблиця 2.5 - Параметри діючих трансформаторів

Тип трансформатора	Номинальна потужність, кВА	Втрати, кВт		ΔQ_{XX} , кВАр	U_{K3} , %	I_{XX} , %	R_T , Ом	X_T , Ом
		ΔP_{XX}	ΔP_{K3}					
ТМ-25/10	25	0,14	0,7	0,81	4,5	3,2	96,0	180
ТМ-40/10	40	0,18	0,81	1,22	4,5	3,0	55,0	112,6
ТМ-63/10	63	0,25	1,27	1,27	4,5	2,0	32,21	71,42
ТМ-100/10	100	0,35	1,98	2,61	4,5	2,6	19,72	45,0
ТМ-160/10	160	0,55	2,64	3,83	4,5	2,4	10,36	28,14
ТМ-250/10	250	0,83	3,71	5,74	4,5	2,3	5,93	18,1
ТМ-400/10	400	1,06	5,52	8,41	4,5	2,1	3,43	11,26

На рис. 2.2 і 2.3 приведено розроблені схеми заміщення для виконання

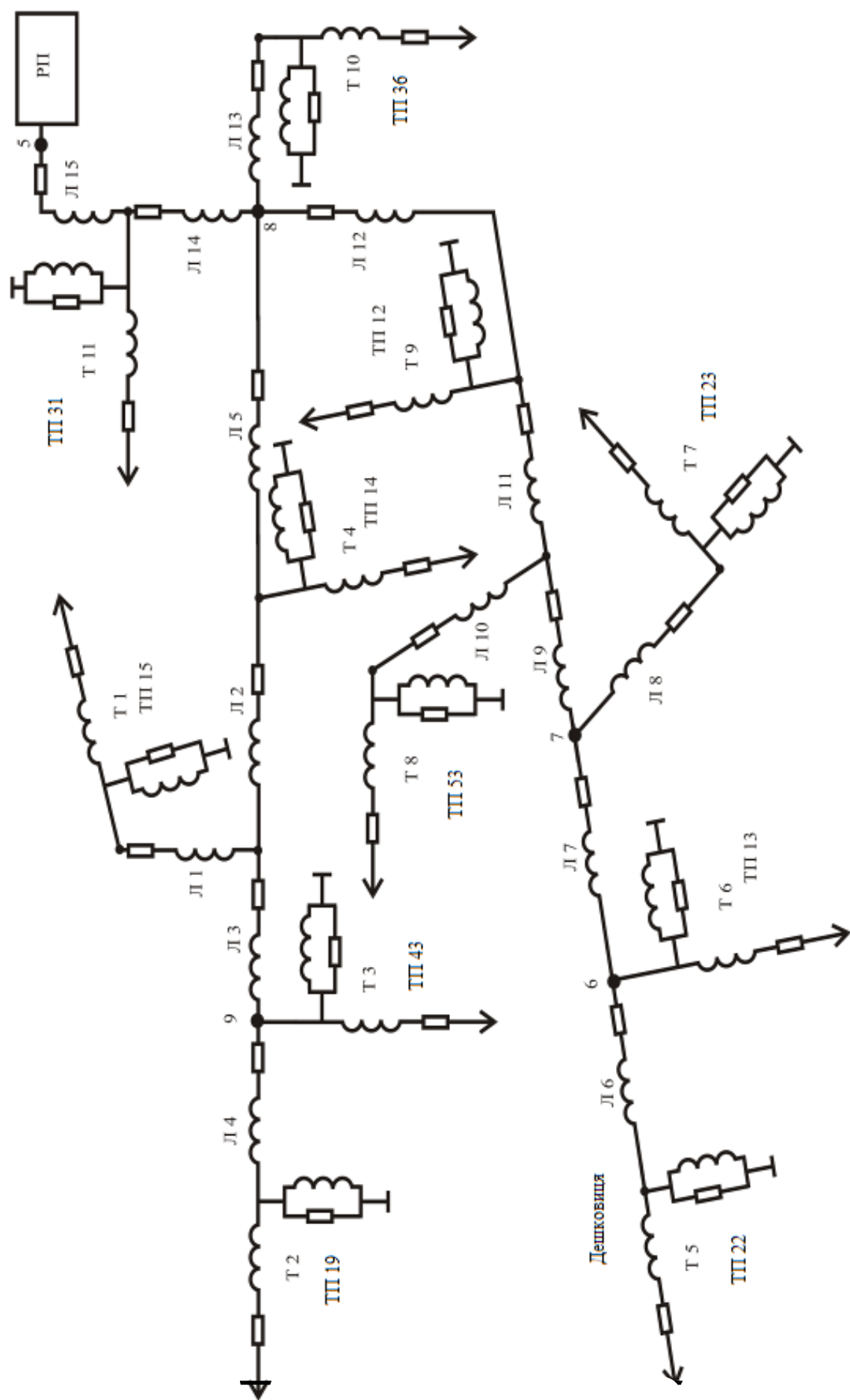


Рисунок 2.2 - Схема заміщення для розрахунку втрат в лінії Дешковиця

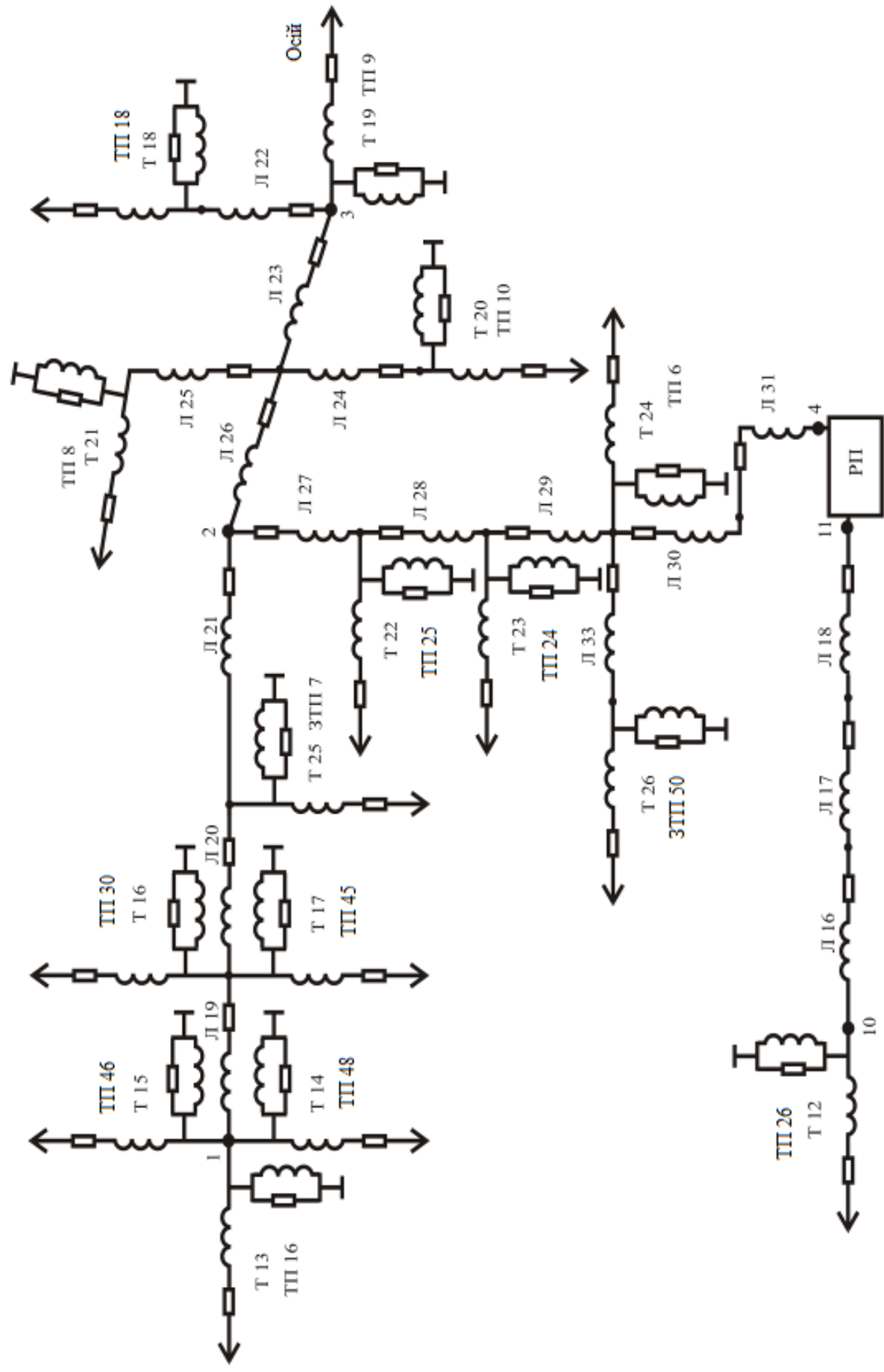


Рисунок 2.3 - Схема заміщення для розрахунку втрат в лініях Осій і Центр

Виконаємо розрахунок втрат потужності в трансформаторі Т1 трансформаторної підстанції ТП-15 на прикладі ділянці лінії 1.

Використовуючи формулами (2.9) і (2.10), визначаємо втрати активної і реактивної потужності на стороні низької напруги трансформатора:

$$\Delta P_{TP1} = \frac{252,84^2 + 108,7212^2}{10^2} \cdot 5,92 = 4484,303 \text{ Вт};$$

$$\Delta Q_{TP1} = \frac{252,84^2 + 108,7212^2}{10^2} \cdot 18 = 13634,706 \text{ ВАр}.$$

Розрахуємо потужність на стороні низької напруги трансформатора з урахуванням втрат потужності в трансформаторі [17]:

$$P_{1BH} = P_{наг} + \Delta P_{TP1} + \Delta P_{XX1}, \quad (2.11)$$

$$Q_{1BH} = Q_{наг} + \Delta Q_{TP1} + \Delta Q_{XX1}, \quad (2.12)$$

де $P_{наг}$ – величина потужності на низькій стороні трансформатора, кВт;

$\Delta P_{TP1}, \Delta Q_{XX1}$ – величина втрат потужності в трансформаторі, кВт.

Відповідно

$$P_{1BH} = 252,84 + \frac{4484,4303}{1000} + 0,82 = 258,145 \text{ кВт};$$

$$Q_{1BH} = 108,721 + \frac{13634,706}{1000} + 5,75 = 128,101 \text{ кВАр}.$$

Активні і реактивні опору на ділянці лінії визначається в залежності від її довжини [16]:

$$R = R_0 \cdot l_l, \quad (2.13)$$

$$X = X_0 \cdot l_l, \quad (2.14)$$

де R_0, X_0 – значення питомого активного і реактивного опорів лінії, Ом/км;

Відповідно

$$R_1 = 0,25 \cdot 0,85 = 0,21 \text{ Ом};$$

$$X_1 = 0,25 \cdot 0,3582 = 0,090 \text{ Ом}.$$

Визначимо втрати потужності в лінії електропередачі за формулами (2.9) і (2.10):

$$\Delta P_{Л1} = \frac{258,144^2 + 128,106^2}{10^2} \cdot 0,00021 = 0,142 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{Л1} = \frac{258,144^2 + 128,106^2}{10^2} \cdot 0,090 = 0,060 \text{ кВАр}.$$

Аналогічно визначаємо втрати потужності в інших електричних лініях і трансформаторах, а отримані результати розрахунків заносимо в табл. 2.6 і табл. 2.7.

Таблиця 2.6 – Результати розрахунку втрат потужності в трансформаторах

Номер ТП	Номер ТР	Потужність ТР, кВА	Втрати на низькій стороні		Потужність на високій стороні	
			ΔP_{TP} , кВт	ΔQ_{TP} , кВАр	P_{BH} , кВт	Q_{BH} , кВАр
1	2	3	4	5	6	7
15	1	250	4,485	1,364	258,145	128,101
19	2	40	2,431	4,974	45,183	57,248
43	3	25	2,825	5,296	37,677	40,8145
14	4	160	4,412	11,984	170,103	139,677
22	5	40	1,147	2,352	43,332	21,614
13	6	100	2,492	5,687	142,621	68,391
23	7	100	5,068	1,574	108,094	137,376
35	8	25	0,956	1,781	26,281	21,489
12	9	160	4,125	1,123	164,351	134,793
36	10	250	9,032	2,744	259,929	333,294
31	11	63	1,723	3,824	69,184	33,971
26	12	400	7,565	2,477	383,883	314,609
9	19	160	3,297	8,961	167,857	83,353

Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6	7
8	20	100	2,484	5,671	106,023	52,648
10	21	63	1,521	3,372	64,925	31,781
16	13	160	3,307	8,978	167,944	83,362
48	14	160	4,531	1,234	172,539	141,744
46	15	160	2,808	7,612	154,562	76,471
45	16	250	2,502	7,612	192,327	94,634
30	17	301	1,389	4,528	420,874	540,854
7	25	2x160	13,291	36,13	338,861	433,148
25	22	100	2,689	6,134	110,261	54,834
24	23	100	2,689	6,134	110,261	54,834
6	24	63	1,944	4,318	64,363	52,196
50	350	2x400	2,689	8,779	803,556	966,235

Втрати напруги в лінії визначаємо за формулою [16]:

$$\Delta U \% = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U^2 \cdot 1000} \cdot 100, \quad (2.14)$$

де $\Delta U \%$ - значення втрати напруги;

U - номінальна напруга лінії, кВ.

Отримані значення втрат напруги на лініях заносимо в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Результати розрахунку втрат потужності і напруги в лініях

№ лінії	Довжина лінії, км	Марка дроту	Втрати потужності		Втрати напруги, %	Загальні втрати напруги в лінії, %
			ΔP_L , кВт	ΔQ_L , кВАр		
1	2	3	4	5	6	7
1	0,25	АС-35	0,142	0,060	0,058	10,572
2	0,42	АС-35	0,019	0,008	0,018	
3	0,8	АС-35	170,46	71,833	1,394	
4	0,65	АС-35	158,54	66,806	1,455	
5	0,93	А-35	280,39	2,342	2,581	
6	0,15	АС-35	0,003	0,0009	0,005	
7	2,8	А-50	0,796	0,441	0,437	
8	1,2	А-50	0,192	0,106	0,119	
9	0,45	А-50	0,354	0,127	0,109	
10	0,45	АС-35	0,0037	0,002	0,014	

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7
11	0,45	A-50	0,425	0,237	0,119	
12	0,55	A-50	1,233	0,684	0,221	
13	0,45	A-35	0,654	0,264	0,146	
14	0,55	A-35	209,14	83,107	2,042	
15	0,55	AC-50	156,407	84,169	1,854	
16	0,35	AC-35	0,626	0,264	0,136	0,563
17	0,75	AC-50	1,128	0,605	0,254	
18	0,55	AC-50	162,31	87,331	0,183	
22	0,45	AC-50	0,156	0,009	0,024	8,251
23	0,45	AC-50	0,184	0,971	0,079	
24	0,35	AC-50	0,029	0,018	0,028	
25	0,55	AC-50	0,019	0,089	0,028	
26	2,45	AC-50	3,231	1,744	0,808	
19	0,25	AC-35	0,575	0,591	0,109	
20	0,75	AC-35	14,922	6,295	0,947	
21	0,9	A-50	23,584	13,041	1,196	
27	0,3	A-50	8,696	4,811	0,362	
28	0,45	A-50	19,147	10,582	0,774	
29	0,45	A-50	22,883	12,654	0,846	
33	0,55	AC-50	5,134	2,761	0,439	
30	0,8	AC-50	86,272	46,435	2,141	
31	0,15	AC-50	12,864	6,927	0,314	

В табл. 2.8 приведено результати розрахунку відхилення напруги для віддалених споживачів.

Таблиця 2.8 - Відхилення напруги для віддалених споживачів

Номер ТП	15	41	22	26	16
Втрата напруги, %	14,51	19,85	15,52	5,64	12,33

Виконаємо розрахунок орієнтовних втрат електроенергії за відомим методом, який враховує кількість годин найбільших втрат потужності [16]:

$$\Delta W = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau, \quad (2.15)$$

де ΔP_{Σ} - загальні втрати активної потужності, кВт;

τ - значення часу максимальних втрат, ч.

Відповідно до [16] визначаємо за графіком час максимальних втрат при $\cos \varphi = 0,8$ і кількості годин використання максимуму $T_{max} = 3500$ год.

Тоді $\tau = 2500$ год. і трати електроенергії будуть становити:

$$\Delta W = 1340,48 \cdot 2500 = 3351200 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Відповідно до нормативного документа [4] для сільськогосподарських приймачів електричної енергії регламентовані наступні діапазони відхилення напруги від номінального значення:

- для тваринницьких комплексів і птахофабрик на затискачах приймачів електроенергії допускається відхилення від -5% до + 5%;
- для інших споживачів на затискачах приймачів електроенергії допускається відхилення від -7,% до + 7,5%.

Результати розрахунків показують, що у нашому випадку більшість електроприймачів має перевищення допустимих норми втрати напруги.

2.4 Висновки до розділу 2

1. Аналізуючи результати проведених розрахунків, тенденцію поступового зростання навантаження, а також не виконання норм надійності для споживачів I і II категорій, в цій кваліфікаційній роботі пропонується виконати реконструкція мережі електропостачання селища міського типу Ільниця.

2. Найоптимальнішим варіантом для досягнення зменшення втрат потужності і зниження відхилення напруги є побудова трансформаторної підстанції глибокого вводу на напругу 35 кВ та поетапної реконструкції розподільчої мережі 10 кВ, що живить село Ільниця.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір місця розташування ПС 35/10 кВ та трансформаторів

Відповідно до рекомендацій [18] розташування трансформаторних підстанцій здійснюється поблизу центру навантажень, координати x і y якого обчислюються відповідно до наступних виразів:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n S_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_{pi}}, \quad (3.1)$$

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n S_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_{pi}}. \quad (3.2)$$

де S_{pi} – значення розрахункової потужності;

x_i і y_i – координати потужних сільськогосподарських споживачів;

n – кількість споживачів.

В розділі 2 на рис. 2.1 кваліфікаційної роботи хрестиком позначено розрахункове місце розташування проекрованої трансформаторної підстанції. Розрахований центр навантажень попадає в топографічний центр села, де на даний час є багато різноманітних споживачів. Але в розрахованому місці не доцільно та економічно не вигідно розміщувати нову підстанцію. Вирішенням цього питання може бути реконструкція наявного розподільного пристрою, який розташований на невеликій відстані від центру навантаження.

Відповідно до рекомендацій [3] в проектованому районі до споживачів I категорії відносяться молочна ферма, птахофабрика та свиноферма, а до споживачів II категорії - школа, дитячий садок, дім культури.

Для живлення споживачів I категорії на ПС 35/10 кВт необхідно встановити два трансформатора для випадку, якщо загальне розрахункове навантаження споживачів I категорії, які знаходяться на відстані менше 10 км від розглянутої ПС, рівне або більше 1100 кВА і зменшити це навантаження неможливо за рахунок приєднання певних споживачів I категорії до сусідніх підстанцій [15].

Для нашого випадку сумарне навантаження споживачів I категорії

$$1706 \text{ кВА} > 1100 \text{ кВА}.$$

Подати живлення частині споживачів від сусідніх підстанцій неможливо, відповідно на проектованій підстанції потрібно встановити два трансформатори. Так як буде встановлено два трансформатори, то проектовану підстанцію потрібно заживити з двох сторін [15]: від трансформаторної підстанції «Іршава» і трансформаторної підстанції «Мукачево».

Для вибору потужності трансформаторів необхідно обчислити загальне розрахункове навантаження за умовами роботи нормального і післяаварійного режимів. При нормальному режимі роботи необхідно дотримуватися умови співвідношення [18]:

$$2 \cdot S_T \geq S_p, \quad (3.3)$$

де S_T – значення номінальної потужності трансформатора, кВА;

S_p – розрахункове навантаження на шинах 10 кВ, кВА.

Відповідно до рекомендацій [18] допускається перевантаження 40% в післяаварійному режимі і для цього режиму повинна виконуватися умова:

де $K_{пер} = 1,4$ – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформаторів.

Округлюємо до найближчого стандартного (більшого) значення шкали потужності трансформаторів отримане розрахункове значення.

Підсумовуємо знайдені вище навантаження та отримаємо наступні значення активного і реактивного навантаження на шинах РП 10 кВ:

$$P = 2820,0372 \text{ кВт}; \quad Q = 2115,0279 \text{ кВАр}.$$

Повну потужність на трансформаторній підстанції в нормальному режимі можна визначити за наступною формулою:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (3.5)$$

Тоді

$$S_p = \sqrt{3836,091^2 + 2877,068^2} = 4707,67 \text{ кВА}.$$

З урахуванням втрат в лініях та динаміки зростання навантаження потужність на розподільному пункті буде рівна:

$$S_p = S_p \cdot k_n \cdot 1,12, \quad (3.6)$$

де k_n - коефіцієнт динаміку зростання навантаження, ($k_n = 1,3$);

1,12 - коефіцієнт, що враховує втрати в лініях.

Тоді

$$S_p = 4707,67 \cdot 1,3 \cdot 1,12 = 6854,368 \text{ кВА},$$

а потужність одного трансформатора буде рівна:

$$S_m = \frac{S_p}{2} = \frac{6854,368}{2} = 3427,184 \text{ кВА}.$$

В підсумку вибираємо два трансформатори потужністю по 4000 кВА кожен. Виконуємо перевірку трансформаторів в умовах післяаварійного режиму за формулою (3.4)

і бачимо, що ця умова не виконується.

Але, необхідно прийняти до уваги те, що від проектованої підстанції здійснюється живлення значної частини споживачів III-ї категорії за надійністю - тому при пошкодженні одного із трансформаторів невідповідальних споживачів можна буде відключити в максимум навантаження [19]. Отже, остаточно зупиняємося на виборі трансформатора потужністю 4000 кВА.

Під час максимального завантаження величину навантаження трансформаторів можна визначити за формулою:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_m}, \quad (3.7)$$

де K_3 – значення коефіцієнта завантаження.

В результаті отримаємо:

$$K_3 = \frac{6854,368}{2 \cdot 4000} \approx 0,86.$$

Отже, вибираємо два трансформатори марки ТМ-4000/35, який має такі паспортні характеристики:

$$P_{xx} = 5,3 \text{ кВт}; P_{кз} = 33,5 \text{ кВт}; U_k = 7,5\%; I_{xx} = 0,9\%.$$

3.2 Розробка умов забезпечення норм надійності споживачів

На проектованій трансформаторній підстанції планується встановити два силових трансформатора та забезпечити її двостороннім живленням. В цьому випадку еквівалентний час тривалості відключень за рік лінії живлення лінії 35 кВ, а також районної підстанції приймаємо рівною нулю, тобто $T_{п} = 0$, $T_{п/пс} = 0$ [15].

В результаті сумарна нормована еквівалентна тривалість відключення на шинах 10 кВ підстанції споживачів може бути віднесена до розподільної лінії:

де α_p – значення питомої тривалості відключень розподільної лінії 10 кВ ($\alpha_p = 0,9$);

l_p – загальна довжина розподільної лінії 10 кВ разом з відгалуженням.

Звідси можемо визначити граничну довжину ділянки розподільної лінії, яку непотрібно секціонувати і резервувати для забезпечення норми надійності:

$$l_{\text{дон}} = \frac{T_{n(10)}}{\alpha_p} = \frac{15}{0,9} \approx 16,7 \text{ км.} \quad (3.9)$$

Для реалізації проекту розглянемо два варіанти:

1) довжина розподільної лінії 10 кВ разом з відгалуженням є меншою $l_{\text{дон}} = 16,7$ км: тоді норма надійності буде виконана без прийняття додаткових заходів для підвищення надійності споживача;

2) довжина розподільної лінії 10 кВ разом з відгалуженням є більшою $l_{\text{дон}} = 16,7$ км: тоді норма надійності не виконується і необхідно застосовувати додаткові заходи для підвищення надійності споживача, зокрема секціонування і резервування.

Схема розташування відхідних ліній від трансформаторної підстанції після встановлення ПС 35/10 кВ приведена на рис 3.1.

Визначимо довжину відхідних ліній разом з відгалуженням:

$$L_1 = 0,5 + 0,5 + 0,4 + 0,9 + 0,6 + 0,2 + 0,7 + 0,4 + 0,5 + 0,4 + 1 + 2,9 + 0,1 = 9,1 \text{ км;}$$

$$L_2 = 0,6 + 1,3 + 0,5 + 0,7 + 0,2 = 3,3 \text{ км;}$$

$$L_3 = 1,2 + 0,4 + 0,4 + 0,2 + 2,4 + 0,5 + 0,3 + 0,4 + 0,4 = 6,2 \text{ км;}$$

$$L_1 < 16,7 \text{ км; } L_2 < 16,7 \text{ км; } L_3 < 16,7 \text{ км.}$$

Бачимо, що умова надійності на наших лініях виконується, тому додат-

підстанції Мукачєво повітряною лінією 10 кВ реконструювати не потрібно.

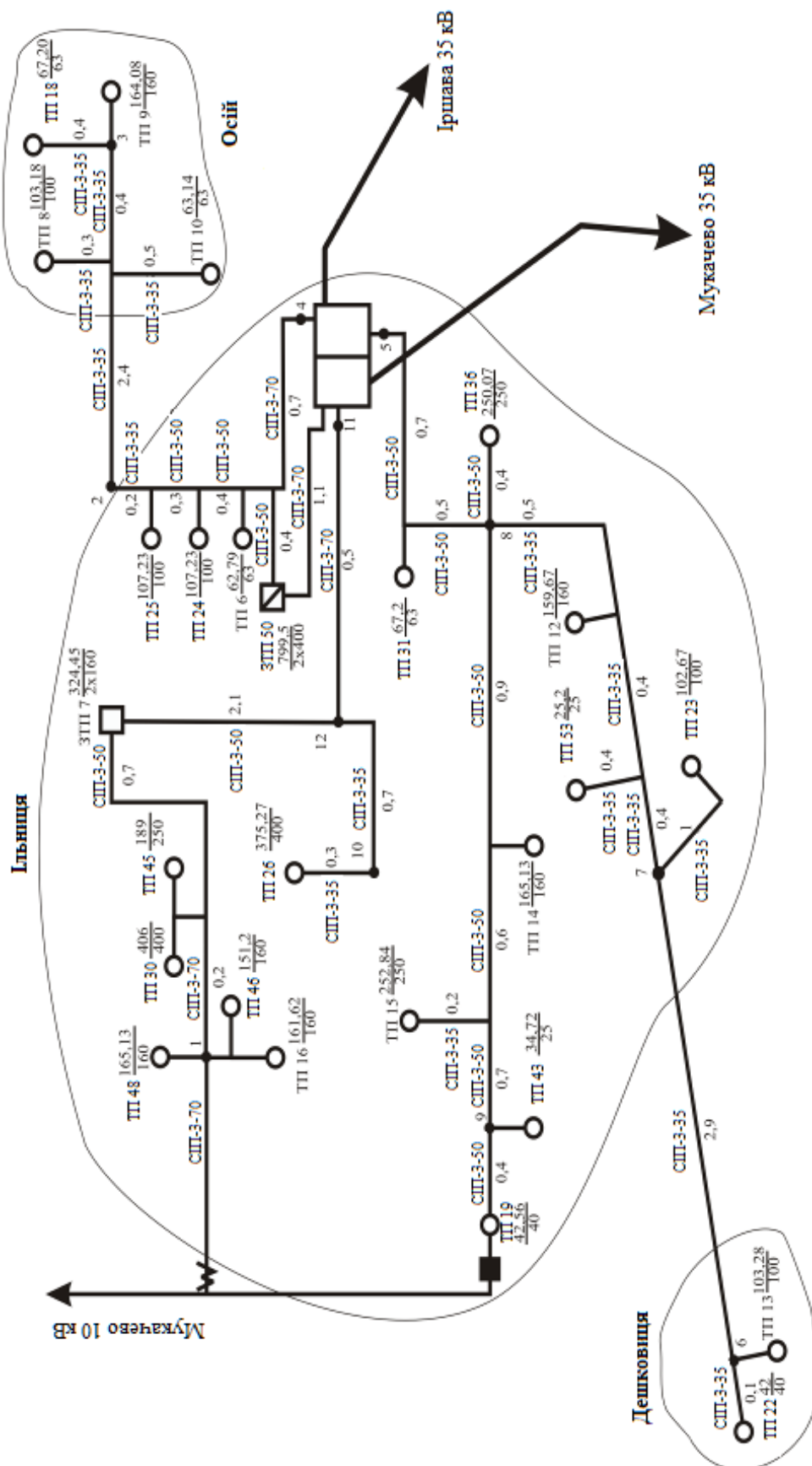


Рисунок 3.1 - Розміщення відхідних ліній після встановлення ПС 35/10 кВ

3.3 Вибір перетинів електричних проводів

Виконаємо визначення навантаження на лініях за новою схемою аналогічно до пункту 2.2 цієї роботи. Отримані значення заносимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові навантаження на лініях живлення

Ділянка лінії живлення	Трансформаторні підстанції	Загальне активне навантаження ТП на лінії (P_{Σ}), кВт
1	2	3
1-12-Центр	ТП-26, ТП-16, ТП-46, ТП-45, ТП-48, ЗТП-7, ТП-30	1482,02
11	ЗТП-50	406,18
2-4-Осій	ТП-25, ТП-24, ТП-6, ТП-9, ТП-18, ТП-8, ТП-10, ЗТП-50	887,04
5-8	ТП-31, ТП-36	285,45
7-8-Дешковиця	ТП-12, ТП-53, ТП-23, ТП-22, ТП-13	376,17
8-9	ТП-14, ТП-15, ТП-19, ТП-43	409,48
Активне навантаження на розподільному пункті		3837,19

Вибір перетинів проводів і кабелів для напруги вище 1 кВ виконуємо для випадку нормального режиму з економічних міркувань, застосовуючи метод економічних інтервалів [18].

Для визначення перетину дроту знаходимо значення розрахункового струму [18, 20]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (3.10)$$

де I_p – величина розрахункового струму, А;

S_p – розрахункова потужність на лінії, кВА;

U_p – номінальна напруга, кВ;

P_p, Q_p – розрахункові значення активного і реактивного навантаження на лінії, кВт, кВАр.

Відповідно до нормативних даних [20] приймаємо перетини електричних проводів за методом економічних інтервалів, враховуючи величину дискретності зміни стандартних параметрів електричної лінії та конкретні характеристики елементів передачі.

В нашій кваліфікаційній роботі застосуємо самонесучі ізольовані проводи (СП), які мають алюмінієві фазні струмопровідні жилами зі світлостабілізованою силанольно-зшитого поліетиленовою ізоляцією (тип СП-3). Використання таких типів ізольованих проводів значно зменшує трудові витрати при виконанні нормативних вимог відносно влаштування заземлень, а це є надзвичайно важливим питанням при розширенні або реконструкції діючих низьковольтних електромереж на металевих опорах або залізобетонних. Відповідно, в такому випадку відпадає потреба в спеціальному заземленні підвісної лінійно-зчипної арматура, а це набагато спрощує монтаж і зменшує вартість проектних робіт [21]. Також можна відзначити такі переваги самонесучих ізольованих проводів:

- захищені від перехреснування;
- на них не утворюється ожеледь;
- їх не крадуть, оскільки вони не підлягають вторинній переробці;
- ~~значно менші габарити лінії та вимоги до прокладання і експлуатації;~~

- відносно простий монтажних і час його виконання;
- висока механічна міцність;
- висока пожежна безпека, так як при перехреснуванні нема короткого замикання;
- відносно невелика вартість побудови лінії та суттєве скорочення експлуатаційних витрат;
- можна під напругою підключати користувачів і нові відгалуження;
- суттєве зниження енерговитрат в лініях з такими проводами за рахунок зменшення реактивного опору ізолюваного проводу в порівнянні з відкритим неізолюваним дротом.

Визначимо перетин дроту на прикладі ділянці лінії №1.

Обчислимо розрахунковий струм за формулою (3.10):

$$I_{p1} = \frac{\sqrt{252,84^2 + 108,72^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 16,01 \text{ A.}$$

Згідно отриманого значення струму вибираємо провід типу СП-3, який має перетин 35 мм².

Аналогічно розраховуємо перетини для інших ділянок, а отримані значення розрахункових струмів і вибраних перетинів електричних проводів заносимо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 - Перетини проводів в нормальному і післяаварійному режимах

№ ділянки	Нормальний режим		Післяаварійний режим	
	Розрахунковий струм, А	Вибраний перетин, мм ²	Розрахунковий струм, А	Вибраний перетин, мм ²
1	2	3	4	5
1	16,01	35	16,01	35
4	3,86	35	75,3	50
3	6,37	35	75,17	50
2	18,91	35	63,47	50

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4		5	
5	29,42	35	51,58		35	
6	2,69	35	2,69		35	
7	8,27	35	8,27		35	
8	9,24	35	9,24		35	
9	16,91	35	16,91		35	
10	1,89	35	1,89		35	
11	17,29	35	17,29		35	
12	24,69	35	24,69		35	
13	23,55	35	23,55		35	
14	76,13	50	5,22		35	
15	78,56	50	—		—	
16	28,08	35	28,08		35	
17	27,88	35	27,88		35	
18	107,88	70	—		—	
19	27,62	35	92,99		70	
20	63,54	50	56,96		35	
21	78,801	50	28,08		35	
22	5,22	35	5,22		35	
23	14,08	35	14,08		35	
24	7,48	35	7,48		35	
25	4,97	35	4,97		35	
26	21,61	35	21,61		35	
27	44,601	35	44,601		35	
28	66,0	50	66,0		50	
29	66,78	50	66,78		50	
30	85,49	50	—	111,53	—	70
33	37,05	35	67,78	73,1	50	50
32	37,05	35	112,53	—	70	—
35	—	—	113,57		70	
36	—	—	79,64		50	
37	—	—	191,19		95	

Дальше необхідно виконати перевірку обраних перетинів проводів для післяаварійного режиму, тобто при відключенні напруги на ділянках 30, 32, 18, 15 (рис. 3.1) – в цьому випадку живлення споживачів здійснюється резервними лініями 10 кВ від ПС Мукачево.

На прикладі ділянки електричної лінії № 14 виконаємо розрахунок післяаварійного режиму. У цьому режимі відключено навантаження на ділянку № 15 і ділянкою № 14 протікає одне навантаження від трансформаторної підстанції ТП 31. Тоді за формулою (3.10) можна визначити розрахунковий струм на цій ділянці:

$$I_{p14} = \frac{\sqrt{67,2^2 + 28,896^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,22 \text{ А.}$$

Згідно отриманого значення струму відповідно до [20] вибираємо провід типу СП-3, який має перетин 35 мм². У нормальному режимі роботи на цій ділянці було вибрано провід перетином 50 мм². Отже, в кінцевому результаті вибираємо більше із отриманих значень, відповідно на ділянці лінії № 14 залишаємо провід перетином 50 мм².

Аналогічно виконуємо розраховуємо інших ділянок, а отримані результати заносимо в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Розраховані перетини проводів марки СП-3 для ділянок лінії

№ лінії	Номінальний перетин жили, мм ²	Зовнішній діаметр, мм	Зовнішній діаметр жили, мм	Питомий активний опір, Ом/км
1	2	3	4	5
1	35	11,5	6,5	1,045
4	50	12,5	8,5	0,74
3	50	12,5	8,5	0,74
2	50	12,5	8,5	0,74

Продовження таблиці 3.3

1	2	3	4	5
5	35	11,5	6,5	1,045
6	35	11,5	6,5	1,045
7	35	11,5	6,5	1,045
8	35	11,5	6,5	1,045
9	35	11,5	6,5	1,045
10	35	11,5	6,5	1,045
11	35	11,5	6,5	1,045
12	35	11,5	6,5	1,045
13	35	11,5	6,5	1,043
14	50	12,5	8,1	0,74
15	50	12,5	8,1	0,74
16	35	11,5	6,5	1,041
17	35	11,5	6,5	1,041
18	70	14,5	9,5	0,491
19	70	14,5	9,5	0,491
20	50	12,5	8,5	0,74
21	50	12,5	8,5	0,74
22	35	11,5	6,5	1,045
23	35	11,5	6,5	1,045
24	35	11,5	6,5	1,045
25	35	11,5	6,5	1,045
26	35	11,5	6,5	1,045
27	35	11,5	6,5	1,045
28	50	12,6	8,1	0,74
29	50	12,6	8,1	0,74
30	70	14,3	9,7	0,491
33	50	12,5	8,5	0,74
32	70	14,5	9,5	0,491
35	70	14,5	9,5	0,491
36	50	12,5	8,5	0,74
37	95	16,5	11,5	0,365

Виконаємо перерахунок реактивних опорів вибраних вище перетинів проводів відповідно до формули (3.11):

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{2 \cdot D_{cp}}{d} + 0,016, \quad (3.11)$$

де x_0 - питомий реактивний опір, Ом/км;

D_{cp} - середня геометрична відстань між проводами дорівнює ($D_{cp} = 0,4$ м);

d - номінальний зовнішній діаметр жили, мм.

Підставивши в формулу (3.11) вибраний діаметр проводу, отримаємо наступні значення питомого реактивного опору:

- для перетину 35 мм²: $x_0 = 0,3133$ Ом / км;
- для перетину 50 мм²: $x_0 = 0,3032$ Ом / км;
- для перетину 70 мм²: $x_0 = 0,2919$ Ом / км;
- для перетину 95 мм²: $x_0 = 0,2824$ Ом / км.

3.4 Перевірка вибраних перетинів проводів на термічну стійкість

Виконаємо перевірку правильності вибраних перетинів проводів відповідно до формули:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (3.12)$$

де B_K – тепловий імпульс струму короткого замикання, А²·с;

I_T – значення струму термічної стійкості згідно довідника, кА;

t_T – величина допустимого часу дії струму термічної стійкості, с.

Значення теплового імпульсу струму короткого замикання можна визначити за формулою:

$$B_K = I_K^2 \cdot t_{відкл} \quad (3.13)$$

де I_K – значення струму короткого замикання, який протікає лінією, кА;

$t_{відкл}$ – значення часу відключення головного вимикача релейного захисту, с.

Приймаємо для нашого випадку час відключення $t_{\text{відкл}} = 0,6$ с.

Для різних перетинів електричних дротів марки СП-3 в табл. 3.4 приведено значення струму термічної стійкості та допустимий час його дії.

Таблиця 3.4 - Струми термічної стійкості та їх допустимий час дії

Перетин дроту, мм ²	Струм термічної стійкості, кА	Час дії струму термічної стійкості, с	Тепловий імпульс струму термічної стійкості, кА ² ·с
35,00	3,25	1,0	10,25
50,00	4,31	1,0	18,47
70,00	6,45	1,0	40,94
95,00	8,63	1,0	73,94

Проведемо розрахунок струмів короткого замикання на всіх ділянках електричних ліній. Наприклад, для ділянки 1 струм короткого замикання буде становити:

$$I_{K1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,59} = 1,65 \text{ кА.}$$

Відповідно $B_K = 1,65^2 \cdot 0,6 = 1,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$

Бачимо, що $1,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 10,21 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - умова виконується.

Отримані значення струму короткого замикання, його допустимий час дії, тепловий імпульс цього струму на всіх ділянках заносимо в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 - Струми короткого замикання на ділянках лінії

№ лінії	I_{K3} , кА	B_K , кА ² ·с	B_T , кА ² ·с
1	2	3	4
1	1,65	1,84	10,21
2	1,74	1,86	18,41

Продовження таблиці 3.5

4	1,47	1,25	18,47
3	1,56	1,45	18,47
5	2,04	2,63	10,25
6	0,89	0,46	10,25
7	0,88	0,46	10,25
8	1,24	0,98	10,25
9	1,62	1,67	10,25
10	1,83	1,95	10,86
11	2,19	2,65	10,25
12	2,46	3,63	10,25
13	2,72	4,45	18,47
14	3,24	5,94	18,47
15	4,96	14,72	18,47
16	2,58	3,95	10,25
17	2,96	5,35	10,25
18	4,79	13,52	40,94
19	1,73	1,73	40,94
20	1,76	1,83	18,48
21	2,17	2,56	18,48
22	1,13	0,75	10,25
23	1,13	0,75	10,25
24	1,17	0,76	10,25
25	1,14	0,78	10,25
26	1,29	0,97	10,24
27	2,87	4,88	10,24
28	3,15	5,85	18,47
29	3,58	7,61	18,47
30	4,37	11,42	40,94
33	3,54	7,64	18,47
32	3,76	8,37	40,94

3.4 Висновки до розділу 3

1. Проведений аналіз показав, що в розрахованому центрі навантажень не вигідно розміщувати нову підстанцію, доцільніше виконати реконструкцію наявного розподільного пристрою, який розташований близько від центру навантаження.

2. Відповідно до виконаних розрахунків було вибрано два трансформатори потужністю по 4000 кВА кожен.

3. Проведені розрахунки показали, що умова надійності на діючих лініях виконується, тому додаткових заходів для підвищення надійності приймати не потрібно.

4. Проведено вибір перетинів проводів і кабелів для напруги вище 1 кВ виконуємо для випадку нормального режиму з економічних міркувань методом економічних інтервалів, зокрема обрано самонесучі ізольовані проводи марки СП-3.

5. Виконана перевірка на термічну стійкість підтвердила правильність вибраних перетинів проводів.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Основні задачі в галузі охорони праці

Створення нормальних і безпечних умов праці - одна із головних передумов її продуктивності. В процесі розвитку промисловості в Україні передбачено створення належних умов для ліквідації виробничого травматизму і захворюваності.

З метою подальшого поліпшення умов праці та усунення виявлених недоліків в галузі охорони праці і техніки безпеки на діючих підприємствах необхідно виділяти достатні кошти на забезпечення здорових умов праці, закупівлю спецодягу та технічних засобів, а також на підвищення технічних знань і виробничої кваліфікації працівників.

Охорона праці - це система законодавчих актів і відповідних їм соціально-економічних, організаційних, технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, що забезпечують безпеку, збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці [22].

Впровадження у виробничий процес організаційно-технічних заходів сприяє виключенню впливу на працівників несприятливих і небезпечних виробничих факторів, зменшення до допустимих нормативних значень впливу негативних і шкідливих виробничих факторів.

Охорона праці на сьогоднішній день передбачає вирішення таких основних завдань:

- навчання працівників безпечним умовам праці та роз'яснення питань в галузі охорони праці;
- забезпечення безпеки виробничих приміщень;
- забезпечення безпеки виробничого обладнання;

- забезпечення безпеки виробничих процесів;
- забезпечення працівників індивідуальними засобами захисту;
- створення нормальних санітарно-гігієнічних умов;
- створення безпечних і комфортних умов праці та відпочинку для працівників;
- забезпечення санітарно-побутового обслуговування працівників.

На даний час в Україні розроблено необхідну базу для масового впровадження електричної енергії в усі галузі промисловості, завдяки чому промисловість та сільське господарство стали високо механізованими і електрифікованими. Наявність великої кількості електроустаткування на підприємстві може приводити до випадків виникнення електричного травматизму. Згідно статистичних даних щодо загальної кількості нещасних випадків на виробництві електротравми становлять від 0,5 до 1%, зі смертельними наслідками - від 20 до 40% (від 60 до 80% смертельних випадків припадають на ураження електричним струмом в електроустановках напругою до 1000 В). Біля 30 відсотків нещасних випадків припадає на порушення правил техніки безпеки, а понад 60 відсотків потерпілих складають працівники не електротехнічних професій [23].

Для виправлення описаного становища, відповідно до Закону України «Про охорону праці» [24], Кабінет Міністрів України затвердив Національну програму щодо поліпшення стану безпеки, гігієни праці та виробничого середовища. Основною метою цієї програми є створення державної системи управління охороною праці з метою сприяння при вирішенні питань правового, матеріально-технічного і організаційного забезпечення охорони праці.

Головні принципи законодавства з охорони праці базуються на положеннях, які закріплені в Конституції України, відповідних державні актах, постановах Кабінету Міністрів, галузевих правилах і інструкціях, наказах міністерств і відомств, а також інших нормативних акти з охорони праці [53].

Відповідно до «Кодексу Законів про працю» і закону «Про охорону праці» адміністрація підприємств, установ, організацій усіх форм власності повинна вжити необхідні обов'язкові заходи для поліпшення умов праці працівників, усунення небезпечних і шкідливих факторів, впроваджуючи механізацію і автоматизацію виробничих процесів, знижуючи рівень запиленості і загазованості повітря, інтенсивності шуму, вібрації, шкідливого випромінювання [26, 27].

4.2 Розрахунок пристрою блискавкозахисту підстанції

Блискавкозахист представляє собою комплекс захисних пристроїв, які призначені для забезпечення здоров'я людей, цілісності будівель та споруд, устаткування та матеріалів від можливих вибухів, пожежі і руйнування, що можуть виникнути при ударі блискавки [28].

Захист від направлених ударів блискавки виконується стрижневими громовідводами висотою $h < 150$ м, які розміщують окремо. Торцеві області зони захисту в цьому випадку визначаються в якості зон одиночних стрижневих блискавковідводів [29]. Висоту блискавковідводів приймаємо $h = 13$ м, а відстань між ними згідно плану становить $L = 15,3$ м.

Захисна зона одиночного стрижневого блискавковідводу висотою h є конструкцією з кругового конусу, вершина якого знаходиться на висоті $h_0 < h$. На рівні землі конструкція зони захисту утворює коло радіусом r_0 . На висоті h_x , де здійснюється захист будівлі, горизонтальний переріз зони захисту являє собою коло радіусом r_x . Загальні габаритні розміри захисної зони можна розрахувати відповідно за формулами [29]:

$$h_0 = 0,92 \cdot h, \quad (4.1)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (4.2)$$

Внутрішні області захисної зони подвійного стрижневого блискавко-відводу, якщо виконується умова $L \leq h$, будуть мати такі габаритні розміри:

$$h_c = h_0, \quad (4.4)$$

$$r_{cx} = r_x, \quad r_c = r_0, \quad (4.5)$$

де h_c - висота внутрішньої захисної зони, м;

r_c - радіус внутрішньої захисної зони на рівні землі, м;

r_{cx} - радіус внутрішньої захисної зони на висоті об'єкта, для якого виконується захист, м.

Висота трансформатора в нашому проєкті $h_c = 5,2$ м. Згідно з формулами (4.1 - 4.5) виконаємо розрахунок габаритних розмірів нашого блискавко-захисту. В результаті отримаємо:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 13 = 11,96 \text{ м},$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 13 = 19,5 \text{ м},$$

$$r_x = r_{cx} = 1,5 \cdot \left(13 - \frac{5,2}{0,92} \right) = 11 \text{ м}.$$

На рис. 4.1 приведено результати розрахунку і побудови зони захисної зони. Бачимо, що все обладнання попадає в захисну зону встановлених блискавковідводів.

4.3 Розрахунок заземлюючих пристроїв

Захисне заземлення – це заземлення частин електричної установки з метою забезпечення електричної безпеки. Головне призначення захисного заземлення полягає у забезпеченні між корпусами обладнання, яке захищається, і землею електричного з'єднання з дуже малим опором для зниження до безпечного значення рівня напруги дотику під час замикання на корпус цього електрообладнання [28].

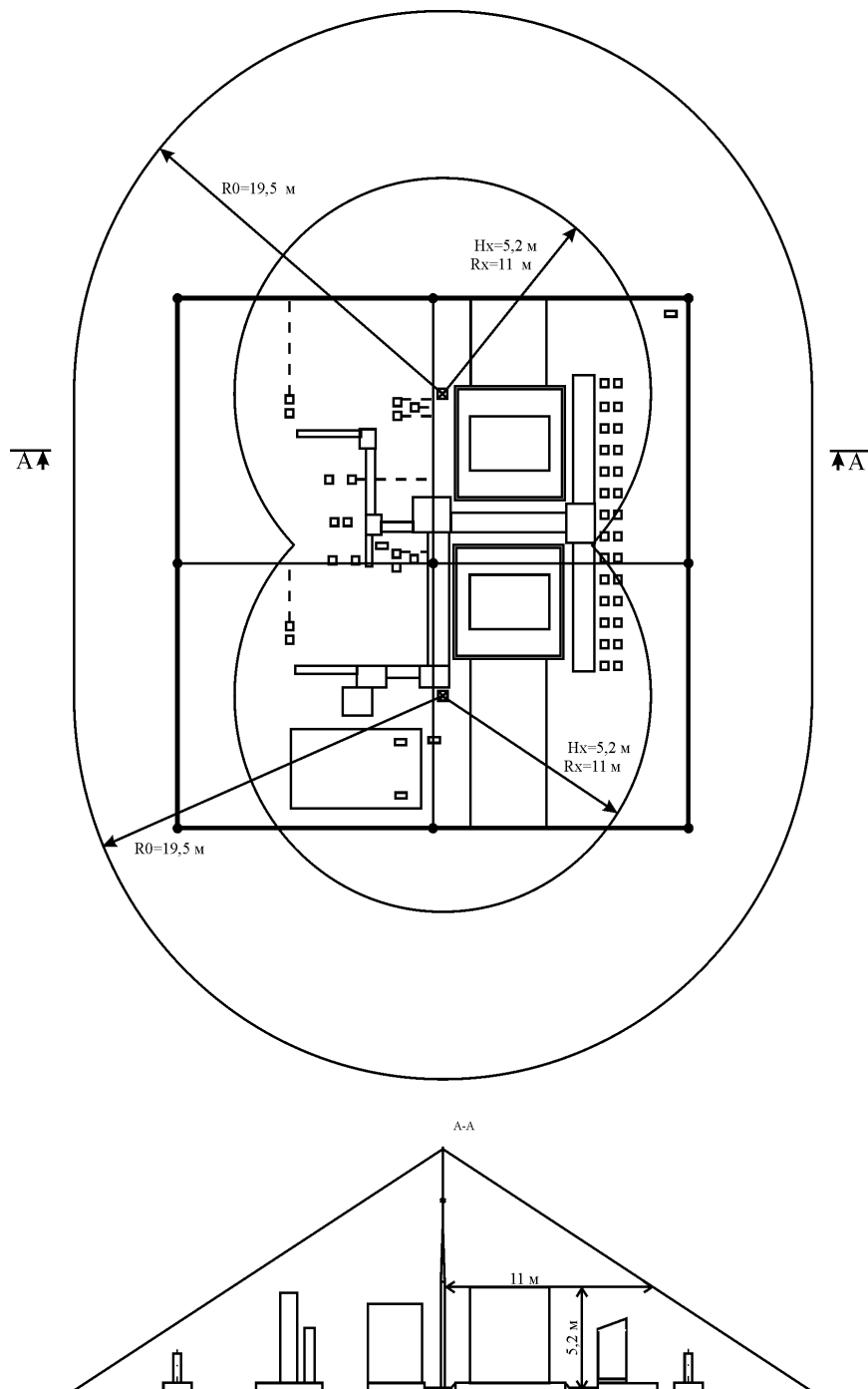


Рисунок 4.1 – Розташування заземлення та громовідводів

Згідно «Правил улаштування електроустановок» в електроустановках напругою від 6 до 35 кВ з ізолюваною нейтраллю постійний опір заземлюючого повинен становити не більше:

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3} \leq 4 \text{ Ом}, \quad (4.6)$$

де I_3 – розрахунковий струм замикання на землю, який можна визначити за довжиною електрично зв'язаних кабельних ліній (l_k), повітряних ліній (l_n) і напруги мережі ($U_{ном}$):

$$I_3 = \frac{U_{ном} \cdot l_n}{350}. \quad (4.7)$$

Визначимо розрахунковий струм в мережі:

$$I_3 = \frac{35 \cdot 10,2}{350} = 1,2 \text{ A}.$$

Підставимо значення розрахунковий струму в формулу (4.6) і отримаємо:

$$R_3 = \frac{250}{1,2} = 245 \text{ Ом}.$$

З отриманого результату бачимо, що умова (4.6) не виконується, тому на підстанції потрібно застосувати контурне заземлення.

Використовуючи еквівалентний опір ґрунту, розрахуємо опір вертикальних і горизонтальних елементів складного заземлювача, які потрібно розмістити в землі з неоднорідною електричною структурою. Еквівалентний питомий опір ґрунту для сітчастих електродів відповідно до [28] приймаємо рівним $\rho = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Опір заземлювача підстанції буде виконано у вигляді сітки, у якій відстань між стрижнями в два рази більша за їх довжину і складається з вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами, можна розрахувати за емпіричною формулою [30]:

$$R = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n \cdot l} \right), \quad (4.8)$$

де A – коефіцієнт, який обчислюється за значенням $\frac{1}{\sqrt{S}}$;

S – площа, яку займає заземлювач, м^2 ;

l – довжина електрода, м ;

n – кількість електродів.

Довжину електродів приймаємо рівною 3 м, тоді загальну кількість електродів можна визначити за формулою з [29]:

$$n = \frac{L}{3}. \quad (4.9)$$

$$n = \frac{27}{3} = 9.$$

Приймаємо до встановлення 9 електродів.

Дальше визначимо коефіцієнт А:

$$\frac{1}{\sqrt{S}} = \frac{3}{\sqrt{27 \cdot 27}} = 0,11 \text{ м}^2.$$

Згідно [58] для $1/\sqrt{S} = 0,11 \text{ м}^2$ $A = 0,37$.

Тоді за формулою (4.8) визначаємо опір заземлювача:

$$R = 50 \cdot \left(\frac{0,37}{\sqrt{27 \cdot 27}} + \frac{1}{27 + 9 \cdot 3} \right) = 1,61 \text{ Ом}.$$

Бачимо, що умова (4.6) виконується.

Все обладнання на підстанції встановлено на бетонних фундаментах, який є доволі якісним заземлювачем [29]. Розраховані вище 8 заземлювачів розміщуємо по контуру підстанції, чотири з них з'єднуємо з заземлюючими смугами, до яких приєднуємо електричне обладнання. Дев'ятий заземлювач встановлюємо на перетині цих смуг, відповідно грозозахисний опір підстанції буде меншим розрахованого значення 1,16 Ом, що дозволить підвищити безпеку персоналу підстанції та забезпечити надійність її обладнання. Розташування заземлювачів приведено на рис. 4.1.

4.4 Висновки до розділу 4

1. Однією із важливих гарантій забезпечення охорони праці та безпеки працівників на виробництві є суворий нагляд і контроль за дотриманням законодавства про працю.

2. Проведено розрахунок та виконано побудову захисної зони, де все обладнання підстанції попадає в захисну зону встановлених блискавковідводів.

3. Виконаний розрахунок заземлюючих пристроїв відповідає нормативному значенню ПУЕ, тобто гарантує безпеку для персоналу підстанції та забезпечує надійність її обладнання.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. В результаті проведених досліджень в кваліфікаційній роботі було запропоновано вирішення поставленої задачі, зокрема проведено реконструкцію системи електропостачання селища міського типу

2. Виконаний літературний огляд діючих схем електропостачання сільськогосподарських споживачів показав, що в умовах оновлення застарілого мережевого обладнання на сучасне, застосування розподіленої генерації є актуальною задачею.

3. За результатами проведених розрахунків було прийнято рішення виконати реконструкцію мережі електропостачання селища міського типу Ільниця і найоптимальнішим варіантом для досягнення зменшення втрат потужності і зниження відхилення напруги є побудова трансформаторної підстанції глибокого вводу на напругу 35 кВ та поетапної реконструкції розподільчої мережі 10 кВ.

4. Було виконано реконструкцію наявного розподільного пристрою, який розташований близько від центру навантаження та згідно проведених розрахунків вибрано два трансформатори потужністю по 4000 кВА.

5. Проведено вибір перетинів проводів і кабелів для напруги вище 1 кВ за методом економічних інтервалів, а виконана перевірка на термічну стійкість підтвердила правильність вибраних перетинів проводів.

6. Проведено розрахунок та побудовано захисну зону з блискавковідводами, куди попадає все обладнання підстанції, а виконаний розрахунок заземлюючих пристроїв гарантує безпеку для персоналу підстанції та забезпечує надійність її обладнання.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. 1. Енергетична стратегія України на період до 2030 року та дальшу перспективу. [Електронний ресурс] / Режим доступу: <http://www.mpe.energy.gov>
2. ГОСТ 13109-97. Електрична енергія. Сумісність технічних засобів. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення. – Київ: Технічний комітет зі стандартизації в галузі електромагнітної сумісності технічних засобів. – 1999
3. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: Навч. посібник. / В.А. Лушкін, І.Г. Абраменко, І.В. Барбашов та ін. – Харків: ХНАМГ. – 2012.
4. Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах. [Текст] / Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. // Технічна електродинаміка. – 2011. – №1. – С. 46–51.
5. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи. Підручник / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015.
6. Мартиненко І.І., Лисенко В.П., Тищенко Л.П., Лукач В.С. Проектування систем електрифікації та автоматизації сільського господарства. Підручник. – К: Вища школа, 1999. – 201 с
7. Основи охорони праці: підручник для студентів вищих навчальних закладів // За ред. д.т.н., проф. М.П. Гандзюка - К.: Каравела, 2003. - 408 с