

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО
Факультет енергетики і комп'ютерних технологій

«На правах рукопису»
УДК 621.3

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики
та електротехнологій
к.т.н., доц.  Юлія Постол
« 16 » червня 2026 року

Пояснювальна записка

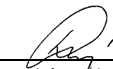
до кваліфікаційної роботи
здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

**на тему: Реконструкція інфраструктури енергозабезпечення
комплексу ВРХ підприємства "Агросервіс" Балаклійської
громади Харківської області**

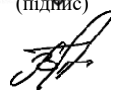
21ЕЕД.10443557.02.26.310000ПЗ

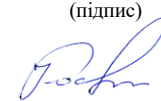
Виконав: студент 4 курсу, 41 ЕЕ групи
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка
Освітня програма : Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка


(підпис) М. О. Зайдель

Керівник, к.т.н, доцент 
(підпис) С. М. Дудніков

Консультант, к.е.н., доцент 
(підпис) С.Р. Плотніченко

Нормоконтролер, к.т.н., доц. 
(підпис)

Рецензент 
Н. Г. Косуліна

Запоріжжя, 2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО

Факультет енергетики і комп'ютерних технологій
Кафедра електроенергетики і електротехнологій
Рівень вищої освіти: другий (магістерський)
Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електроенергетики і електротехнологій
к.т.н., доц. _____ Юлія Постол
« 27 » лютого 2026 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧУ

Зайдель Михайлу Олеговичу

1. Тема роботи: Реконструкція інфраструктури енергозабезпечення комплексу ВРХ підприємства "Агросервіс" Балаклійської громади Харківської області.

керівник роботи: Дудніков С. М., к.т.н., доцент.

затверджені наказом ректора університету від 29 вересня 2025 року № 522-С.

2. Строк подання здобувачем роботи: 16 червня 2026 року.

3. Вихідні дані до роботи: статистичні дані району електропостачання, технічне завдання на кваліфікаційну роботу, матеріали виробничих та переддипломних практик, нормативні документи, науково-технічна література, електронні ресурси та ін.

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

Вступ.

1. Вплив вітроенергетичної її установки на якість виробленої електричної енергії.

2. Дослідження електромагнітної сумісності споживачів локальної електричної мережі.

3. Методи підвищення якості електричної енергії в локальній електричній мережі з вітроенергетичними установками.

4. Економічне обґрунтування запропонованих рішень.

Висновки

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

1. Комплекс ВРХ. Система енергозабезпечення. Схема електрична розташування.
2. Комплекс ВРХ. Система енергозабезпечення. Схема електрична принципова.
3. Комплекс ВРХ. Система енергозабезпечення. Розрахунки.
4. Комплекс ВРХ. Система захисного контуру підстанції. Розрахунки.
5. Комплекс ВРХ. Система енергозабезпечення. Схема енергетична функціональна
6. Комплекс ВРХ. Системи енергозабезпечення. Техніко-економічні розрахунки. Таблиця.

6. Консультанти розділів (підрозділів) роботи

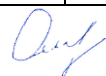
Розділ (підрозділ)	П.І.Б, посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
4	Плотніченко С.Р., к.е.н., доцент	 10.06.26	10.06.26

7. Дата видачі завдання: 27 грудня 2024 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

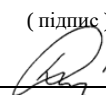
Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1. Загальний аудит сільськогосподарського підприємства «АГРОСЕРВІС».	14.04.2026 р.	виконано
2. Проектування системи електропостачання	28.04.2026 р.	виконано
3. Проектування ліній електропостачання 0,38 кВ.	10.05.2026 р.	виконано
4. Проект реконструкції підприємства «АГРОСЕРВІС» з використанням відновлюваних джерел.	25.05.2026 р.	виконано
5. Техніко- економічне обґрунтування проекту	10.06.2026 р.	виконано
6. Охорона праці під час обслуговування системи енергопостачання «АГРОСЕРВІС».	15.06.2026 р.	виконано
7. Підпис керівником роботи.	16.06.2026 р.	
8. Підпис завідувачем кафедри.	16.06.2026 р.	

Здобувач вищої освіти



М. О. Зайдель

Керівник роботи, к.т.н., доцент

(підпис)

(підпис)

С. М. Дудніков

№ рядка	Формат	Позначення	Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1	A4	21ЕЕД.10443557.02.26.310000ПЗ	Реконструкція інфраструктури			
2			енергозабезпечення комплексу			
3			ВРХ підприємства			
4			"Агросервіс" Балаклійської			
5			громади Харківської області.	94		
6	A1	21ЕЕД.10443557.02.26.310000Э7	Комплекс ВРХ. Система		—	
7			енергозабезпечення. Схема електрична			
8			розташування.	1		
9	A1	21ЕЕД.10443557.02.26.210000Э3	Комплекс ВРХ. Система			
10			енергозабезпечення. Схема електрична			
11			принципова.	1		
12	A1	21ЕЕД.10443557.02.26.210000PP	Комплекс ВРХ. Система			
13			енергозабезпечення. Розрахунки.	1		
14	A1	21ЕЕД.10443557.02.26.310000PP	Комплекс ВРХ. Система захисного контуру			
15			підстанції. Розрахунки.	1		
16	A1	21ЕЕД.10443557.02.26.410000Э2	Комплекс ВРХ. Система			
17			енергозабезпечення. Схема енергетична			
18			функціональна.	1		
19	A1	21ЕЕД.10443557.02.26.110000ТБ	Комплекс ВРХ. Системи розрахунки.			
20			енергозабезпечення. Техніко-економічні			
20			розрахунки. Таблиця.	1		
22						
23						
24						
				21ЕЕД.10443557.02.26.310000ПЗ		
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	Відомість технічного проєкту	
Розроб.		Зайдель М.О.		13.06.26		
Перев.		Дудніков С.М.		14.06.26		
						
Н.контр.		Гулевський В.Б.		14.06.26		
Затв.		Постол Ю.О.		16.06.2	ТДАТУ, 2026	
					Літ.	Аркуш
						1
					Аркушів	1

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота Зайдель Михайло Олеговича на тему: «Реконструкція інфраструктури енергозабезпечення комплексу ВРХ підприємства "Агросервіс" Балаклійської громади Харківської області» з розробкою підвищення надійності системи енергозабезпечення комплексу ВРХ за рахунок впровадження біоенергетичного комплексу: кваліфікаційний проєкт; Запоріжжя : ТДАТУ. 2026. 93 с.

Обсяг кваліфікаційного проєкту – 94 аркушів, кількість рисунків - 8, кількість таблиць – 7

У роботі проведено аналіз сучасного стану та перспектив розвитку відновлюваної енергетики в Україні, розглянуто можливості використання біомаси для підвищення енергетичної незалежності агропромислових підприємств. Виконано розрахунок електричних навантажень тваринницького комплексу ВРХ, розроблено систему електропостачання на базі трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, джерела безперебійного живлення та біоенергетичного комплексу.

Проведене техніко-економічне обґрунтування підтвердило ефективність запропонованих технічних рішень. Обґрунтований строк окупності проєкту становить близько 6 років.

У розділі охорони праці розроблено заходи щодо забезпечення безпечної експлуатації електроустановок і біогазового комплексу, виконано перевірку систем занулення та захисного заземлення.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, БІОЕНЕРГЕТИЧНИЙ КОМПЛЕКС, БІОГАЗОВА УСТАНОВКА, ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, БІОМАСА, ТВАРИННИЦЬКИЙ КОМПЛЕКС.

ABSTRACT

Qualification Thesis by Mykhailo Olehovych Zaidel entitled "Reconstruction of the Energy Supply Infrastructure of the Cattle Breeding Complex of Agroservice Enterprise in the Balakliia Community of Kharkiv Region" with the development of measures aimed at improving the reliability of the power supply system of the cattle breeding complex through the implementation of a bioenergy complex: qualification project. Zaporizhzhia: Dmytro Motornyi Tavria State Agrotechnological University, 2026. 93 p.

The qualification project consists of 93 pages, including 8 figures and 7 tables.

The thesis analyzes the current state and development prospects of renewable energy in Ukraine and examines the possibilities of biomass utilization to improve the energy independence of agricultural enterprises. Electrical load calculations for a cattle breeding complex were carried out, and a power supply system based on a 10/0.4 kV transformer substation, an uninterruptible power supply (UPS), and a bioenergy complex was designed.

A feasibility study confirmed the effectiveness of the proposed technical solutions. The calculated payback period of the project is approximately 6 years.

The occupational safety section presents measures aimed at ensuring the safe operation of electrical installations and the biogas complex, including verification of the neutral grounding system and protective earthing devices.

Keywords: POWER SUPPLY, BIOENERGY COMPLEX, BIOGAS PLANT, RENEWABLE ENERGY SOURCES, BIOMASS, LIVESTOCK COMPLEX.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1. ЗАГАЛЬНИЙ АУДИТ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКОГО ПІДПРИЄМСТВА «АГРОСЕРВІС»	11
1.1. Територіальна адреса, географічне положення та кліматичні умови.....	11
1.2. Характеристика джерел струму.....	13
1.3. Характеристика споживачів.....	13
2. ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	17
2.1. Визначення відхилення напруги у споживачів та допустимої втрати напруги в мережі 0,38 кВ.....	17
2.2. Розрахунок радіуса електропередачі схеми електропостачання підприємства.....	18
2.3. Розрахунок необхідної кількості підстанцій на території підприємства та вибір місця їх розташування.....	19
2.4. Вибір типу підстанції.....	21
3. ПРОЕКТУВАННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ 0,38 кВ.....	26
3.1. Проект навантаження ліній 0,38 кВ.....	26
3.2. Вибір перерізу проводів ліній електропередач.....	32
3.3. Розрахунок навантаження вуличного та зовнішнього освітлення.....	36
3.4. Розрахунок навантаження підстанції та вибір номінальної потужності трансформатора.....	41
3.5. Перевірка коливання напруги при пуску асинхронного електродвигуна з короткозамкненим ротором.....	44
3.6. Розрахунок втрат напруги в лініях 0,38 кВ.....	47
4. ПРОЕКТ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДПРИЄМСТВА «АГРОСЕРВІС» З ВИКОРИСТАННЯМ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ	52
4.1 Побудова енергосистеми з урахуванням біогазової установки.....	52
4.2 Розрахунок гноєприймача.....	54
4.3 Розрахунок ємності реактора.....	55
5. ТЕХНІКО- ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ	59

5.1. Капіталовкладення у мережу 0,4 кВ.....	60
5.2. Визначення річних експлуатаційних витрат.....	62
5.3. Порівняльна оцінка техніко-економічних варіантів енергопостачання..	67
5.4. Техніко-економічна оцінка використання вітрової енергетичної установки.....	71
5.5. Техніко-економічна оцінка геліоенергетичної установки.....	73
6. ОХОРОНА ПРАЦІ ПІД ЧАС ОБСЛУГОВУВАННЯ СИСТЕМИ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ «АГРОСЕРВІС».....	77
6.1 Заходи безпеки під час експлуатації біогазових установок.....	77
6.2. Розрахунок захисного заземлення трансформаторної підстанції.....	79
6.3. Перевірка заземлювальних пристроїв та вимоги до обслуговуючого персоналу.....	84
6.4. Вимоги до персоналу, який обслуговує електроустановки.....	86
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ.....	88
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	90

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний розвиток енергетичного сектору України відбувається в умовах необхідності підвищення рівня енергетичної безпеки, зменшення залежності від викопних паливних ресурсів та забезпечення надійності електропостачання споживачів [1-4]. На відміну від країн Європейського Союзу, де трансформація енергетики здійснювалася поступово протягом тривалого часу, в Україні процес структурної перебудови енергетичної галузі значно прискорився внаслідок воєнних подій та масштабних пошкоджень об'єктів енергетичної інфраструктури.

Протягом останніх років енергетична система України зазнала суттєвих втрат генерувальних потужностей, що негативно вплинуло на можливості забезпечення споживачів електричною енергією та підвищило вимоги до надійності функціонування локальних систем електропостачання (рис. 1).

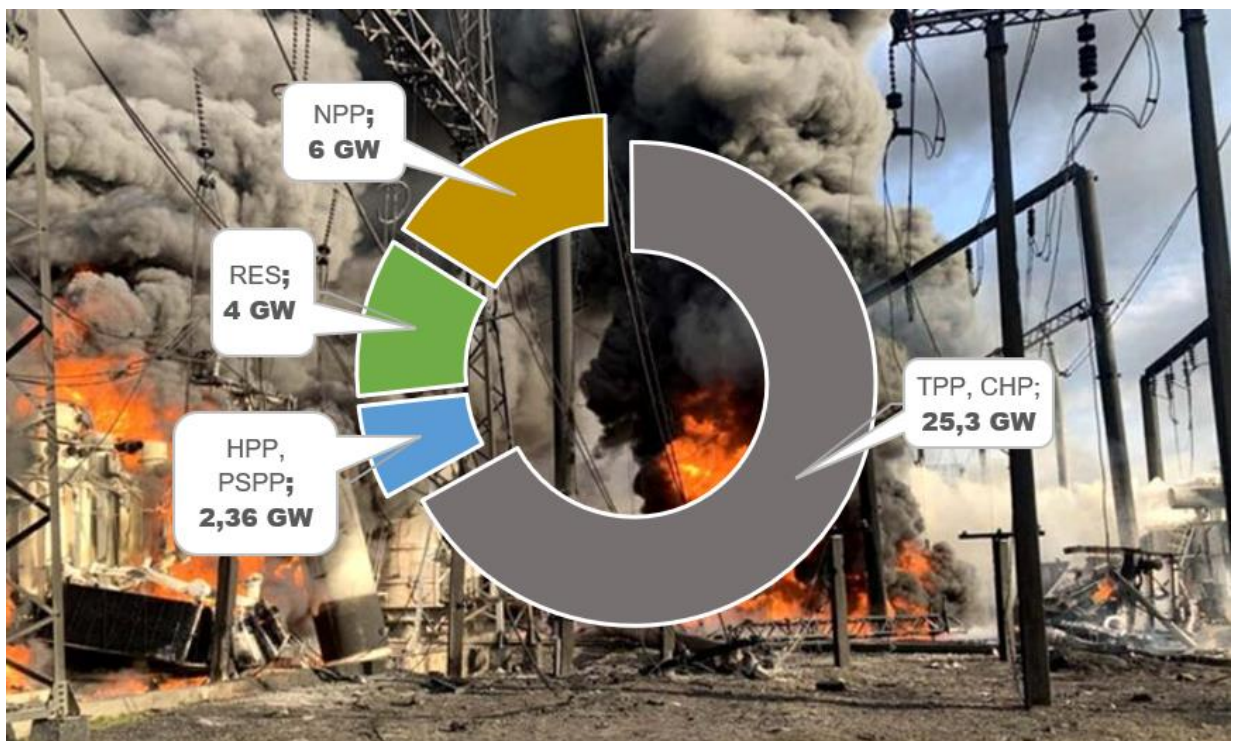


Рисунок 1.1 - Рівень пошкодження енергетичної системи України [5].

За таких умов особливої актуальності набуває впровадження децентралізованих джерел генерації, здатних частково компенсувати дефіцит електроенергії та підвищити енергетичну стійкість підприємств.

Одним із перспективних напрямів розвитку сучасної енергетики є використання відновлюваних джерел енергії. Їх застосування дозволяє не лише скоротити споживання традиційних паливно-енергетичних ресурсів, а й підвищити екологічну безпечність виробництва [6, 7]. Відповідно до стратегічних програм розвитку енергетичного сектору України, у найближчі десятиліття очікується суттєве збільшення частки електроенергії, яка вироблена із сонячної, вітрової та біоенергетичної сировини (рис 1.2).

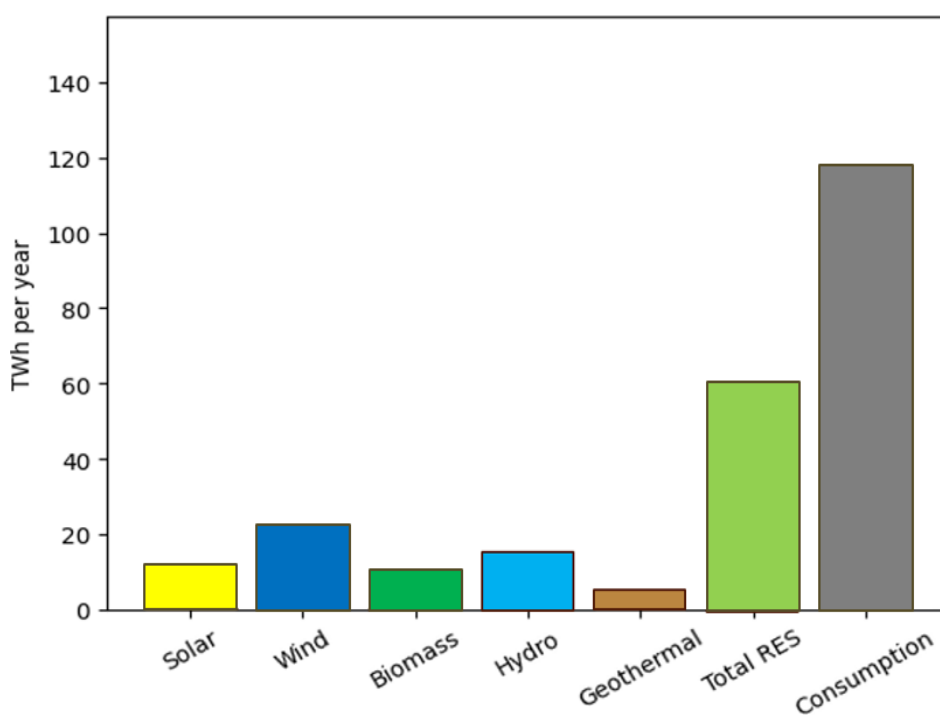


Рисунок 1.2 – Прогнозні обсяги виробництва електроенергії з відновлюваних джерел в Україні у 2035 році, *TВт·год/рік*.

Особливий інтерес для агропромислового комплексу становить біоенергетика, оскільки сільськогосподарські підприємства володіють значним ресурсним потенціалом для виробництва біогазу та біометану з органічних відходів

тваринництва і рослинництва. Використання біоенергетичних комплексів забезпечує комплексне вирішення одразу декількох завдань: утилізацію органічних відходів, виробництво електричної та теплової енергії, скорочення витрат на енергоресурси та зменшення негативного впливу на навколишнє середовище.

Для тваринницьких підприємств впровадження біогазових установок є одним із найбільш ефективних способів підвищення енергетичної автономності та надійності електропостачання. Поєднання традиційних джерел живлення із локальними біоенергетичними комплексами дозволяє створювати сучасні системи електропостачання з підвищеним рівнем надійності та енергоефективності.

У зв'язку з цим актуальним є дослідження можливостей модернізації систем електропостачання агропромислових підприємств шляхом впровадження біоенергетичних комплексів та використання сучасних технічних рішень щодо підвищення ефективності роботи електричних мереж.

Мета кваліфікаційної роботи – підвищення надійності та ефективності функціонування системи електропостачання підприємства «АГРОСЕРВІС» шляхом впровадження біоенергетичного комплексу на базі відновлюваних джерел енергії.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі *завдання*:

- провести аналіз існуючої системи електропостачання підприємства;
- виконати розрахунок електричних навантажень та обґрунтувати параметри елементів системи електропостачання;
- визначити раціональні параметри трансформаторної підстанції та мереж електропостачання;
- виконати розрахунок захисного заземлення електроустановок;
- розробити проєкт біоенергетичного комплексу для молочно-товарної ферми;
- оцінити технічну та економічну ефективність впровадження запропонованих рішень.

Об'єкт дослідження – система електропостачання молочно-товарного комплексу підприємства «АГРОСЕРВІС».

Предмет дослідження – технічні та економічні показники функціонування систем електропостачання агропромислових підприємств при використанні біоенергетичних технологій.

Практичне значення одержаних результатів полягає в можливості використання розроблених технічних рішень під час реконструкції та модернізації систем електропостачання тваринницьких підприємств із впровадженням біоенергетичних комплексів.

Апробація результатів дослідження здійснювалася під час участі в Міжнародному конкурсі студентських наукових робіт «Black Sea Science 2026» на базі Одеського національного технологічного університету.

Публікації. Основні результати дослідження висвітлено в наукових тезах, опублікованих у фаховому науковому збірнику.

1. ЗАГАЛЬНИЙ АУДИТ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКОГО ПІДПРИЄМСТВА "АГРОСЕРВІС"

1.1. Територіальне розміщення, географічні особливості та кліматичні умови

Тваринницький комплекс підприємства «АГРОСЕРВІС» розміщений у селі Волохів Яр Балаклійської територіальної громади Ізюмського району. Підприємство було організоване у 2004 році на базі колишнього колективного господарства після припинення діяльності КСП «Схід», унаслідок чого воно успадкувало значну частину наявної виробничої та інженерної інфраструктури [8]. У зв'язку з цим електротехнічне обладнання, внутрішні мережі та елементи системи електропостачання комплексу значною мірою сформовані ще у попередній період експлуатації, що є типовим для багатьох сільськогосподарських підприємств України.

Тривала відсутність комплексної модернізації спричинила суттєве фізичне та моральне старіння електрообладнання. Зокрема, значна частина електродвигунів, силових кабельних ліній, комутаційної апаратури та щитового обладнання потребує оновлення з метою підвищення енергоефективності, експлуатаційної надійності та електробезпеки. Додатковим негативним чинником стали бойові дії 2022 року, унаслідок яких енергетична інфраструктура населеного пункту зазнала пошкоджень, а село Волохів Яр протягом тривалого часу залишалося без стабільного електропостачання. За даними на початок 2023 року, електроживлення було відновлено лише у 30 із 35 населених пунктів Балаклійської громади, тоді як частина територій ще залишалася знеструмленою.

Для тваринницького комплексу підприємства «АГРОСЕРВІС» перебої в електропостачанні створювали ризики порушення роботи технологічного обладнання, зокрема систем доїння, вентиляції, освітлення, водопостачання та інших виробничих процесів. Такі відхилення могли негативно позначатися на утриманні поголів'я, стабільності виробництва та загальній ефективності

функціонування господарства. Після часткової стабілізації ситуації основні лінії живлення поступово відновлюються, однак підприємство потребує капітального ремонту та технічного переоснащення електрогосподарства.

Особливої уваги потребують трансформаторні потужності, розподільчі пристрої та внутрішні мережі, оскільки їхній незадовільний технічний стан може призводити до аварійних режимів, перевантажень і зниження надійності електропостачання. У цьому контексті підприємство «АГРОСЕРВІС» є характерним прикладом загальної проблеми аграрного сектору України: значна кількість сільськогосподарських об'єктів потребує інвестицій у відновлення та модернізацію електромереж, особливо в регіонах, що постраждали внаслідок бойових дій. Розв'язання цих завдань можливе шляхом реалізації державних програм підтримки, залучення інвестицій у мережеву інфраструктуру та впровадження сучасних енергоефективних технологій, що є необхідною умовою сталого розвитку електрифікованого аграрного виробництва [9].

На території розташування об'єкта проектування переважають чорноземні ґрунти. Їхній питомий електричний опір, відповідно до довідкових даних [10], для зазначеної місцевості становить $\rho = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Електропостачання об'єкта передбачається здійснювати від трансформаторної підстанції 35/10 кВ установленою потужністю $2 \times 2500 \text{ кВА}$. Живлення по стороні 10 кВ виконується повітряною лінією з проводом марки А-95, довжина якої становить 12 км.

За результатами кліматичних спостережень середньорічні температурні показники регіону характеризуються помірними сезонними коливаннями: у літній період температура перебуває в межах $+8 \dots +12 \text{ }^\circ\text{C}$, а в зимовий період — від -5 до $-10 \text{ }^\circ\text{C}$.

Відповідно до нормативних таблиць [10], територія об'єкта належить до II району за вітровим навантаженням. Максимальний нормативний швидкісний напір вітру становить: один раз на 5 років — 35 даН/м^2 при швидкості вітру 24 м/с; один раз на 10 років — 40 даН/м^2 при швидкості 25 м/с; один раз на 15 років — 55 даН/м^2 при швидкості 30 м/с. У літній період переважають вітри північно-західного напрямку, тоді як узимку частіше спостерігається східний напрямок вітру.

Згідно з нормативними даними [10], район розміщення об'єкта відноситься до III району за ожеледним навантаженням. Розрахункова товщина стінки ожеледі становить 10 мм. З урахуванням зазначених умов мінімально допустимий переріз проводів повітряних ліній електропередачі приймається не менше 35 мм².

Оскільки поблизу об'єкта проектування відсутні промислові підприємства зі шкідливими викидами, для виконання повітряних ліній електропередач доцільно застосовувати проводи марок А-35 та А-50. Для кріплення проводів відповідно до довідкових рекомендацій приймаються штирьові ізолятори, встановлені на залізобетонних опорах. Відстань між опорами у прольоті приймається 40 м, а відстань між проводами окремих фаз, а також між фазним і нульовим проводом — 400 мм.

1.2. Характеристика джерел живлення

Електропостачання об'єкта передбачається від районної трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ із встановленою потужністю 2×2500 кВА. Довжина лінії електропередачі від джерела живлення до об'єкта становить 12 км. Лінія виконана проводом марки А-95.

Живлення комунально-побутових і сільськогосподарських споживачів, розміщених на території об'єкта, здійснюється від необхідної кількості трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, що забезпечують розподіл електроенергії між окремими групами навантажень.

1.3. Характеристика споживачів підприємства

Усі електроспоживачі, розташовані на території населеного пункту та підприємства, доцільно поділити на дві основні групи: комунально-побутові споживачі та споживачі сільськогосподарського виробництва.

До першої групи належать житлові будинки, школа, магазин та адміністративна будівля. Відповідно до вимог нормативних документів [14],

зазначені споживачі за надійністю електропостачання належать до III категорії. Для цієї категорії допускається перерва в електропостачанні тривалістю до 24 годин, необхідна для виконання ремонтно-відновлювальних робіт.

До споживачів I категорії на об'єкті належать пташники та інкубатор, оскільки порушення їхнього електропостачання може призвести до значних технологічних втрат. Для забезпечення їх роботи в аварійному режимі передбачається використання резервної дизельної електростанції.

Інші виробничі споживачі підприємства належать до II категорії за надійністю електропостачання. Для них допускається короткочасна перерва електроживлення, однак тривале знеструмлення може спричинити порушення технологічного процесу та зниження ефективності виробництва.

На основі вихідних даних формується таблиця 1.1 «Відомості про навантаження споживачів», у якій наведено перелік основних електроприймачів, їх кількість, розрахункові навантаження, категорії за надійністю електропостачання та допустимий час перерви технологічного процесу.

Сумарне навантаження денного та вечірнього максимумів визначається окремо для споживачів населеного пункту та для електроприймачів сільськогосподарського підприємства за відповідними розрахунковими залежностями:

$$P_{\partial(\epsilon)} = k_o \cdot \sum_1^n P_{i\partial(\epsilon)} \quad (1.1)$$

$$Q_{\partial(\epsilon)} = k_o \cdot \sum_1^n Q_{i\partial(\epsilon)} \quad (1.2)$$

$$S_{\partial(\epsilon)} = \sqrt{P_{\partial(\epsilon)}^2 + Q_{\partial(\epsilon)}^2} \quad (1.3)$$

де k_o — коефіцієнт одночасності роботи електроприймачів [2], для якого приймається значення $k_o = 0,65$.

На основі наведених залежностей виконаємо визначення розрахункових навантажень для споживачів населеного пункту.

$$P_{(o)} = 0,65 \cdot (1,5 \cdot 41 + 7 + 20 + 2 + 3) = 60,7 \text{ кВт}$$

$$Q_{(o)} = 0,65 \cdot (7 + 10 + 2) = 12,4 \text{ кВАр}$$

$$S_{(o)} = \sqrt{60,7^2 + 12,4^2} = 62 \text{ кВА}$$

$$P_{(e)} = 0,65 \cdot (1,8 \cdot 41 + 2 + 15 + 4 + 3) = 63,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{(e)} = 0,65 \cdot (10 + 4 + 2) = 10,4 \text{ кВАр}$$

$$S_{(e)} = \sqrt{63,6^2 + 10,4^2} = 64,4 \text{ кВА}$$

Таблиця 1.1 - Характеристика електричних навантажень споживачів підприємства «Агросервіс»

№ п/п	Назва споживача	Кількість споживачів	Максимальна потужність АД, кВт	Розрахункове навантаження на вводі				Категорія споживача за надійністю ел. постачання	Доп. час перерви технолог. процесу год.
				Денний максимум		Вечірній максимум			
				Активна потужність Р _д , кВт	Реактивна потужність Q _д , кВт	Активна потужність Р _в , кВт	Реактивна потужність Q _в , кВт		
1	Крупорушка	1		55	50	55	50	II	до 0,5 год.
2	Плотня	1		12		12		II	до 0,5 год.
3	Телятник	1		6	4	8	5	II	до 0,5 год.
4	Приміщення переробки с.г продукції	1		20	18	5		III	до 24 год.
5	Молочний блок	1		15	15	20	20	II	до 0,5 год.
6	Комплекс МТФ	1		15	6	15	6	I	до 1 сек.
7	Вагова	1		3		3		III	до 24 год.
8	Гараж	1		20	18	15	12	III	до 24 год.
9	Майстерня	1		20	12	5	4	III	до 24 год.
10	Контора			2		5		III	до 24 год.
11	Водонапірна башта	1		4	2	4	2	II	до 0,5 год.
12	Котельня	1		7	5	7	5	II	до 0,5 год.
13	Майстерня	1		10	8	1		III	до 24 год.
14	Столярня	1		15	10	1		III	до 24 год.

15	Кормоцех	1	40	185	170	185	170	II	до 0,5 год.
16	Ангар	1		6	5	2	2	III	до 24 год.
17	Житлові будинки	41		1,5		1,8		III	до 24 год.
18	Гуртожиток	1		7	7	2	10	III	до 24 год.
19	Їдальня	1		20	10	15	4	III	до 24 год.
20	Магазин	1		2		4		III	до 24 год.
21	Лазня	1		3	2	3	2	III	до 24 год.

Обчислимо навантаження для споживачів сільськогосподарських підприємств

$$P_{(o)} = 0,65 \cdot (55 + 12 + 6 + 20 + 15 + 15 + 3 + 20 + 20 + 2 + 4 + 7 + 10 + 15 + 185 + 6) = 256,7 \text{ кВт}$$

$$Q_{(o)} = 0,65 \cdot (50 + 4 + 18 + 15 + 6 + 18 + 12 + 2 + 5 + 8 + 10 + 170 + 5) = 210 \text{ кВар}$$

$$S_{(o)} = \sqrt{256,7^2 + 210^2} = 331,6 \text{ кВА}$$

$$P_{(e)} = 0,65 \cdot (55 + 12 + 8 + 5 + 20 + 15 + 3 + 15 + 5 + 5 + 1 + 7 + 1 + 1 + 185 + 2) = 221 \text{ кВт}$$

$$Q_{(e)} = 0,65 \cdot (50 + 5 + 20 + 6 + 12 + 4 + 2 + 5 + 170 + 2) = 179,4 \text{ кВар}$$

$$S_{(e)} = \sqrt{221^2 + 179,4^2} = 284,6 \text{ кВА}$$

2. ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З РЕЗЕРВНИМИ ТА АВТОНОМНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

2.1. Визначення параметрів якості напруги у споживачів та допустимих втрат у розподільній мережі 0,38 кВ

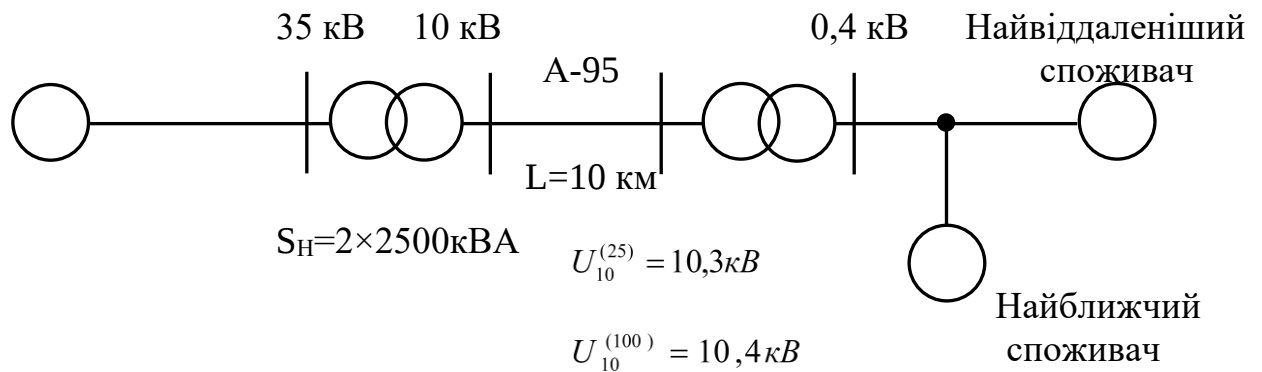


Рисунок 2.1 - Електрична схема живлення від підстанції 10/0,4 кВ,
де $U_{10}^{(25)}$ - рівень напруги на шинах високої сторони підстанції 10/0,4 кВ за умов мінімального навантаження, кВ;

$U_{10}^{(100)}$ - рівень напруги на шинах високої сторони підстанції 10/0,4 кВ за умов максимального навантаження, кВ;

ΔU_o - допустиме падіння напруги в мережі 0,38 кВ;

Для оцінювання режимів роботи системи електропостачання визначаємо величину відхилення напруги на шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції:

$$\delta U_{0,4}^{(25)} = \delta(U)_{10}^{(25)} - \Delta U_T + \Delta E_T, \% \quad (2.1)$$

$$\delta U_{0,4}^{(100)} = \delta(U)_{10}^{(100)} - \Delta U_T^{(100)} + \Delta E_T, \% \quad (2.2)$$

де $\delta U_{0,4}^{(25)}, \delta(U)_{0,4}^{(100)}$ - відносні відхилення напруги на шинах низької сторони (0,4 кВ) трансформаторної підстанції відповідно для режимів мінімального та максимального навантаження, %;

$\delta U_{10}^{(25)}, \delta(U)_{10}^{(100)}$ - відхилення напруги на шинах сторони 10 кВ трансформаторної підстанції в режимах мінімального та максимального навантаження відповідно, %;

E_T - величина регулювання напруги, що забезпечується зміною коефіцієнта трансформації шляхом перемикання відгалужень обмоток силового трансформатора, %.

$$\delta U_{0,4}^{(25)} = 3 - 1 + 2,5 = 4,5\%$$

$$\delta U_{0,4}^{(100)} = 4 - 4 + 2,5 = 2,5\%$$

Допустиме значення втрати напруги в зовнішній та внутрішній мережах напругою 0,38 кВ визначається за такими розрахунковими залежностями:

$$\Delta U_{0,38\text{дон}}^{(100)} = \delta U_{0,4}^{100} + 5\% \quad (2.3)$$

$$\Delta U_{0,38\text{дон}}^{(100)} = 2,5 + 5 = 7,5\%$$

Відповідно до вимог нормативної документації з технологічного проектування, для внутрішніх електричних мереж напругою 0,38/0,22 кВ допустиме значення втрати напруги знаходиться в межах від 1 до 1,5 %.

З урахуванням зазначених нормативних обмежень під час проектування мережі 0,38 кВ гранично допустиму втрату напруги приймаємо на рівні 7,5 %.

2.2. Розрахункове обґрунтування радіуса електропередачі в системі електрозабезпечення підприємства

Розрахунок радіуса електропередачі виконується за наступною залежністю:

$$R_{\Delta U} = \frac{10 \cdot \Delta U \%_{0,38(\text{don})} \cdot U_H}{\rho \cdot J_{np} \cdot k_H \cdot \xi \cdot \sqrt{3}}, \text{ км} \quad (2.4)$$

де $\Delta U \%_{0,38(\text{don})}$ - гранично допустиме значення втрати напруги в мережі 0,38 кВ, %;

ρ - питомий електричний опір матеріалу провідника, Ом·мм²/км;

U_H - номінальне значення напруги мережі, кВ;

k_H – коефіцієнт, що враховує криволінійність траси проходження лінії електропередачі;

J_{np} – приведена густина струму, яка приймається за середньостатистичними даними, А/мм²;

ξ - поправковий коефіцієнт, що характеризує вплив зміни коефіцієнта потужності на величину електричного опору лінії електропередачі.

$$R_{\Delta U} = \frac{10 \cdot 7,5 \cdot 0,38}{29,5 \cdot 1,1 \cdot 0,68 \cdot 1,06 \cdot \sqrt{3}} = 1,21 \text{ км}$$

2.3. Визначення необхідної кількості трансформаторних підстанцій та обґрунтування їх розміщення на території підприємства

Для забезпечення надійного електропостачання споживачів сільськогосподарського підприємства виконується розрахунок необхідної кількості трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ та визначаються найбільш раціональні місця їх встановлення.

Кількість трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, необхідних для побудови системи електропостачання об'єкта, визначається за наступною розрахунковою залежністю:

$$N_{um} = \frac{F}{\pi \cdot R_{\Delta U}^2}, \text{ шт.} \quad (2.5)$$

де F – площа території підприємства, що підлягає електрифікації, км².

$$N_{um} = \frac{0,2}{3,14 \cdot 1,21} = 0,1 \text{ шт.}$$

Трансформаторну підстанцію доцільно розташовувати максимально близько до розрахункового центру електричних навантажень, що забезпечує зменшення протяжності розподільних мереж та втрат електроенергії під час її передачі.

Під час вибору місця встановлення необхідно передбачити зручний під'їзд транспортних засобів для виконання експлуатаційного обслуговування, ремонтних і монтажних робіт. З цією метою підстанцію рекомендується розміщувати поблизу існуючих автомобільних доріг або технологічних проїздів.

Майданчик для встановлення підстанції повинен мати рівний рельєф та бути захищеним від можливого підтоплення поверхневими або паводковими водами. Розташування обладнання в низинних ділянках місцевості чи на шляхах проходження тимчасових водотоків не допускається.

Окрему увагу необхідно приділити розміщенню потужних електроприймачів. Асинхронні електродвигуни потужністю понад 14 кВт рекомендується підключати на мінімально можливій відстані від трансформаторної підстанції, що сприяє зменшенню втрат напруги та покращенню пускових характеристик електроприводів.

Для визначення оптимального місця розташування трансформаторної підстанції за координатними осями (X) та (Y), нанесеними на генеральному плані підприємства, виконується розрахунок координат центру електричних навантажень за наступною формулою:

$$X = \frac{\sum_1^n P_i x_i}{\sum_1^n P_i} \quad (2.6)$$

$$Y = \frac{\sum_1^n P_i y_i}{\sum_1^n P_i} \quad (2.7)$$

де x_i , y_i – координати розташування окремих споживачів на генеральному плані підприємства відносно центрів їх електричних навантажень;

P_i – значення активної потужності навантаження відповідного споживача, що визначається для режиму денного або вечірнього максимуму електроспоживання.

$$X = \frac{45 \cdot 15 + 65 \cdot 10 + 85 \cdot 20 + 108 \cdot 20 + 55 \cdot 55 + 123 \cdot 185 + 70 \cdot 20}{55 + 12 + 6 + 20 + 3 + 15 + 15 + 20 + 20 + 2 + 4 + 7 + 10 + 15 + 185} +$$

$$+ \frac{+ 120 \cdot 7 + 118 \cdot (12 + 20 + 15) + 172 \cdot (3 + 6) + 170 \cdot (2 + 4)}{55 + 12 + 6 + 20 + 3 + 15 + 15 + 20 + 20 + 2 + 4 + 7 + 10 + 15 + 185} = 105_m$$

$$Y = \frac{77 \cdot (20 + 20 + 10 + 15) + 120 \cdot 55 + 110 \cdot 185 + 160 \cdot 20 + 160 \cdot 7 + 180 \cdot 15 + 198 \cdot 20}{55 + 12 + 6 + 20 + 3 + 15 + 15 + 20 + 20 + 2 + 4 + 7 + 10 + 15 + 185} +$$

$$+ \frac{215 \cdot 12 + 232 \cdot 6 + 157 \cdot 2 + 174 \cdot 6 + 193 \cdot 3 + 220 \cdot 4}{55 + 12 + 6 + 20 + 3 + 15 + 15 + 20 + 20 + 2 + 4 + 7 + 10 + 15 + 185} = 125_m$$

2.4. Обґрунтування вибору трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ

Для забезпечення електроенергією споживачів сільськогосподарського підприємства передбачається встановлення трансформаторної підстанції закритого типу. Використання такого рішення дозволяє підвищити рівень надійності роботи електрообладнання, покращити захист від впливу зовнішніх факторів та забезпечити безпечні умови експлуатації.

Зважаючи на те, що тваринницький комплекс великої рогатої худоби належить до споживачів І категорії за надійністю електропостачання, для його живлення доцільно застосувати двотрансформаторну підстанцію. Така схема забезпечує резервування живлення та дає можливість підтримувати роботу відповідальних технологічних процесів у разі виходу з ладу одного з трансформаторів.

Передбачене впровадження біоенергетичного комплексу створює додаткові можливості щодо підвищення енергетичної автономності підприємства. Як резервне джерело електроенергії планується використання електростанції, що працює на біогазі, отриманому в процесі переробки органічної сировини. Крім цього, для забезпечення безперервності електропостачання під час аварійних відключень та масштабних порушень роботи енергосистеми передбачається встановлення автономного джерела безперебійного живлення на базі акумуляторної батареї та інвертора (UPS).

Таким чином, проєктована система електропостачання матиме чотири незалежні джерела живлення: зовнішню мережу, резервний трансформатор, біогазову електростанцію та систему безперебійного живлення. Це дозволить суттєво підвищити надійність електрозабезпечення підприємства та знизити ризик припинення роботи відповідальних виробничих об'єктів.

З урахуванням вимог до надійності електропостачання споживачі підприємства поділяються на споживачів І категорії, а також на особливу та критичну групи І категорії. Такий підхід дає можливість організувати диференційоване резервування електроживлення відповідно до важливості технологічних процесів. Принципова схема підключення споживачів різних категорій надійності наведена на рисунку 2.1.

З урахуванням запланованого впровадження біоенергетичного комплексу та наявності додаткових резервних джерел електроживлення для електропостачання об'єкта приймається однострансформаторна підстанція тупикового виконання.

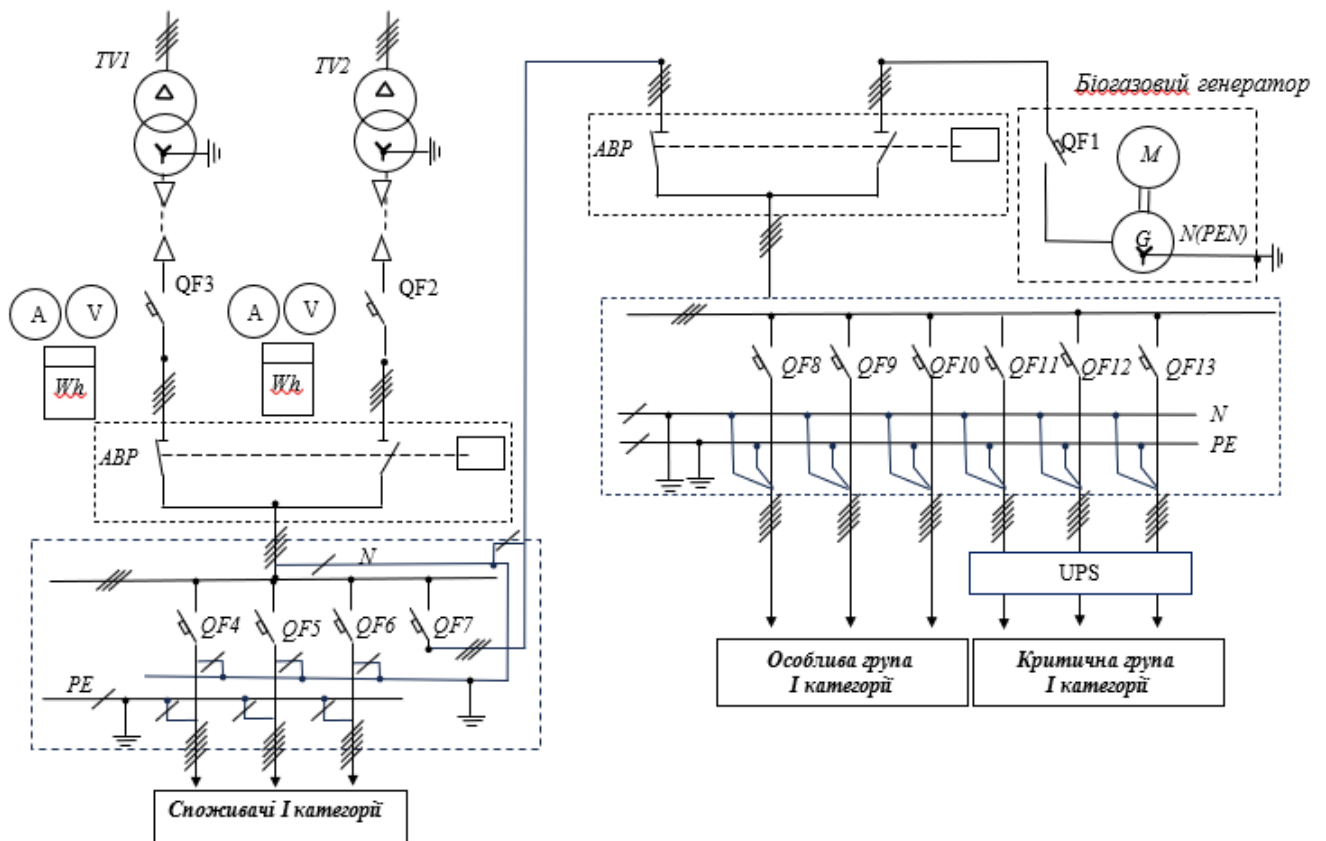


Рисунок 2.1 - Схема підключення споживачів тваринницького комплексу за категоріями надійності електропостачання

Використання однострансформаторної підстанції обґрунтовується наявністю декількох незалежних резервних джерел електроживлення. Традиційно для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання споживачів I категорії застосовуються двотрансформаторні підстанції. Проте в даному проекті функції резервування частково покладаються на біоенергетичний комплекс із генераторною установкою, що працює на біогазі, а також на систему безперебійного живлення на базі акумуляторних батарей та інвертора. Наявність додаткових автономних джерел електроенергії дозволяє забезпечити безперервність живлення відповідальних електроприймачів у разі відмови основного джерела або проведення ремонтних робіт на підстанції. Завдяки цьому відпадає необхідність встановлення другого силового трансформатора, що сприяє зменшенню капітальних витрат, скороченню витрат на технічне обслуговування та

підвищенню економічної ефективності проєктного рішення без зниження рівня надійності електропостачання.

З метою зменшення капітальних вкладень, спрощення монтажних робіт та скорочення експлуатаційних витрат доцільно застосувати трансформаторну підстанцію з повітряними вводами та відводами. Обрана конструкція забезпечує можливість приєднання трьох розподільних ліній напругою 0,38 кВ.

Для підвищення надійності електропостачання на підстанції передбачається встановлення пристрою автоматичного ввімкнення резерву (АВР). У разі втрати основного джерела живлення система автоматично здійснюватиме перемикавання навантаження на резервне джерело електроенергії — біогазову електростанцію або систему безперебійного живлення на базі акумуляторних батарей та інвертора.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

1. У результаті виконаних досліджень та розрахунків сформовано раціональну схему електропостачання сільськогосподарського підприємства з урахуванням особливостей розміщення споживачів, категорій надійності електропостачання та перспектив впровадження автономних джерел енергії.

2. Проведено аналіз допустимих відхилень і втрат напруги в мережах напругою 0,38 кВ, що дозволило обґрунтувати основні параметри розподільної мережі та забезпечити відповідність показників якості електроенергії нормативним вимогам.

3. На підставі розрахунків визначено радіус електропостачання та необхідну кількість трансформаторних підстанцій, а також встановлено їх найбільш доцільне розташування з урахуванням конфігурації навантажень і умов експлуатації мережі. Це забезпечує скорочення довжини ліній електропередачі, зменшення втрат електроенергії та підвищення ефективності роботи системи електропостачання.

4. Для живлення споживачів підприємства обрано однострансформаторну підстанцію напругою 10/0,38 кВ закритого типу з повітряними вводами та виводами. Відмова від застосування двотрансформаторної підстанції обґрунтована наявністю додаткових незалежних джерел електроживлення, зокрема біогазової електростанції та системи безперебійного живлення на базі акумуляторних батарей та інвертора.

5. Запропонована схема резервування дозволяє забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання споживачів I категорії та підвищити стійкість роботи підприємства в умовах аварійних відключень або порушень функціонування зовнішньої електричної мережі.

6. Виконаний аналіз роботи системи в нормальному та післяаварійному режимах підтвердив працездатність прийнятих технічних рішень і можливість підтримання електропостачання відповідальних споживачів навіть у випадку втрати основного джерела живлення. Реалізація запропонованих заходів сприятиме підвищенню енергетичної безпеки підприємства, зменшенню експлуатаційних витрат та збільшенню рівня енергетичної автономності об'єкта.

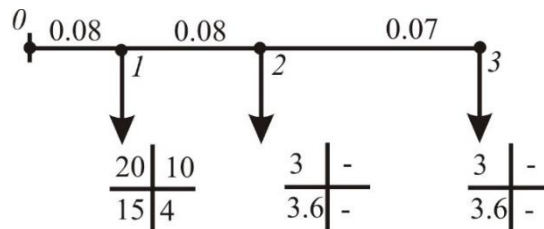
3. РОЗРАХУНКОВЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ МЕРЕЖ 0,38–10 кВ

3.1. Визначення розрахункових навантажень ліній 0,38 кВ

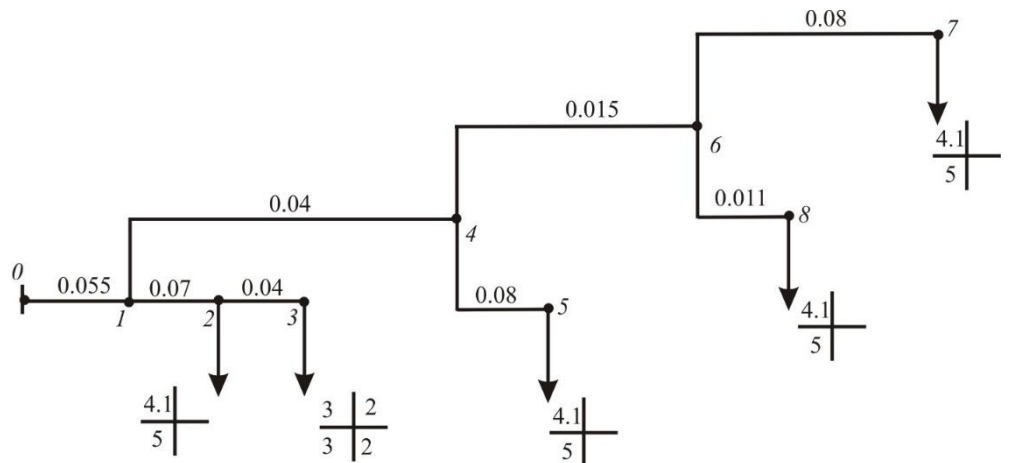
У цьому розділі виконується визначення основних електротехнічних параметрів, необхідних для розрахунку розподільних мереж напругою 0,38–10 кВ. Отримані величини використовуються для подальшого вибору перерізів проводів, перевірки допустимих втрат напруги, оцінювання навантажувальної здатності ліній та обґрунтування режимів роботи системи електропостачання підприємства.

ТП – 1

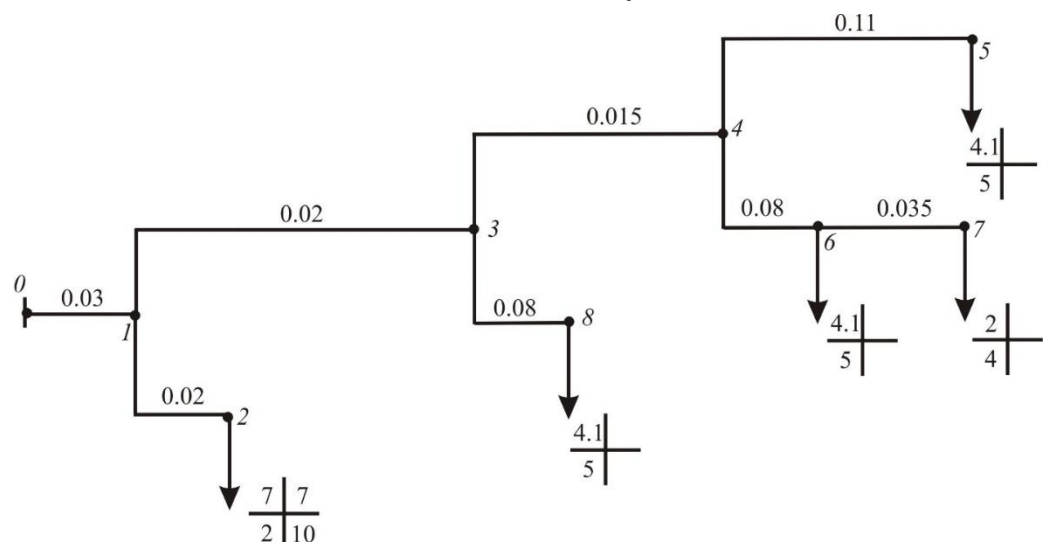
Лінія 1



Лінія 2

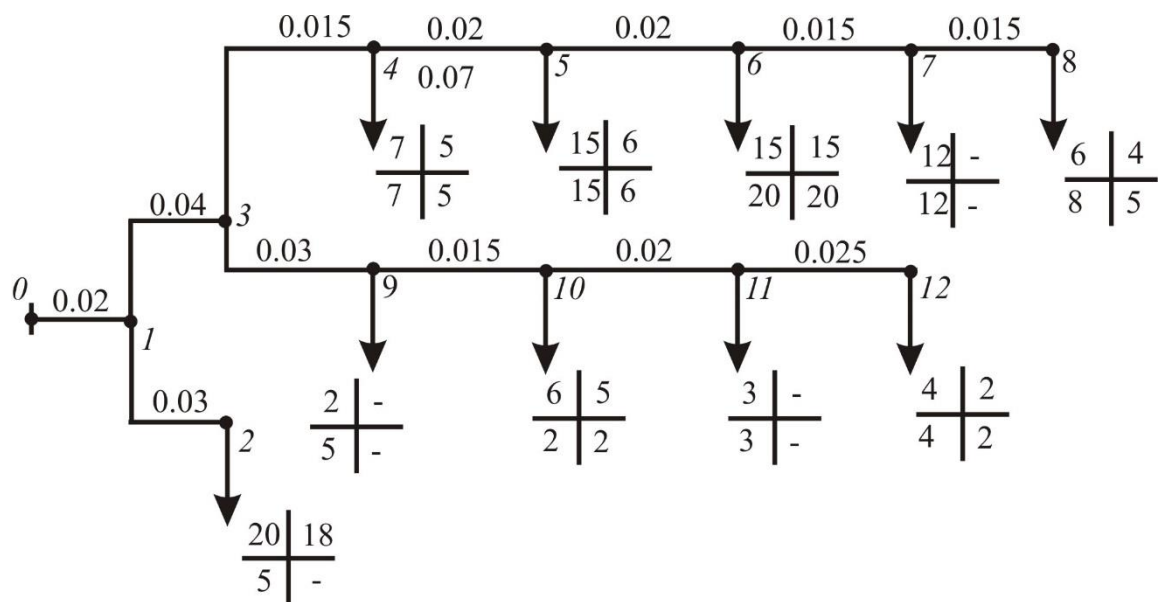


Лінія 3

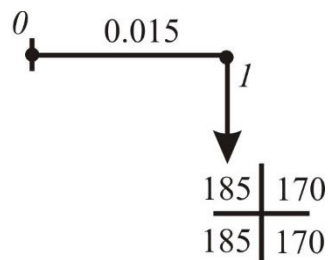


ТП –2

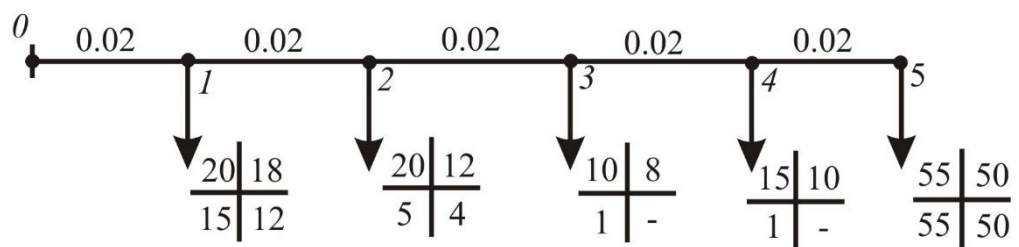
Лінія 1



Лінія 2



Лінія 3



З метою спрощення подальших розрахунків житлові будинки об'єднуємо в окремі групи з непарною кількістю споживачів, після чого визначасмо розрахункове навантаження кожної сформованої групи:

$$P_{cp} = k_o \cdot \sum_1^n P_{io} \quad (3.1)$$

Виконаємо визначення розрахункової потужності для групи, до складу якої входять п'ять житлових будинків:

$$P_{гр.д} = 0,55 \cdot 1,5 \cdot 5 = 4,1 \text{ кВт}$$

$$P_{гр.в} = 0,55 \cdot 1,8 \cdot 5 = 5 \text{ кВт}$$

Для групи, що складається з трьох житлових будинків, визначимо величину розрахункового навантаження:

$$P_{гр.д} = 0,66 \cdot 1,5 \cdot 3 = 3 \text{ кВт}$$

$$P_{гр.в} = 0,66 \cdot 1,8 \cdot 3 = 3,6 \text{ кВт}$$

Отримані значення навантажень окремих груп споживачів наносяться на схему мережі у відповідних вузлах їх підключення до розподільної лінії.

Подальший розрахунок виконується шляхом послідовного підсумовування навантажень окремих ділянок мережі. Обчислення проводяться від кінцевих вузлів лінії у напрямку до головної ділянки, яка безпосередньо приєднана до шин трансформаторної підстанції. При визначенні сумарних навантажень використовується коефіцієнт підсумовування, а розрахунки здійснюються за наступними залежностями:

$$P_{діл} = P_{біл} + K_c \cdot P_{мен}, \quad \text{кВт} \quad (3.2)$$

$$Q_{діл} = Q_{біл} + K_c \cdot Q_{мен}, \quad \text{кВАр} \quad (3.3)$$

де $Q_{біл}$, $Q_{мен}$, — відповідно більше та менше значення реактивного навантаження, кВАр;

$P_{біл}$, $P_{мен}$ — відповідно більше та менше значення активної потужності навантаження, кВт;

K_c — коефіцієнт підсумовування, який враховує одночасність роботи окремих груп електроспоживачів.

Для лінії ЛЗ трансформаторної підстанції ТП-1 виконаємо визначення сумарного навантаження в режимі денного максимуму:

$$P_{2-3} = 3 \text{ кВт} \qquad Q_{0-1} = 10 \text{ кВАр}$$

$$P_{2-1} = 3 + 0,6 \cdot 3 = 4,8 \text{ кВт}$$

$$P_{0-1} = 20 + 0,6 \cdot 4,8 = 22,9 \text{ кВт}$$

Для режиму вечірнього максимуму:

$$P_{2-3} = 3,6 \text{ кВт} \qquad Q_{0-1} = 4 \text{ кВАр}$$

$$P_{2-1} = 3,6 + 0,6 \cdot 3,6 = 5,8 \text{ кВт}$$

$$P_{0-1} = 15 + 0,6 \cdot 5,8 = 18,5 \text{ кВт}$$

Отримані результати використовуються для подальшого визначення струмових навантажень, вибору перерізів проводів, перевірки допустимих втрат напруги та оцінювання пропускної здатності електричної мережі. Крім того, розраховані параметри є вихідними даними для вибору комутаційної апаратури та засобів захисту електроустановок.

Після завершення розрахунків для всіх ліній електропередачі результати систематизуються та заносяться до таблиці 3.1 «Розрахункові навантаження окремих ділянок мережі 0,38 кВ», яка відображає розподіл навантажень по окремих елементах мережі та слугує основою для подальших проєктних розрахунків.

Таблиця 3.1. Розрахункові навантаження окремих ділянок мережі 0,38 кВ

Номер ділянки	Навантаження ділянок											
	Активне денне			Реактивне денне			Активне вечірнє			Реактивне вечірнє		
	P _{біл}	P _М K _С	P _{діл}	Q _{біл}	Q _М K _С	Q _{діл}	P _{біл}	P _М K _С	P _{діл}	Q _{біл}	Q _М K _С	Q _{діл}
Трансформаторна підстанція 1												
Лінія 1												
6--7	2	-	2	-	-	-	4	-	4	-	-	-
4--6	4,1	0,6*2	5,3	-	-	-	5	0,6*4	7,4	-	-	-
4--5	4,1	-	4,1	-	-	-	5	-	5	-	-	-
3--4	5,3	0,6*4,1	7,8	-	-	-	7,4	0,6*5	10,4	-	-	-
3--8	4,1	-	4,1	-	-	-	5	-	5	-	-	-
1--3	7,8	0,6*4,1	10,3	-	-	-	10,4	0,6*5	13,4	-	-	-
1--2	7	-	7	7	-	7	2	-	2	10	-	10
0--1	10,3	0,6*7	14,5	7	-	7	13,4	0,6*2	14,6	10	-	10
Лінія 2												
6--7	4,1	-	4,1	-	-	-	5	-	5	-	-	-
6--8	4,1	-	4,1	-	-	-	5	-	5	-	-	-
4--6	4,1	0,6*4,1	6,6	-	-	-	5	0,6*5	8	-	-	-
4--5	4,1	-	4,1	-	-	-	5	-	5	-	-	-
1--4	6,6	0,6*4,1	9,1	-	-	-	8	0,6*5	11	-	-	-
2--3	3	-	3	2	-	2	3	-	3	2	-	2
1--2	4,1	0,6*3	5,9	2	-	2	5	0,6*3	6,8	2	-	2
0--1	9,1	0,6*5,9	12,6	2	-	2	11	0,6*6,8	15,1	2	-	2
Лінія 3												
2--3	3	-	3	-	-	-	3,6	-	3,6	-	-	-
1--2	3	0,6*3	4,8	-	-	-	3,6	0,6*3,6	5,8	-	-	-
0--1	20	0,6*4,8	22,9	10	-	10	15	0,6*5,8	18,5	4	-	4

Продовження таблиці 3.1

Номер ділянки	Навантаження ділянок											
	Активне денне			Реактивне денне			Активне вечірнє			Реактивне вечірнє		
	P _{біл}	P _М K _С	P _{діл}	Q _{біл}	Q _М K _С	Q _{діл}	P _{біл}	P _М K _С	P _{діл}	Q _{біл}	Q _М K _С	Q _{діл}
Трансформаторна підстанція 2												
Лінія 3												
4--5	55	-	55	50	-	50	55	-	55	50	-	50
3--4	55	0,61*15	64,1	50	0,6*10	56	55	0,6*1	55,6	50	-	50
2--3	64,1	0,6*10	70,1	56	0,6*8	60,8	55	0,6*1	56,2	50	-	50
1--2	70,1	0,62*20	82,5	60,8	0,61*12	68,1	56,2	0,6*5	59,2	50	0,6*4	52,4
0--1	82,5	0,62*20	95	68,1	0,61*18	79,1	59,2	0,61*15	68,3	52,4	0,6*12	59,6
Лінія 2												
0--1	185	-	185	170	-	170	185	-	185	170	-	170
Лінія 1												
7--8	6	0,6*6	6	4	-	4	8	-	8	5	-	5
6--7	12	0,61*15	15,6	4	-	4	12	0,6*8	16,8	5	-	5
5--6	15,6	0,61*15	24,7	15	0,6*4	17,4	20	0,61*16,8	30,2	20	0,6*5	23
4--5	24,7	0,6*7	33,8	17,4	0,6*6	21	30,2	0,61*15	39,3	23	0,6*6	26,6
3--4	33,8	-	38	21	0,6*5	24	39,3	0,6*7	43,5	26,6	0,6*5	29,6
11--12	4	0,6*3	4	2	-	2	4	-	4	2	-	2
10--11	4	0,6*5,8	5,8	2	-	2	4	0,6*3	5,8	2	-	2
9--10	6	0,6*2	9,5	5	0,6*2	6,2	5,8	0,6*2	7	2	0,6*2	3,2
3--9	9,5	0,61*2	10,7	6,2	-	6,2	7	0,6*5	10	3,2	-	3,2
1--3	38	0,61*10,7	49,3	24	0,6*6,2	27,7	43,5	0,6*10	49,5	29,6	0,6*3,2	31,5
1--2	20	-	20	18	-	18	5	-	5	-	-	-
0--1	49,3	0,62*20	61,7	27,7	0,61*18	38,7	49,5	0,6*5	52,5	31,5	-	31,5

3.2. Вибір перерізів проводів повітряних ліній електропередачі

Для мереж напругою 0,38 кВ вибір поперечного перерізу проводів виконується за умовою забезпечення допустимого рівня втрат напруги в лініях електропередачі. Такий підхід дозволяє забезпечити необхідну якість електроенергії у точках підключення споживачів та дотримання вимог нормативної документації щодо режимів роботи мережі.

Переріз проводів магістральних ділянок трифазних повітряних ліній приймається постійним по всій довжині відповідної ділянки та визначається за наступною розрахунковою залежністю:

:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_{i0} \cdot L_{i0}}{10 \cdot \Delta U_a \% \cdot U_H^2 \cdot \gamma}, \text{ мм}^2 \quad (3.4)$$

де P_{i0} – активна потужність навантаження i -тої ділянки мережі, кВт;

L_{i0} – довжина i -тої ділянки лінії електропередачі, км;

ΔU_a – активна складова допустимої втрати напруги, %;

U_H – номінальна лінійна напруга мережі, кВ;

γ – питома електрична провідність матеріалу проводу, км/(Ом·мм²);

Для виробничих споживачів, у структурі навантаження яких присутня значна частка електродвигунів та інших індуктивних електроприймачів, додатково враховується вплив реактивної потужності на величину втрати напруги.

Реактивна складова втрати напруги для найбільш віддалених споживачів визначається за формулою:

$$\Delta U_P = X_o \cdot \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot L_i}{10 \cdot U^2}, \% \quad (3.5)$$

де X_0 – питомий індуктивний опір проводу лінії електропередачі, Ом/км;

Q_i – реактивна потужність навантаження на i -тій ділянці мережі, кВАр;

L_i – протяжність i -тої ділянки лінії електропередачі, км;

U – номінальна лінійна напруга мережі, кВ.

Після визначення реактивної складової виконується розрахунок активної складової втрати напруги, яка обчислюється за наступною залежністю

:

$$\Delta U_a = \Delta U_\delta - \Delta U_p, \% \quad (3.6)$$

де ΔU_δ - гранично допустиме значення втрати напруги в лінії електропередачі, %;

ΔU_p - реактивна складова загальної втрати напруги, %.

Під час визначення необхідного поперечного перерізу проводів для комунально-побутових споживачів відповідне значення параметра ΔU_a приймається згідно з нормативними рекомендаціями рівним ΔU_δ .

На наступному етапі виконується розрахунок перерізів проводів для ліній трансформаторної підстанції ТП-1. З цією метою спочатку обирається найбільш протяжна ділянка мережі, для якої здійснюється визначення розрахункового значення поперечного перерізу проводу за наведеними вище залежностями:

$$F = \frac{0,035 \cdot 4 + 0,08 \cdot 7,4 + 0,04 \cdot 5 + 0,015 \cdot 10,4 + 0,08 \cdot 5 + 0,02 \cdot 13,4 + 0,02 \cdot 2 + 0,03 \cdot 14,6}{10 \cdot 7,5 \cdot 0,38^2 \cdot 0,032} = 6,8 \text{ мм}^2$$

За результатами розрахунку до подальшого проєктування приймається стандартний провід із поперечним перерізом ($F = 35$) мм².

Далі виконується визначення необхідного перерізу проводу для лінії 2.

$$F = \frac{0,08 \cdot 5 + 0,11 \cdot 5 + 0,015 \cdot 8 + 0,08 \cdot 5 + 0,04 \cdot 11 + 0,04 \cdot 3 + 0,07 \cdot 6,8 + 0,055 \cdot 15,1}{10 \cdot 7,5 \cdot 0,38^2 \cdot 0,032} = 8,4 \text{ мм}^2$$

За результатами виконаних розрахунків для даної ділянки приймається стандартний провід із поперечним перерізом ($F = 35$) мм².

Аналогічний розрахунок виконуємо для лінії 3.

$$F = \frac{0,07 \cdot 3 + 0,08 \cdot 4,8 + 22,9 \cdot 0,08}{10 \cdot 7,5 \cdot 0,38^2 \cdot 0,032} = 6,9 \text{ мм}^2$$

За результатами розрахунків для даної ділянки мережі приймається провід стандартного перерізу ($F = 35$) мм².

Після цього виконується визначення необхідних перерізів проводів для ліній трансформаторної підстанції ТП-2:

Розрахунок ЛЛ1 виконується за наступною залежністю:

$$F = \frac{0,015 \cdot 6 + 0,015 \cdot 15,6 + 0,02 \cdot 24,7 + 0,02 \cdot 33,8 + 0,015 \cdot 38 + 0,025 \cdot 4 + 0,02 \cdot 5,8 +}{10 \cdot 6,6 \cdot 0,38^2 \cdot 0,032} + \frac{0,015 \cdot 9,5 + 0,03 \cdot 10,7 + 0,04 \cdot 49,3 + 0,03 \cdot 20 + 0,02 \cdot 61,7}{10 \cdot 6,6 \cdot 0,38^2 \cdot 0,032} = 21,8 \text{ мм}^2$$

$$\Delta U_a = 7,5 - 0,9 = 6,6\%$$

$$\Delta U_p = \frac{0,015 \cdot 4 + 0,015 \cdot 4 + 0,02 \cdot 17,4 + 0,02 \cdot 21 + 0,015 \cdot 24 + 0,025 \cdot 2 + 0,02 \cdot 2 +}{10 \cdot 0,38^2} + \frac{0,015 \cdot 6,2 + 0,03 \cdot 6,2 + 0,04 \cdot 27,7 + 0,03 \cdot 18 + 0,02 \cdot 38,7}{10 \cdot 0,38^2} \cdot 0,325 = 0,9\%$$

За результатами виконаних розрахунків для даної ділянки приймається стандартний провід із поперечним перерізом ($F = 35$) мм^2 .

Наступним етапом є визначення необхідного перерізу провідника для лінії 2.

$$\Delta U_p = \frac{170 \cdot 0,015 \cdot 0,325}{10 \cdot 0,38^2} = 0,6\%$$

$$\Delta U_a = 7,5 - 0,6 = 6,9\%$$

$$F_2 = \frac{185 \cdot 0,015}{10 \cdot 6,9 \cdot 0,38^2 \cdot 0,032} = 8,7 \text{ мм}^2$$

Враховуючи результати проведених обчислень, до подальшого проєктування приймається провід перерізом ($F = 35$) мм^2 .

Аналогічний розрахунок виконується для електропередачі ЛЗ.

$$\Delta U_p = 0,325 \cdot \frac{0,02 \cdot 50 + 0,02 \cdot 56 + 0,02 \cdot 60,8 + 0,02 \cdot 68,1 + 0,02 \cdot 79,1}{10 \cdot 0,38^2} = 1,4\%$$

$$\Delta U_a = 7,5 - 1,4 = 6,1\%$$

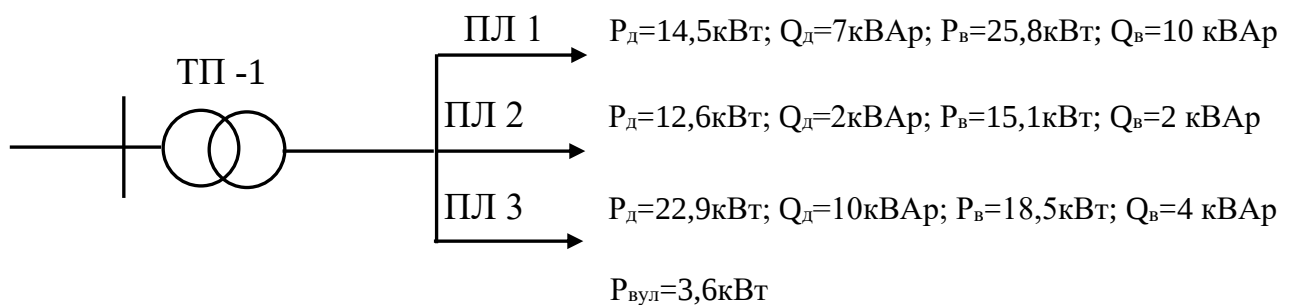
$$F_3 = \frac{0,02 \cdot 55 + 0,02 \cdot 64,1 + 0,02 \cdot 70,1 + 0,02 \cdot 82,5 + 0,02 \cdot 95}{10 \cdot 6,1 \cdot 0,38^2 \cdot 0,032} = 26 \text{ мм}^2$$

Для розглянутої ділянки електричної мережі обирається алюмінієвий провід стандартного перерізу 35 мм^2 .

3.3. Визначення навантаження трансформаторної підстанції та вибір потужності силового трансформатора

На даному етапі проєктування виконується розрахунок сумарного навантаження трансформаторної підстанції з метою обґрунтування вибору номінальної потужності силового трансформатора. Правильний вибір трансформаторного обладнання забезпечує надійну роботу системи електропостачання, необхідний резерв потужності та можливість подальшого розвитку електричної мережі.

Спочатку визначимо розрахункове навантаження трансформаторної підстанції ТП-1



Для розрахунку навантаження трансформаторної підстанції коефіцієнт одночасності приймається на рівні 0,9. Після цього виконується обчислення загальних значень активної та реактивної потужностей для режимів максимального навантаження за такими залежностями:

$$P_{mn(\partial)} = k_{\partial\partial} \cdot \sum_1^n P_{i(\partial)} + P_{ас(\partial)} \quad (3.7)$$

$$P_{mn(\epsilon)} = k_{\partial\partial} \cdot \sum_1^n P_{i(\epsilon)} + P_{ос\epsilon} \quad (3.8)$$

$$Q_{mn(\partial)} = k_{\partial\partial} \cdot \sum_1^n Q_{i(\partial)} + Q_{ас(\partial)} \quad (3.9)$$

$$Q_{mn(\epsilon)} = k_{\partial\partial} \cdot \sum_1^n Q_{i(\epsilon)} + Q_{ос\epsilon} \quad (3.10)$$

де $P_{ав(д)}$ – характеризує активне навантаження трансформаторної підстанції в умовах аварійного режиму при денному максимумі електроспоживання, кВт;

$Q_{ав(д)}$ - відображає реактивне навантаження підстанції за аналогічних умов, кВАр;

$P_{осв}$ - являє собою активну потужність, що споживається системою освітлення, кВт;

$Q_{осв}$ - визначає реактивну складову навантаження освітлювальної мережі, кВАр.

$$P_{mn(д)} = 0,9 \cdot (14,5 + 12,6 + 22,9) = 45 \text{ кВт}$$

$$P_{mn(с)} = 0,9 \cdot (14,6 + 15,1 + 18,5) = 47 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТП(Д)} = 0,9 \cdot (7 + 2 + 10) = 17,1 \text{ квар}$$

$$Q_{ТП(В)} = 0,9 \cdot (10 + 2 + 4) = 14,4 \text{ квар}$$

Після підсумовування активної та реактивної складових навантаження виконується розрахунок повної потужності максимуму за наведеною формулою:

$$S_P = \sqrt{P_{mn}^2 + Q_{mn}^2}; \text{кВА} \quad (3.11)$$

$$S_{mn(д)} = \sqrt{45^2 + 17,1^2} = 48,1 \text{ кВА}$$

$$S_{mn(с)} = \sqrt{47^2 + 14,4^2} = 49,1 \text{ кВА}$$

Аналіз результатів розрахунку навантажень для денного та вечірнього максимумів, а також врахування економічних критеріїв вибору трансформаторного обладнання свідчать про доцільність застосування трансформаторної підстанції потужністю 40 кВА.

Для підтвердження правильності прийнятого рішення проводиться перевірка силового трансформатора на допустимість його роботи в тривалому режимі. При цьому повинна виконуватися умова недопущення перевантаження обладнання:

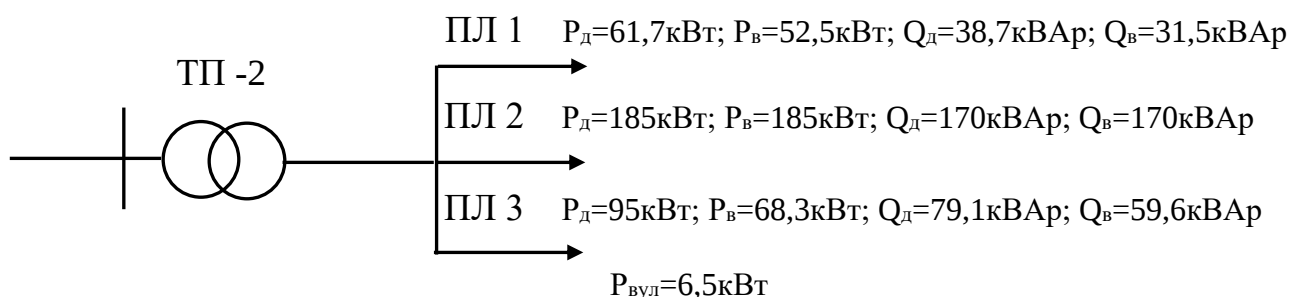
$$\frac{S_p}{S_N} \leq 1,4 \quad (3.12)$$

$$\frac{49,1}{40} = 1,2$$

$$1,2 < 1,4$$

Оцінювання термічної стійкості силового трансформатора при виникненні аварійних режимів проводиться після завершення розрахунків струмів короткого замикання та обґрунтування параметрів захисних пристроїв. Це дає можливість перевірити відповідність трансформатора вимогам щодо допустимого теплового навантаження під час протікання аварійних струмів.

Далі виконується визначення розрахункового навантаження трансформаторної підстанції ТП-2, призначеної для електропостачання тваринницького комплексу ВРХ. Отримані значення використовуються для вибору номінальної потужності трансформатора та оцінювання його роботи в нормальних і післяаварійних режимах.



Після визначення навантажень окремих споживачів виконується розрахунок сумарних активної та реактивної потужностей:

$$P_{mn(\partial)} = 0,9 \cdot (61,7 + 185 + 95) = 307,5 \text{ кВт}$$

$$P_{mn(\varepsilon)} = 0,9 \cdot (52,5 + 185 + 68,3) + 6,5 = 281,7 \text{ кВт}$$

$$Q_{mn(\partial)} = 0,9 \cdot (38,7 + 170 + 79,1) = 259 \text{ кВАр}$$

$$Q_{mn(\varepsilon)} = 0,9 \cdot (31,5 + 170 + 59,6) = 235 \text{ кВАр}$$

Сумарна потужність у режимі максимального навантаження обчислюється за наведеною залежністю:

$$S_{mn(\partial)} = \sqrt{307,5^2 + 259^2} = 402 \text{ кВА}$$

$$S_{mn(\varepsilon)} = \sqrt{281,7^2 + 235^2} = 366,8 \text{ кВА}$$

Аналіз розрахункових навантажень для характерних режимів роботи мережі та врахування економічних критеріїв вибору електрообладнання свідчать про доцільність застосування трансформаторної підстанції потужністю 250 кВА.

Для підтвердження правильності прийнятого рішення здійснюється перевірка силового трансформатора щодо можливості його тривалої експлуатації без перевищення допустимого навантаження. При цьому повинна виконуватися така умова:

$$\frac{S_P}{S_M} \leq 1,4 \qquad \frac{400}{402} = 0,99 \qquad 0,99 < 1,4$$

Оцінювання термічної стійкості силового трансформатора в післяаварійних режимах здійснюється на наступних етапах проєктування після розрахунку струмів короткого замикання та вибору засобів релейного захисту. Це дозволяє перевірити відповідність обраного обладнання вимогам щодо допустимого теплового впливу аварійних струмів.

Принципова схема системи електропостачання тваринницького комплексу ВРХ, що включає мережеве, резервне та автономне джерела електроенергії, представлена на рисунку 3.1.

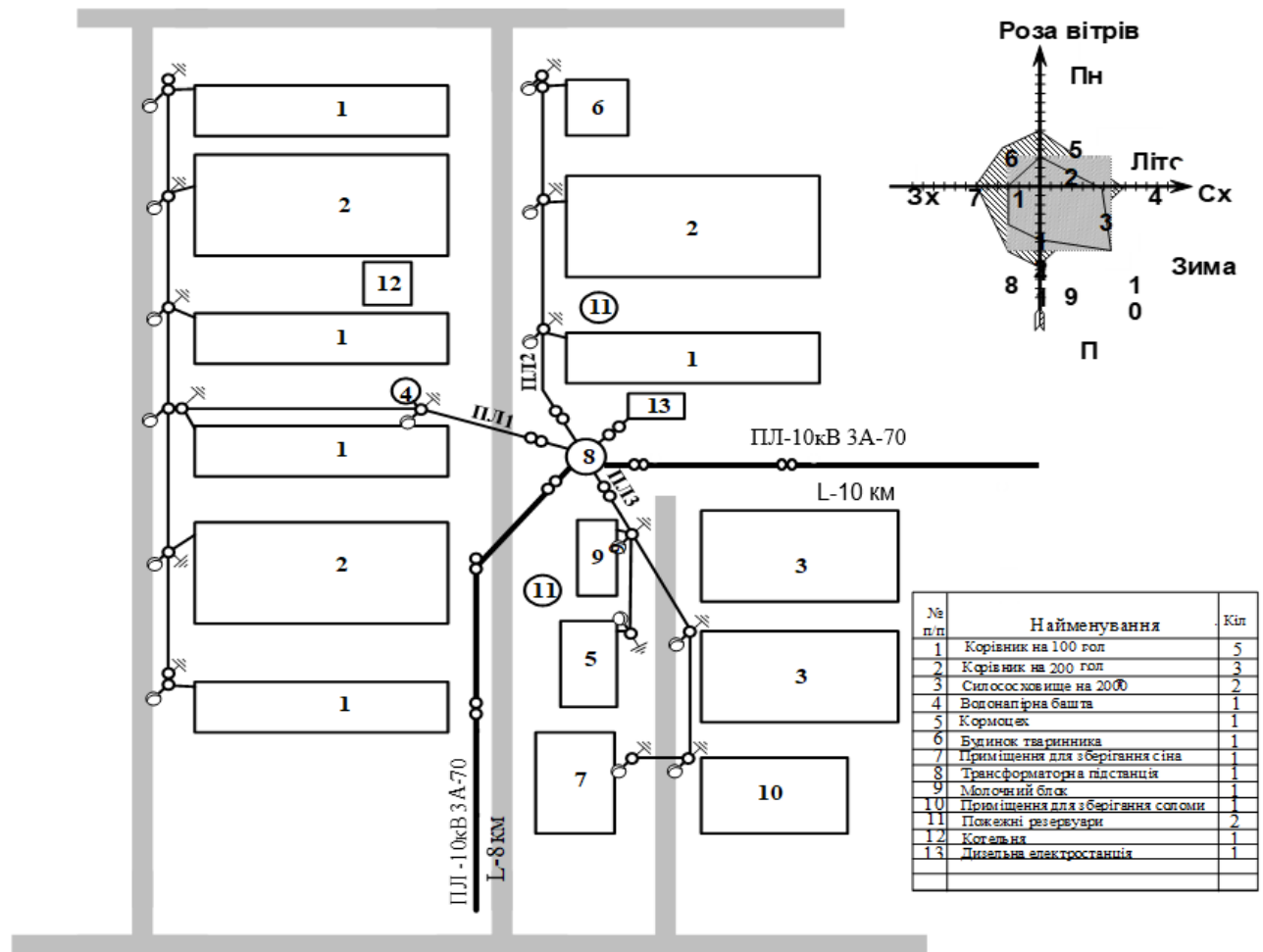


Рисунок 3.1 – Система електропостачання тваринницького комплексу ВРХ.

Оскільки тваринницький комплекс належить до споживачів I категорії за надійністю електропостачання, проєктом передбачається резервування живлення від автономної електростанції, що працює на біогазі. Таке рішення дозволяє забезпечити безперервність електропостачання відповідальних електроприймачів у разі аварійного відключення зовнішньої мережі та підвищує рівень енергетичної незалежності підприємства.

Враховуючи масштаби тваринницького комплексу, кількість поголів'я великої рогатої худоби понад 1000 голів та довжину лінії електропередачі 10 кВ, що становить 8 км, для резервування електроживлення доцільно застосувати автономну дизельну електростанцію номінальною потужністю 250 кВт. Як резервне джерело електроенергії приймається генераторна установка **Malcomson ML350-B3** британського виробництва, технічні характеристики якої відповідають вимогам надійного електропостачання об'єкта в нормальних та післяаварійних режимах роботи. Дана дизельна електростанція має можливість бути переобладнаною для роботи на біогазі.

Технічна марка генератора - Синхронний, безщітковий.

Марка первинного дизельного двигуна BAUDOUIN 6M16G350/5, 6-циліндровий.

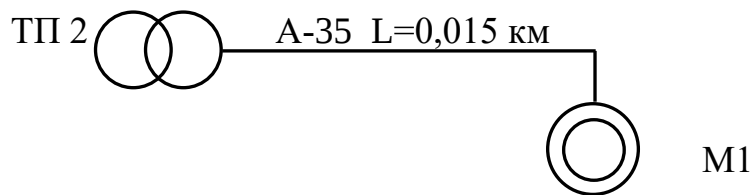
Максимальна потужність, кВт	280
Номінальна потужність, кВт	260
Вихідна напруга, В	380В-трифазне

3.4. Розрахункова схема перевірки відхилення напруги під час пуску асинхронного електродвигуна

Одним із важливих етапів проєктування системи електропостачання є перевірка режиму роботи мережі під час пуску потужних асинхронних електродвигунів. У момент запуску двигун споживає значний пусковий струм, що може спричинити помітне зниження напруги в мережі та негативно вплинути на роботу інших електроприймачів.

Для оцінювання впливу пускового режиму на параметри електричної мережі виконується перевірка допустимого коливання напруги при запуску асинхронного електродвигуна з короткозамкненим ротором, підключеного до трансформаторної

підстанції ТП-2 через повітряну лінію, виконану проводом марки А-35 довжиною 0,015 км.



Перед проведенням розрахунків відповідно до довідкових матеріалів та каталогів електротехнічного обладнання обираються технічні характеристики двигуна, необхідні для визначення пускових струмів, моментів та параметрів електричної мережі:

ТП 2: $S = 400$ кВА, $U_{кз} = 4,5$ %

М1: 4АМ200S4У3: $P = 45$ кВт, $I_n = 83,3$ А, $K_i = 6,5$.

Для перевірки допустимості пускового режиму визначається величина втрати напруги, яка виникає під час запуску електродвигуна:

$$\delta U = \frac{Z_e}{Z_c + Z_{дв}} \cdot 100 \quad ,\% \quad (3.13)$$

де Z_c – характеризує еквівалентний повний опір електричної мережі від джерела живлення до електродвигуна та враховує параметри силового трансформатора і лінії електропередачі, Ом;

$Z_{дв}$ – відповідає повному опору короткого замикання асинхронного двигуна, Ом.

Однією зі складових розрахункової схеми є повний опір силового трансформатора, значення якого визначається за наведеною формулою:

$$Z_T = \frac{U_K \% \cdot U_H}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_H}, \text{ Ом} \quad (3.14)$$

де $U_K \%$ - напруга короткого замикання трансформатора, $U_K = 4,7\%$;

U_H – номінальна напруга силового трансформатора, $U_H = 400 \text{ В}$;

I_H – номінальний струм трансформатора, $I_H = 380 \text{ А}$.

Після визначення параметрів трансформатора обчислюється повний опір асинхронного електродвигуна:

$$Z_M = \frac{4,5 \cdot 400}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 577,4} = 0,018 \text{ Ом}$$

Для визначення сумарного опору електричної мережі необхідно також врахувати опір лінії електропередачі. Його значення розраховується за наступною залежністю:

$$Z_L = \sqrt{(r_o \cdot L)^2 + (x_o \cdot L)^2}, \text{ Ом} \quad (3.15)$$

де r_o , x_o – питомі значення активного та індуктивного опорів проводу відповідно, Ом/км;

L – довжина ділянки лінії електропередачі, км.

Для лінії, виконаної проводом марки А-70, повний опір становить

$$Z_L = \sqrt{(0,83 \cdot 0,015)^2 + (0,325 \cdot 0,015)^2} = 0,018 \text{ Ом}$$

Наступним етапом є визначення опору короткого замикання асинхронного електродвигуна, який обчислюється за формулою:

$$Z_{\partial s} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H \cdot k_i}, \text{ Ом} \quad (3.16)$$

де U_H , I_H – номінальні значення напруги та струму електродвигуна відповідно;
 k_i – кратність пускового струму відносно його номінального значення.

$$Z_{\partial s} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 83,3 \cdot 6,5} = 0,4 \text{ Ом}$$

На основі отриманих параметрів мережі та двигуна визначається величина втрати напруги в момент запуску електродвигуна:

$$\delta U = \frac{0,018 + 0,013}{0,018 + 0,013 + 0,4} \cdot 100 = 7,2 \%$$

Згідно з вимогами нормативної документації [4], допустиме зниження напруги в мережі під час пуску асинхронних електродвигунів не повинно перевищувати 30 %. Результати проведених розрахунків свідчать про виконання зазначеної умови, що підтверджує можливість надійної роботи електропривода без негативного впливу на інші електроприймачі системи електропостачання.

3.5. Визначення втрат напруги в мережах напругою 0,38 кВ

Розрахунок втрат напруги в мережах напругою 0,38 кВ виконується шляхом визначення фактичного значення падіння напруги та його подальшого порівняння з нормативно допустимим рівнем. Така перевірка дає можливість оцінити відповідність параметрів спроектованої мережі вимогам щодо якості електричної енергії та надійності електропостачання споживачів.

Під час аналізу режиму роботи електричної мережі необхідно забезпечити виконання умови, за якої розрахункові втрати напруги в найбільш віддалених точках лінії не перевищують гранично допустимих значень, установлених нормативними документами.

Фактична втрата напруги в кінцевій точці лінії електропередачі визначається за наступною розрахунковою залежністю:

$$\Delta U = \frac{r_o \cdot \sum_1^n P_i L_i + x_o \cdot \sum_1^n Q_i L_i}{10 \cdot U_H^2}, \quad \% \quad (3.17)$$

де x_o , r_o – питомі значення активного та індуктивного опорів проводу відповідно, Ом/км;

P_i , Q_i – активна і реактивна складові навантаження i -тої ділянки лінії, кВт та кВАр;

L_i – протяжність відповідної ділянки електричної мережі, км.

Розрахунок фактичних втрат напруги для трансформаторної підстанції ТП-1 виконується окремо для кожної лінії. Спочатку визначимо втрати напруги для лінії Л1:

$$\Delta U = \frac{0,83 \cdot (0,035 \cdot 4 + 0,08 \cdot 7,4 + 0,04 \cdot 5 + 0,015 \cdot 10,4 + 0,08 \cdot 5 + 0,02 \cdot 13,4 + 0,02 \cdot 2 + 0,03 \cdot 14,6) + 0,325 \cdot (0,02 \cdot 10 + 0,03 \cdot 10)}{10 \cdot 0,38^2} = 1,4\%$$

Л2:

$$\Delta U = \frac{0,83 \cdot (0,08 \cdot 5 + 0,11 \cdot 5 + 0,015 \cdot 8 + 0,08 \cdot 5 + 0,04 \cdot 11 + 0,04 \cdot 3 + 0,07 \cdot 6,8 + 0,55 \cdot 15,1) + 0,325 \cdot (0,04 \cdot 2 + 0,07 \cdot 2 + 0,055 \cdot 2)}{10 \cdot 0,38^2} = 2\%$$

Л 3:

$$\Delta U = \frac{0,83 \cdot (0,07 \cdot 3,1 + 0,08 \cdot 4,8 + 22,9 \cdot 0,08) + 0,325 \cdot 0,08 \cdot 10}{10 \cdot 0,38^2} = 1,6\%$$

Для трансформаторної підстанції ТП-2 визначення фактичних втрат напруги також виконується окремо за кожною розподільною лінією.

Розрахунок для лінії Л1 проводиться за наведеною вище методикою:

$$\begin{aligned} \Delta U = & \frac{0,83 \cdot (0,015 \cdot 6 + 0,015 \cdot 15,6 + 0,02 \cdot 24,7 + 0,02 \cdot 33,8 + 0,015 \cdot 38 + 0,025 \cdot 4 + 0,02 \cdot 5,8 + \\ & + 0,015 \cdot 9,5 + 0,03 \cdot 10,7 + 0,04 \cdot 49,3 + 0,03 \cdot 20 + 0,02 \cdot 61,7) + 0,325(0,015 \cdot 4 + 0,015 \cdot 4 + 0,02 \cdot 17,4 + \\ & + 0,02 \cdot 21 + 0,015 \cdot 24 + 0,025 \cdot 2 + 0,02 \cdot 2 + 0,015 \cdot 6,2 + 0,03 \cdot 6,2 + 0,04 \cdot 27,7 + 0,03 \cdot 18 + \\ & + 0,02 \cdot 38,7)}{10 \cdot 0,38^2} = 4,7\% \end{aligned}$$

Л2

$$\Delta U = \frac{0,83 \cdot (185 \cdot 0,015) + 0,325 \cdot (170 \cdot 0,015)}{10 \cdot 0,38^2} = 2,2\%$$

Л3

$$\begin{aligned} \Delta U = & \frac{0,83 \cdot (0,02 \cdot 55 + 0,02 \cdot 64,1 + 0,02 \cdot 70,1 + 0,02 \cdot 82,5 + 0,02 \cdot 95) + 0,325 \cdot (0,02 \cdot 50 + 0,02 \cdot 56 + \\ & + 0,02 \cdot 60,8 + 0,02 \cdot 68,1 + 0,02 \cdot 79,1)}{10 \cdot 0,38^2} = 5\% \end{aligned}$$

Отримані значення фактичних втрат напруги не перевищують гранично допустимого рівня 7,5 %, що підтверджує правильність вибору перерізів проводів та відповідність параметрів мережі вимогам щодо якості електропостачання.

3.6. Розрахунок захисту мережі 0,38 кВ

Для забезпечення захисту розподільних ліній напругою 0,38 кВ від перевантажень та струмів короткого замикання передбачається застосування автоматичних вимикачів серії ВА-51. Використання даних апаратів дозволяє підвищити надійність роботи електричної мережі та забезпечити своєчасне відключення пошкоджених ділянок у разі виникнення аварійних режимів.

На першому етапі виконується розрахунок параметрів захисту для лінії Л1. Для правильного вибору номінальних характеристик автоматичного вимикача необхідно визначити найбільше значення робочого струму, яке може протікати по лінії в режимі максимального навантаження.

Розрахунковий максимальний струм лінії визначається за наступною формулою:

:

$$I_{p.max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}, A \quad (3.18)$$

$$I_{p.max} = \frac{\sqrt{61,7^2 + 38,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 93,3 A$$

Для вибору параметрів автоматичного вимикача визначаємо розрахункове значення струму теплового розчіплювача за наступною залежністю:

$$I_{t.mp} = K_n \cdot I_{p.max}, A \quad (3.19)$$

де K_n — коефіцієнт надійності, що враховує можливі відхилення режимів роботи електричної мережі.

$$I_{t.mp} = 1 \cdot 129 = 123 A$$

За результатами розрахунку для захисту лінії Л1 приймається автоматичний вимикач типу ВА-51-31 із номінальним струмом теплового розчіплювача $I_{н.тр} = 100 \text{ А}$.

Наступним етапом виконується перевірка чутливості захисту шляхом визначення відповідного коефіцієнта:

$$K_4 = \frac{I_K^1}{I_{д.тр.}} > 3 \quad (3.20)$$

де I_K^1 - струм однофазного короткого замикання в найбільш віддаленій точці зони захисту, А.

$$K_4 = \frac{388,7}{100} = 3,8 > 3$$

Для оцінювання ефективності роботи автоматичного вимикача додатково визначається чутливість електромагнітного розчіплювача відносно теплового розчіплювача за формулою:

$$K_{чв} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{ел.р.}} \geq 1,1 \quad (3.21)$$

$$K_{чв} = \frac{1120}{100 \cdot 10} = 1,12 > 1,1$$

Аналогічна методика застосовується для вибору та перевірки захисних апаратів лінії Л2.

Спочатку визначається максимальний робочий струм лінії:

$$I_{р.мах} = \frac{\sqrt{185^2 + 170^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 360 \text{ А}$$

Після цього обчислюється необхідний струм теплового розчіплювача:

$$I_{m.mp} = 1,25 \cdot 360 = 450 \text{ A}$$

На підставі отриманих результатів для захисту лінії Л2 приймається автоматичний вимикач типу АЗ736ФУЗ з номінальним струмом теплового розчіплювача ($I_{\text{д.тр}}=500$) А.

Далі перевіряється коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1746}{500} = 3,5 > 3$$

Після чого визначається чутливість спрацювання електромагнітного розчіплювача:

$$K_{\text{чв}} = \frac{5500}{500 \cdot 10} = 1,1 = 1,1$$

За аналогічною схемою виконується розрахунок параметрів захисту для лінії ЛЗ.

Для даної лінії визначаємо максимальний робочий струм:

$$I_{p.max} = \frac{\sqrt{95^2 + 79.1^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 146.2 \text{ A}$$

Обчислюємо розрахунковий струм спрацювання теплового розчіплювача:

$$I_{m.mp} = 1 \cdot 146,2 = 146,2 \text{ A}$$

За результатами розрахунку приймається автоматичний вимикач типу ВА-51-33 із номінальним струмом теплового розчіплювача $I_{\text{д.тр}} = 160$ А.

Після вибору захисного апарата перевіряється коефіцієнт чутливості:

$$K_{\eta} = \frac{797}{160} = 4,9 > 3$$

та визначаємо чутливість спрацювання електромагнітного розчіплювача:

$$K_{\eta\phi} = \frac{1800}{160 \cdot 10} = 1,12 > 1,1$$

Проведені розрахунки свідчать, що для всіх розглянутих ліній виконуються вимоги щодо вибору автоматичних вимикачів, а коефіцієнти чутливості відповідають нормативним значенням. Отже, прийняті захисні апарати забезпечують надійний захист мережі 0,38 кВ від перевантажень і струмів короткого замикання, а результати розрахунків можуть бути визнані коректними.

Висновки до розділу 3

1. У даному розділі виконано комплекс розрахунків електричних мереж напругою 0,38–10 кВ, необхідних для забезпечення надійного та економічно обґрунтованого електропостачання споживачів підприємства. На основі аналізу навантажень визначено розрахункові параметри ліній електропередачі, що дало можливість виконати подальший вибір елементів системи електропостачання.

2. Проведено розрахунок навантажень окремих ділянок мережі 0,38 кВ та визначено сумарні значення активної і реактивної потужностей для різних режимів роботи. Отримані результати використано для вибору перерізів проводів повітряних ліній та перевірки їх відповідності допустимим втратам напруги.

3. На підставі виконаних розрахунків для всіх ліній електропередачі прийнято стандартні алюмінієві проводи необхідного перерізу, що забезпечують нормативні показники якості електричної енергії та допустимий рівень втрат під

час передачі електроенергії. Перевірка показала, що фактичні втрати напруги не перевищують встановлених нормативних значень.

4. Виконано розрахунок навантажень трансформаторних підстанцій та обґрунтовано вибір силових трансформаторів потужністю 40 кВА для комунально-побутових споживачів і 250 кВА для тваринницького комплексу ВРХ. Перевірка навантажувальної здатності підтвердила можливість їх роботи без перевантаження в умовах тривалої експлуатації.

5. Для підвищення надійності електропостачання споживачів I категорії передбачено резервне джерело живлення у вигляді автономної електростанції потужністю 250 кВт, що забезпечує підтримання технологічних процесів у разі аварійного відключення зовнішньої мережі. Додатково виконано перевірку допустимості пуску асинхронних електродвигунів, результати якої підтвердили відповідність втрат напруги нормативним вимогам.

6. У розділі також розроблено схему головних електричних з'єднань трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ та виконано вибір основних апаратів комутації і захисту. Проведені перевірочні розрахунки показали працездатність обладнання як у нормальних, так і в аварійних режимах роботи.

7. Для захисту ліній 0,38 кВ обрано автоматичні вимикачі відповідних типів та номіналів. Перевірка коефіцієнтів чутливості підтвердила ефективність прийнятих рішень щодо захисту мережі від перевантажень і струмів короткого замикання. Отримані результати свідчать про відповідність спроектованої системи електропостачання вимогам надійності, безпеки та енергоефективності.

4. ПРОЄКТ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДПРИЄМСТВА «АГРОСЕРВІС» З ВИКОРИСТАННЯМ БІОЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ

4.1 Формування енергетичної системи з інтеграцією біогазової установки

Одним із перспективних напрямів підвищення енергетичної незалежності сільськогосподарських підприємств є впровадження комбінованих систем енергопостачання, у яких традиційні джерела енергії поєднуються з установками, що використовують відновлювані енергетичні ресурси. Для тваринницького комплексу підприємства «Агросервіс» таким джерелом виступає біогазова установка, призначена для перероблення органічних відходів із одночасним виробництвом енергетичних ресурсів.

Робота біогазового комплексу здійснюється за технологічною схемою, наведеною на рисунку 4.1. Сировиною для виробництва біогазу є відходи тваринництва та рослинницької продукції. Гній великої рогатої худоби разом із подрібненою солом'яною підстилкою

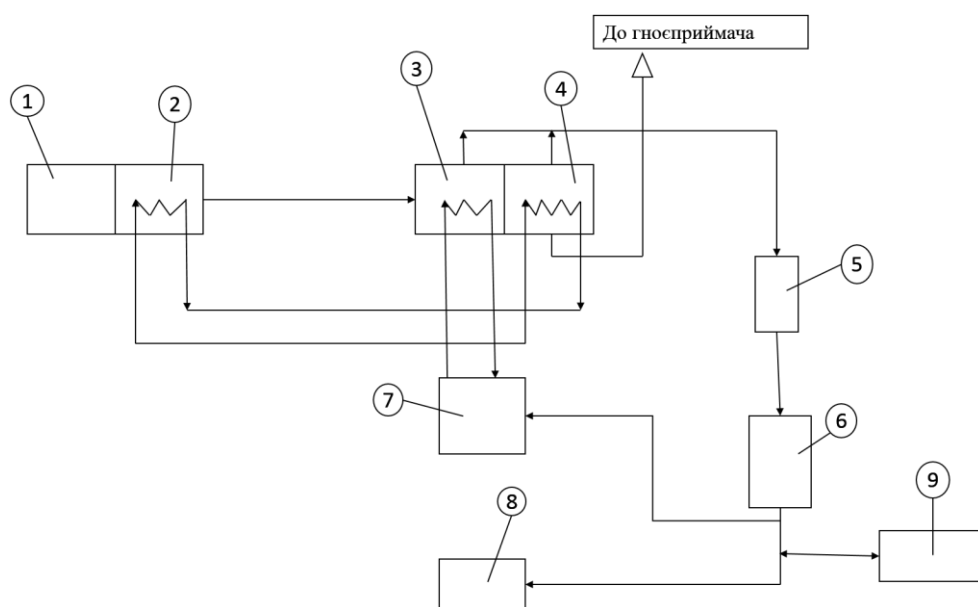


Рисунок 4.1 – Блок-схема функціонування біогазової установки, де
1. гноєприймач. 6. Блок очищення біогазу.

- | | |
|----------------------------------|--------------------------------------|
| 2. Блок попереднього підігріву. | 7. Котельня на біогазі. |
| 3. Секція попереднього бродіння. | 8. Біогазова електростанція або ГТМ. |
| 4. Секція для бродіння гною. | 9. Блок накопичення біогазу |
| 5. Компресор біогазу | |

У гноєприймачі здійснюється попередня підготовка органічної сировини до процесу анаеробного зброджування. Необхідна вологість субстрату на рівні 89–96 % забезпечується шляхом додавання води на початковій стадії технологічного процесу. Після досягнення заданих параметрів гнійна маса надходить до підігрівача-витримувача, де нагрівається до температури близько 35 °С та витримується протягом трьох діб. Такий режим відповідає мезофільним умовам бродіння та сприяє активізації життєдіяльності метаноутворюючих мікроорганізмів.

Підготовлений субстрат за допомогою фекального насоса подається до першої секції біореактора, де перебуває протягом шести діб. Після завершення початкової стадії анаеробного зброджування маса переміщується до наступної секції реактора, у якій процес ферментації продовжується ще шість діб. Після завершення повного циклу бродіння переброджений субстрат транспортується до резервуара для зберігання органічних добрив із подальшим використанням на сільськогосподарських угіддях підприємства.

Необхідний температурний режим у біореакторі підтримується протягом усього періоду ферментації за рахунок теплової енергії, що виробляється котлом-пароутворювачем. У результаті анаеробного розкладання органічної речовини утворюється біогаз, який компресором подається до системи очищення. У блоці підготовки газу відбувається видалення вологи та небажаних домішок, що підвищує його енергетичну цінність і покращує умови подальшого використання.

Після очищення біогаз спрямовується до котла-пароутворювача та електрогенерувальної установки для виробництва теплової й електричної енергії. Надлишкові обсяги біогазу накопичуються в газгольдері, звідки можуть

використовуватися як моторне паливо для транспортних засобів і сільськогосподарської техніки підприємства. Для інтенсифікації процесів ферментації та запобігання утворенню осаду в реакторі передбачено гідравлічне перемішування субстрату.

4.2 Розрахунок гноєприймача

Гноєприймач призначений для приймання, накопичення та короткочасного зберігання гнойових стоків, що надходять від тваринницького комплексу через магістральний канал. Його конструкція повинна забезпечувати безперервне надходження органічної сировини, створення необхідних умов для її попередньої підготовки та можливість накопичення запасу субстрату перед подачею до біогазової установки.

Згідно з технологічними вимогами, гноєприймач повинен забезпечувати приймання всього обсягу гною від комплексу великої рогатої худоби з вологістю 89–95 % та його зберігання протягом 3 діб. Виходячи з планувальних особливостей території підприємства та розташування тваринницьких приміщень, довжина споруди приймається 190 м, ширина — 10 м. Поздовжній ухил гноєприймача становить $i_n=0,006$, що забезпечує самопливне переміщення гнойової маси в напрямку технологічного обладнання.

У верхній частині споруди передбачається розташування трубопроводу для подачі води, яка використовується для змивання твердих фракцій та регулювання вологості субстрату. Це дозволяє підтримувати оптимальні параметри сировини для подальшого анаеробного зброджування та стабільної роботи біогазового комплексу.

Об'єм гноєприймача визначається за наступною розрахунковою залежністю:

$$V_{n,розр.} = \Sigma g \cdot N \cdot \rho \cdot t_n \cdot k_B = 32,4 \cdot 1100 \cdot 1000 \cdot 3 \cdot 3 = 320,8 \text{ м}^3 \quad (4.1)$$

де: Σg - сумарний добовий вихід гною та подрібненої солом'яної підстилки в розрахунку на одну голову великої рогатої худоби, кг/добу або т/добу;

N - кількість тварин, що утримуються на фермі, голів. Для даного проєкту приймається ($N = 1100$) голів;

ρ — густина (щільність) гнойової маси, т/м³. Для розрахунків приймається ($\rho = 1$) т/м³;

t_n - тривалість накопичення органічної сировини в гноєприймачі, діб. У даному випадку $t_n = 3$ доби;

k_g - коефіцієнт коригування об'єму гнойової маси, який враховує зміну її фізичних параметрів залежно від вологості субстрату. Для вологості в межах 89 - 95 % приймається значення $k_g = 3$.

Наведені параметри дозволяють визначити необхідний корисний об'єм гноєприймача, який забезпечуватиме безперервну роботу біогазової установки та створення запасу сировини для стабільного перебігу процесу анаеробного зброджування.

4.3 Розрахунок місткості біореактора

Місткість біореактора, відповідно до технологічної схеми, складається з трьох основних функціональних зон. Перша частина виконує роль підігрівача-витримувача, а дві інші призначені для анаеробного зброджування гнойової маси.

До підігрівача-витримувача подається обсяг органічної сировини, що відповідає тридобовому виходу гною з тваринницького комплексу. Кожна із секцій бродіння повинна мати місткість, достатню для розміщення подвійного обсягу підігрівача-витримувача. Крім того, під час проєктування необхідно врахувати технологічний резерв: приблизно одна третина об'єму кожної секції залишається вільною для накопичення та відведення біогазу, що утворюється в процесі метанового бродіння.

А. Визначення місткості підігрівача-витримувача

Розрахункова місткість підігрівача-витримувача визначається за такою залежністю, м³:

$$V_{n-6} = Q \cdot N \cdot \rho \cdot t_n \cdot k_6 = 32,4 \cdot 1100 \cdot 1000 \cdot 3 \cdot 3 = 317, \quad (4.2)$$

де Q - добовий вихід гнойової маси від однієї корови з урахуванням підстилки, кг. Для розрахунку приймається, $Q = 32,4$ кг;

N - кількість голів великої рогатої худоби на комплексі, $N = 1100$ голів;

ρ - густина гною, кг/м³. У розрахунках приймається $\rho = 1000$ кг/м³;

t_n - тривалість накопичення гнойової маси, $t_n = 3$ доби;

k_6 - коефіцієнт, що враховує зміну об'єму гною залежно від його початкової вологості; для заданих умов $k_6 = 3$.

За результатами розрахунку до подальшого проєктування приймається місткість підігрівача-витримувача $V_{n-6} = 320$ м³.

Б. Визначення місткості секцій для зброджування гнойової маси

Після визначення об'єму підігрівача-витримувача виконується розрахунок місткості секцій біореактора, призначених для анаеробного зброджування органічної сировини. Розрахунок проводиться за такою залежністю:

$$V_{\delta I} = 2 \cdot V_{n-6} \cdot k_2 = 2 \cdot 320 \cdot 1,3 = 832 \text{ м}^3 \quad (4.3)$$

де k_2 - коефіцієнт запасу об'єму реактора, який враховує необхідність виділення простору для накопичення утвореного біогазу; для прийнятих умов $k_2 = 1,3$).

За результатами розрахунку місткість першої секції бродіння приймається

$$V_{\delta 1} = 835 \text{ м}^3$$

Оскільки секції 3 і 4 біореактора мають однакові конструктивні параметри та працюють за однаковою технологічною схемою, їхні об'єми приймаються рівними:

$$V_{\delta 1} = V_{\delta 2} = 835 \text{ м}^3$$

Загальний об'єм біореактора визначається як сума місткості підігрівача-витримувача та двох секцій анаеробного зброджування:

$$V_{\delta 1} = V_{\delta 1} + V_{\delta 2} + V_{n-6} = 835 + 835 + 320 = 1990 \text{ м}^3 \quad (4.4)$$

Прийmemo об'єм $V_{\delta 1} = 2000 \text{ м}^3$

Річний вихід біогазу:

$$G_p = V_{\delta 1} \cdot g \cdot N_p = 2000 \cdot 2 \cdot 365 = 1460000 \text{ м}^3/\text{рік} \quad (4.5)$$

де g – середньостатистичний вихід біогазу з 1 м^3 реактора за добу, прийmemo $g = 2 \text{ м}^3 / 1 \text{ м}^3$ реактора

N_p – кількість діб в році, $N_p = 365 \text{ діб}$

Висновки до розділу 4

1. У четвертому розділі розроблено проєкт впровадження комбінованої системи енергопостачання підприємства «Агросервіс» із використанням біогазової установки як додаткового відновлюваного джерела енергії. Запропоноване технічне рішення спрямоване на підвищення енергетичної незалежності

підприємства, зменшення витрат на придбання традиційних енергоносіїв та ефективне використання відходів тваринництва і рослинництва.

2. Виконано аналіз технологічного процесу виробництва біогазу та обґрунтовано структурну схему роботи біогазового комплексу. Встановлено, що використання гною великої рогатої худоби та рослинних залишків дозволяє організувати безперервний цикл отримання біогазу, теплової та електричної енергії з одночасним виробництвом органічних добрив.

3. Проведено розрахунок основних елементів біогазової установки. Визначено необхідний об'єм гноєприймача для накопичення та попередньої підготовки сировини, а також розраховано місткість підігрівача-витримувача та секцій анаеробного зброджування.

4. Запропонована технологічна схема передбачає очищення виробленого біогазу та його подальше використання для виробництва електричної і теплової енергії. Надлишки біогазу можуть накопичуватися в газгольдері та використовуватися як альтернативне паливо для транспортних засобів і сільськогосподарської техніки підприємства, а також продаватися в газотранспортну чи розподільчу мережі.

5. Впровадження біогазового комплексу дозволяє підвищити надійність енергозабезпечення тваринницького комплексу, зменшити залежність від зовнішніх постачальників енергоносіїв, скоротити витрати на утилізацію відходів та покращити екологічні показники господарства.

6. Отримані результати підтверджують технічну доцільність та перспективність інтеграції біогазової установки до структури енергопостачання підприємства «Агросервіс», а також створюють передумови для подальшого підвищення рівня енергетичної автономності та конкурентоспроможності господарства.

5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУ

У сучасних умовах розвитку агропромислового виробництва особливого значення набуває економічна ефективність впровадження нових енергетичних технологій. Зростання вартості традиційних енергоносіїв, необхідність підвищення енергетичної незалежності підприємств та посилення екологічних вимог обумовлюють доцільність використання альтернативних джерел енергії в системах електро- та теплопостачання.

Одним із перспективних напрямів підвищення ефективності функціонування тваринницьких комплексів є впровадження комбінованих систем енергозабезпечення, які поєднують централізоване електропостачання з власними генерувальними потужностями на основі відновлюваних джерел енергії. Проте прийняття рішення щодо реалізації таких проєктів потребує обов'язкового техніко-економічного обґрунтування.

У даному розділі виконується економічне порівняння двох варіантів енергопостачання підприємства «Агросервіс»: традиційної системи електропостачання та комбінованої системи з використанням біогазової установки. Основною метою розрахунків є визначення економічної доцільності впровадження біоенергетичного комплексу шляхом оцінювання капітальних вкладень, експлуатаційних витрат, приведених витрат та очікуваного економічного ефекту від реалізації проєкту.

Для оцінювання ефективності запропонованих технічних рішень виконується техніко-економічне порівняння двох варіантів організації електро- та енергозабезпечення тваринницького комплексу великої рогатої худоби. Оцінювання проводиться за критерієм приведених витрат, який дозволяє врахувати як початкові інвестиції, так і подальші експлуатаційні витрати протягом розрахункового періоду.

Перший варіант передбачає використання традиційної системи електропостачання від зовнішньої електричної мережі. Другий варіант базується на

впровадженні комбінованої системи енергозабезпечення із залученням біогазової установки, біогазової електростанції та комплексу очищення біогазу. Порівняння зазначених варіантів дозволяє визначити економічну доцільність використання альтернативних джерел енергії в умовах підприємства «Агросервіс».

5.1 Капітальні вкладення в мережу 0,4 кВ

На першому етапі техніко-економічного аналізу визначаються капітальні витрати, необхідні для створення системи електропостачання. До їх складу входять витрати на спорудження трансформаторних підстанцій, будівництво повітряних ліній електропередачі та придбання основного електротехнічного обладнання.

Для першого варіанту загальна величина капітальних вкладень у мережу 0,4 кВ визначається за формулою:

$$K_1 = \Sigma K_{ТП} + \Sigma K_{ВЛ} \cdot l_{ВЛ} , \quad (5.1)$$

де $K_{ТП}$ - сумарні капітальні витрати на спорудження трансформаторних підстанцій, *млн грн*;

$K_{ВЛ}$ - питомі капітальні витрати на будівництво 1 км повітряної лінії напругою 0,4 кВ, *млн грн/км*;

$l_{ВЛ}$ - загальна довжина повітряних ліній 0,4 кВ, *км*.

Для другого варіанту, який передбачає впровадження біоенергетичного комплексу, загальні капітальні витрати визначаються за виразом:

$$K_2 = \Sigma K_{ТП} + \Sigma K_{ВЛ} \cdot l_{ВЛ} + K_{БГУ} + K_{БЕС} + K_{ОБ}; \quad (5.2)$$

де $K_{БГУ}$ — капітальні вкладення на будівництво біогазової установки, *млн грн*;

$K_{БЕС}$ — витрати на спорудження біогазової електростанції, *млн грн*;

K_{OB} — капітальні витрати на систему очищення та підготовки біогазу до використання, *млн грн.*

Отримані вихідні дані та результати розрахунків капітальних вкладень для обох варіантів електро- та енергопостачання узагальнюються в таблиці 5.1, що дозволяє виконати їх подальший порівняльний аналіз та оцінити економічну ефективність запропонованих технічних рішень.

Таблиця 5.1 - Капіталовкладення до мережі 0,4 кВ.

Найменування	Вихідний варіант			Проектуємий варіант		
	Кіл./ (довж)	Розрахунок ова вар- ть, (млн.грн)	Сумарна вар-ть (млн.грн)	Кіл./ (довж)	Розрах. вар-ть (млн.грн)	Сумарна вар-ть (млн.грн)
КТП – 250/10(6)/0,4 А35 дер с ж/б БГУ БЕС Generac SG 160 Комплекс очистки біогазу						
	Трансформаторна підстанція					
	1	0,110	0,110	1	0,110	0,110
	Лінії електропередач					
	0,421 (км)	0,018	0,0072	0,421	0,018	0,0072
	Біогазова установка					
	-	-	-	1	111,22	111,22
	-	-	-	1	3,78	3,78
	-	-	-	1	15	15
Всього:			0,1172		130	130

5.2 Визначення річних експлуатаційних витрат

Важливим етапом техніко-економічного аналізу є визначення річних експлуатаційних витрат, які характеризують витрати на підтримання працездатності системи енергопостачання протягом усього періоду її експлуатації. До складу експлуатаційних витрат входять амортизаційні відрахування, витрати на технічне обслуговування та ремонт обладнання, а також витрати, пов'язані зі споживанням енергетичних ресурсів.

Сумарні річні експлуатаційні витрати визначаються за формулою, млн грн:

$$B = B_a + B_{обс} + B_e, \quad (5.3)$$

де

B_a - річні амортизаційні відрахування, млн грн;

$B_{обс}$ - витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт елементів системи енергопостачання, *млн грн*;

B_e - витрати на енергетичні ресурси та забезпечення функціонування системи, *млн грн*.

Амортизаційні відрахування характеризують поступове перенесення вартості основних засобів на собівартість виробленої продукції та визначаються за наступною залежністю, *млн грн*:

$$B_a = \sum \frac{P_{ai}}{100} \quad (5.4)$$

Де P_{ai} - нормативна ставка амортизаційних відрахувань для і-го елемента системи енергопостачання, %;

$$P_a = \frac{K - K_{л}}{K \cdot t_c} \quad (5.5)$$

де K - первісна вартість об'єкта або капітальні вкладення, грн;

K_L - ліквідаційна (залишкова) вартість обладнання після завершення нормативного строку експлуатації, грн;

t_c - розрахунковий строк служби обладнання, років.

Для проведення економічних розрахунків використовуються нормативні значення амортизаційних відрахувань, встановлені для відповідних груп енергетичного обладнання. Так, для трансформаторних підстанцій, комутаційних апаратів та повітряних ліній електропередачі на залізобетонних опорах норма амортизації становить 5–6,7 % при строку експлуатації 15–20 років. Для біогазових електростанцій із нормативним строком служби 20–25 років амортизаційні відрахування приймаються на рівні 4,5 %, а для біогазових установок зі строком експлуатації 25–30 років — у межах 3,3–4 %.

Результати розрахунку амортизаційних витрат для окремих елементів системи електро- та енергопостачання наведені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 - Видатки на амортизацію.

Варіант	Найменше обладнання	Капітальні вкладення (тис.грн)	Амортизаційні відрахування	
			Нормуємі вел. %	Розрахункові вел. (тис.грн)
Вихідний	КТП 10/0,4	125	6	1,5
	ПЛ 0,38кВ	4	6	0,24
	Всього	-	-	1,74
Проектуємий	КТП 10/0,4	25	6	1,5
	Лінії 0,38 кВ	4	6	0,24
	БГУ	130000	4	3250
	ВЕС	3780	6	228
	Комплекс очистки біогазу	15000	6	900
Всього				4380

Витрати на технічне обслуговування системи енергопостачання визначаються з урахуванням кількості обладнання, складності його експлуатації та нормативних трудових витрат на підтримання працездатного стану. Дана складова експлуатаційних витрат охоплює виконання профілактичних оглядів, поточних ремонтів, регулювальних робіт та інших заходів, необхідних для забезпечення надійної роботи енергетичного обладнання.

Річні витрати на обслуговування визначаються за формулою:

$$B_{об} = \gamma \cdot \Sigma B_y \quad (5.6)$$

де γ - нормативні витрати на обслуговування однієї умовної одиниці обладнання, грн/рік; для даного проєкту приймається ($\gamma = 700$) грн/рік;

ΣB_y - сумарна кількість умовних одиниць обслуговування елементів системи електро- та енергопостачання.

Величина умовних одиниць обслуговування визначається відповідно до нормативно-довідкових даних з урахуванням типу, потужності та кількості встановленого обладнання. Отримані результати дозволяють оцінити обсяг експлуатаційних витрат, необхідних для забезпечення безперебійної роботи системи протягом розрахункового періоду.

Результати розрахунку витрат на технічне обслуговування для обох варіантів системи енергопостачання наведено в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 - Видатки на обслуговування електромережі 0,38 кВ

Варіант	Складові системи електропостачання	Кільк. Обл-ня Довж. ЛЕП,	Кільк. умовн. одиниць		Витрати на обслуг, тис.грн
			на од.	всього	
Вих. варіант	КТП 10/0,4	1	4	4	2,8
	ВЛ 0,38 кВ	0,421	2,5	1,05	0,74
	Всього				3,54

Проект	КТП 10/0,4	1	4	4	2,8
	ВЛ 0,38кВ	0,421	2,5	1,05	0,74
	БГУ	1	4	4	2,8
	БЕС	1	4	4	2,8
	Комплекс підготовки біогазу	1	4	4	2,8
	Всього				12,68

Витрати, пов'язані з втратами електричної енергії, є однією з основних складових експлуатаційних витрат системи електропостачання. Їх величина залежить від параметрів електричної мережі, режимів роботи споживачів та ефективності роботи трансформаторного обладнання.

Загальні витрати на компенсацію втрат електроенергії складаються з витрат, обумовлених втратами в повітряних лініях електропередачі напругою 0,38 кВ ($B_{ЕВЛ}$), та витрат на покриття втрат електроенергії в силових трансформаторах підстанцій ($B_{ЕТП}$). Розрахунок виконується за формулою:

$$B_E = B_{ЕВЛ} + B_{ЕТП} = \sum \Delta A_{ПЛ} \cdot C_{ПЛ} + \sum \Delta A_{ТП} \cdot C_{ТП}, \quad (5.6)$$

$\sum \Delta A_{ПЛ}$, $\sum \Delta A_{ТП}$ – питомі витрати, що припадають на 1 кВт·год втраченої електроенергії в повітряних лініях, грн/кВт·год;

$C_{ПЛ}$, $C_{ТП}$ – питомі витрати на 1 кВт·год втрат електроенергії в трансформаторному обладнанні, грн/кВт·год.

Для виробничих споживачів у розрахунках приймаються такі питомі витрати на покриття втрат електричної енергії:

$$C_{ПЛ} = 10,4 \text{ грн/кВт·год.}$$

$$C_{ТП} = 8,5 \text{ грн/кВт·год.}$$

Отримані значення використовуються для визначення річних експлуатаційних витрат та подальшого техніко-економічного порівняння розглянутих варіантів системи енергопостачання.

Таблиця 5.4 – Результати розрахунку втрат електроенергії та пов'язаних з ними витрат у мережі 0,38 кВ

Варіант	Елементи системи електропостачання	Сумарні втрати електроенергії ΔA (кВт·год)	Питомі затрати на втрати електроенергії (грн/кВт·год)	Видатки на втрати електроенергії I_E (тис.грн)
Вихідний	ТП 10/0,4 кВ	4749	8,5	40,4
	ПЛ 0,38 кВ	352,3	10,4	3,64
	Всього			44,04
Проект	ТП 10/0,4	1785,34	8,5	15,13
	ПЛ 0,38 кВ	352,3	10,4	3,64
	Всього			18,77

Після визначення всіх складових експлуатаційних витрат виконується розрахунок їх сумарного річного значення. До загальних витрат включаються амортизаційні відрахування, витрати на технічне обслуговування та ремонт обладнання, а також витрати, пов'язані з втратами електричної енергії в мережах і трансформаторних підстанціях.

Таким чином, загальна величина річних експлуатаційних витрат становить, млн грн:

$$B_1 = B_{o61} + B_{a1} + B_{e1} = 0,0017 + 0,0035 + 0,0404 = 0,0456 \quad (5.7)$$

$$B_2 = B_{a2} + B_{o62} + B_{e2} = 4,38 + 0,013 + 0,018 = 4,411 \quad (5.8)$$

5.3 Порівняльна оцінка техніко-економічних показників варіантів енергопостачання

Завершальним етапом техніко-економічного обґрунтування є визначення основних показників ефективності запропонованих варіантів енерго- та електропостачання. Отримані показники дозволяють оцінити доцільність впровадження комбінованої системи енергозабезпечення з використанням біогазової установки та порівняти її з традиційною схемою електропостачання.

Для кожного з розглянутих варіантів визначаються приведені витрати, річний економічний ефект, термін окупності додаткових капіталовкладень та інші показники, що характеризують економічну результативність інвестиційного проєкту. Порівняння отриманих результатів дає можливість обґрунтувати вибір найбільш ефективного технічного рішення з урахуванням як початкових інвестицій, так і подальших експлуатаційних витрат.

Подальші розрахунки виконуються відповідно до чинних методик оцінювання ефективності енергетичних проєктів та базуються на результатах, отриманих у попередніх підрозділах.

Витрати на придбання електричної енергії протягом року визначаються на основі загального річного обсягу електроспоживання та чинного тарифу на електроенергію. Річні витрати на електроенергію становлять, тис. грн:

$$Z_{WI} = C_E \cdot W_I = 10,4 \cdot 690872 = 7200 \quad (5.10)$$

де C_E - тариф на електричну енергію, грн/кВт·год;

W_I - річне споживання електроенергії, кВт·год.

Річний обсяг споживання електричної енергії визначається за формулою:

$$W_I = \Sigma P \cdot N = 1892,8 \cdot 365 = 690872 \quad (5.11)$$

де ΣP - середньодобове споживання електроенергії, $\text{кВт} \cdot \text{год} / \text{добу}$;

N - кількість діб у році, у.о..

Впровадження біогазової електростанції дозволяє частково замінити електроенергію, що купується із зовнішньої мережі. Річний економічний ефект від виробництва власної електроенергії становить:

$$E_W = P_{\text{доб}} \cdot N \cdot C_E \cdot \eta_{\text{де}} = 930 \cdot 365 \cdot 10,4 \cdot 0,3 \cdot 10^{-6} = 1,06 \text{ млн грн/рік}, \quad (5.12)$$

де $P_{\text{доб}}$ - добовий виробіток електроенергії біогазовою електростанцією, $\text{кВт} \cdot \text{год}$;

$\eta_{\text{де}}$ – ККД дизельної електростанції, $\eta_{\text{де}} = 30\%$.

.

Додатковий економічний ефект формується за рахунок заміщення традиційних паливно-енергетичних ресурсів біогазом. Річна економія на дизельному паливі визначається за виразом:

$$E_{\Pi} = G_T \cdot \nu \cdot C_T \cdot N = 624 \cdot 0,5 \cdot 50 \cdot 365 \cdot 10^{-6} = 5,7 \text{ млн грн/рік}, \quad (5.13)$$

де G_T — добовий вихід товарного біогазу, м^3 ;

ν - коефіцієнт еквівалентності біогазу дизельному паливу, у.о.;

C_T — вартість дизельного палива, грн/л ;

Важливою перевагою біогазового комплексу є отримання високоякісних органічних добрив. Площа сільськогосподарських угідь, на яких можуть використовуватись добрива, визначається за формулою:

[

$$S_{o.з.} = V_{н.розр.}/3 \cdot N/H_{60} = 320/9 \cdot 365/100 = 130 \text{ га}$$

де: H_{60} - норма внесення органічних добрив, прийmemo $H_{60} = 100 \text{ т/га}$.

Завдяки внесенню органічних добрив очікується підвищення врожайності кукурудзи, що забезпечує додатковий прибуток:

$$D_{н.в.} = S_{o.з.} \cdot B_k \cdot C_k \cdot P_v = 130 \cdot 10 \cdot 9750 \cdot 0,1 \cdot 10^{-6} = 1,3 \text{ млн грн/рік}, \quad (5.14)$$

де B_k — середня врожайність кукурудзи, т/га ;

C_k — ринкова вартість зерна, грн/т ;

P_v — приріст урожайності внаслідок використання органічних добрив, %.

Найважливім заходом від впровадження БГУ є продаж біометану в країни ЄС через ГТМ. Чистий дохід (B_{6m}) від продажу біометану ($400 \text{ €}/1000 \text{ м}^3$) складає у середньому $20,6 \text{ млн.грн}$ за 1 млн.м^3 проданого біометану. З 1 м^3 біогазу можна отримати $0,6 \text{ м}^3$ біометану (V_{6m}). Таким чином чистий дохід від продажу біогазу в ГТМ буде складати:

$$D_{6m} = Gp \cdot V_{6m} \cdot B_{6m} = 1,46 \cdot 0,6 \cdot 20,6 = 18,05 \text{ млн.грн} \quad (5.15)$$

Для порівняння варіантів електро- та енергопостачання визначаються приведені витрати:

$$Z_1 = E_H \cdot K_1 + C_{W1} + B_1 = 0,15 \cdot 0,03 + 0,78 + 0,008 = 0,8 \quad (5.16)$$

$$Z_2 = E_H \cdot K_2 + C_{W2} + B_2 = 0,15 \cdot 130 + 0,4 + 0,634 = 16,07 \quad (5.17)$$

На завершальному етапі визначається строк окупності додаткових капіталовкладень, який характеризує економічну доцільність реалізації проєкту впровадження біогазового комплексу та дозволяє оцінити швидкість повернення інвестованих коштів.

Розрахунок строку окупності додаткових капітальних вкладень виконується для двох можливих сценаріїв використання продукції біогазової установки:

- варіант 1 — органічні добрива, отримані після анаеробного зброджування, використовуються безпосередньо на полях підприємства:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_2 - K_1}{E_w + E_{\text{п}} + D_{\text{п.в.}}} = \frac{130 - 0,03}{0,384 + 1,71 + 1,3} = 38 \quad (5.18)$$

- варіант 2 — вироблений біометан або товарна продукція біогазового комплексу реалізується на зовнішньому ринку, зокрема в країнах Європейського Союзу:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_2 - K_1}{E_w + E_{\text{п}} + D_{\text{с.р.}}} = \frac{130 - 0,03}{0,384 + 1,71 + 19,35} = 6,06 \quad (5.19)$$

Узагальнені результати техніко-економічного аналізу проєкту наведено в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Основні техніко-економічні показники впровадження комбінованої системи енергопостачання

Показник	Одиниця виміру	Вихідний варіант	Проектний варіант	Проектний варіант, % до вихідного
1.Площа об'єкта	км ²	0,057	0,057	-
2.Посівна площа	га	5412	390	7,2
3.Річне споживання ел. ен. від ЦС	кВт·год	690872	339450	49
4. Капітальні витрати	млн.грн	0,03	130	3333

5. Річний економічн. ефект:		-		-
а)внесення добрив на поля	млн.грн	-	11,4	-
б)продаж біометану на світовому ринку	млн.грн	-	18,05	-
6. Строк окупності:				
- при внесенні добрив на поля	рік	-	7,5	-
- продаж біометану у країнах ЄС	рік	-	4,97	-

5.4 Техніко-економічна оцінка використання вітрової енергетичної установки

Одним із можливих напрямів розширення комбінованої системи енергопостачання підприємства є використання вітрової енергетичної установки. Доцільність її впровадження визначається обсягом електричної енергії, який може бути вироблений за певний період часу, а також економічним ефектом від заміщення електроенергії, що купується із централізованої мережі.

Кількість електроенергії, виробленої вітроелектричною станцією за розрахунковий період (t), визначається з урахуванням режиму роботи споживачів, імовірності наявності вітрової енергії та сумарного коефіцієнта корисної дії енергетичного перетворення:

$$W_{BEC} = K_H K_I \sum \eta \int_0^t P_{BEC}(t) dt \quad (5.20)$$

де K_H - коефіцієнт незбігання графіка електричного навантаження споживача з періодами наявності енергії вітру, $K_H = 0...1$;

K_I - коефіцієнт імовірної наявності вітрової енергії протягом доби, $K_I = 0,2...0,4$;

$\sum \eta$ - сумарний коефіцієнт корисної дії вітроенергетичної установки, який враховує втрати в редукторі, генераторі, системах регулювання, а також коефіцієнт

технічної готовності та можливі простої через відсутність вітру, обмерзання, налипання мокрого снігу чи інші несприятливі умови, $\Sigma\eta = 0,75...0,85$;

t - тривалість використання електроенергії, виробленої ВЕС, год.

$P_{ВЕС}$ – потужність вітроелектричної станції, яка визначається за залежністю, кВт [12]:

$$P_{ВЭС} = 0,5\xi\rho v_j^3 A \quad (5.21)$$

де ξ – коефіцієнт використання енергії вітрового потоку вітроколесом, який залежить від конструкції установки, $\xi = (0,3-0,45)$ в.о.;

ρ - густина повітряного потоку, $\rho \approx 1,2$ кг/м³;

v_j - швидкість вітру для (j)-го сезону. Для Харківської області середньорічна швидкість вітру приймається $v_j = 4,5$ м/с;

A - площа поверхні, яку охоплюють лопаті вітроколеса, $A=\pi D^2/4$, м²,

де D – діаметр вітроколеса, м.

Для виконання техніко-економічного розрахунку приймаємо вартість електроенергії, що купується з централізованої системи для виробничих споживачів, ($C=12,35$) грн/кВт·год. Нормативний коефіцієнт економічної ефективності приймається:

$$E_n = 1 / T_r = 1 / 7 = 0,14 \text{ в.о.} \quad (5.22)$$

За умови використання акумулятора електричної енергії коефіцієнт K_H приймається рівним 1. Погодинні теплові втрати водогрійного котла (ВК) становлять $\Delta Q=0,083$ кВт·год/м³. Вартість вітроенергетичної установки без урахування автоматизованих систем стабілізації частоти, напруги та інших параметрів приймається $B = 2000$ дол./кВт, що відповідає приблизно 86000 грн/кВт встановленої потужності.

Погодинний обсяг електроенергії, який необхідно отримати від вітроелектричної установки для підтримання температурного режиму водогрійного котла, визначається так:

$$W_{\text{год}} = \Delta Q \cdot V = 0,083 \cdot 1000 = 83 \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (5.23)$$

Необхідна потужність вітроелектричної установки визначається за формулою:

$$P_{\text{BEC}} = W_{\text{BEC}} / K_H \cdot K_H \cdot \Sigma \eta = 83 / 1 \cdot 0,3 \cdot 0,8 = 346 \text{ кВт} = 346000 \text{ Вт} \quad (5.24)$$

Відповідно витрати на спорудження вітроенергетичної установки становитимуть:

$$B_{\text{BEC}} = P_{\text{BEC}} \cdot B_{\text{в}} = 346 \cdot 86000 = 30 \text{ млн грн} \quad (5.25)$$

Отримані результати свідчать, що використання вітрової установки для покриття заданого теплового навантаження потребує значних капітальних вкладень. Тому доцільність її впровадження повинна оцінюватися з урахуванням реального вітрового потенціалу місцевості, вартості акумулювальних систем, режимів споживання енергії та порівняння з іншими альтернативними джерелами енергозабезпечення.

5.5 Техніко-економічна оцінка геліоенергетичної установки

Одним із можливих напрямів підвищення енергетичної автономності підприємства є використання геліоенергетичних установок для часткового покриття потреб у тепловій енергії. Основним елементом такої системи є сонячний колектор, який забезпечує перетворення сонячного випромінювання в теплову енергію для підтримання необхідних технологічних режимів.

Площа сонцепоглиняльної поверхні геліоколектора визначається за формулою:

$$A = \frac{Q_d}{\eta_{\Gamma} \Sigma q_{di}} \quad (5.26)$$

де Q_d – добова потреба в тепловій енергії, ГДж/добу, де

η_{Γ} – коефіцієнт корисної дії геліоенергетичної установки, в.о. ($\eta_{\Gamma}=0,4-0,5$ кВт·год);

Σq_{di} – сумарна середньодобова щільність сонячного теплового потоку, $\Sigma q_{di} = 0,02$ ГДж/м².

Добові витрати теплової енергії визначаються за залежністю:

$$Q_d = \Delta Q \cdot t_d \cdot V \cdot k_e \cdot 10^{-9}, \quad (5.27)$$

де ΔQ – питомі погодинні теплові втрати об'єкта, кВт·год/м³;

t_d – тривалість доби, $t_d = 24$ год;

V – об'єм об'єкта, що обігрівається, м³;

k_e – коефіцієнт переведення кВт·год у джоулі, $k_e = 3,6 \cdot 10^6$ Дж/кВт·год;

Для досліджуваного об'єкту добова потреба в тепловій енергії становить:

$$Q_d = \Delta Q \cdot t_d \cdot V \cdot k_e \cdot 10^{-9} = 0,083 \cdot 24 \cdot 1000 \cdot 3,6 \cdot 10^6 \cdot 10^{-9} = 7,2 \text{ ГДж/добу} \quad (5.28)$$

Необхідна площа сонячних колекторів дорівнює:

$$A = \frac{Q_d}{\eta_{\Gamma} \Sigma q_{di}} = 7,2 / 0,45 \cdot 0,02 = 800 \text{ м}^2 \quad (5.29)$$

Вартість спорудження геліоенергетичної установки визначається як добуток площі колекторів на питомі капітальні витрати, млн грн:

$$B_{GEY} = A \cdot B_6 = 800 \cdot 16125 = 13 \quad (5.30)$$

Для оцінювання доцільності впровадження комбінованої системи енергопостачання виконується розрахунок узагальненого показника економічної ефективності::

$$L_{ek} = \frac{(E_n + a)K}{\Sigma D} < \eta_{BGU} = \frac{(0,14 + 0,014) \cdot 143}{109} = 0,2 < 0,45 \quad (5.31)$$

де E_n - нормативний коефіцієнт економічної ефективності, прийнято $E_n = 0,05$ у.о.;

a – амортизаційні відрахування, $a = 0,1E_n$;

K – загальні капіталовкладення: $K = K_{GEY} + K_{BEC} + K_{BGU} = 3,2 + 8,3 + 130 = 120,74$ млн. грн..

ΣD - загальний річний чистий дохід: $\Sigma D = D_{GEY} + D_{BEC} + D_{BGU} = 0,11 + 8,65 + 100,24 = 109$ млн.грн.

η_{BGU} - тепловий ККД біогазової установки, $\eta_{BGU} = 45\%$.

Оскільки розрахункове значення показника $L = 0,2$ є меншим за тепловий ККД біогазової установки $\eta_{BGU} = 0,45$, умова економічної ефективності виконується. Це свідчить про доцільність впровадження біоенергетичного комплексу з додатковими відновлюваними джерелами енергії на підприємстві «Агросервіс». Запропонована система здатна забезпечити зниження залежності від централізованого енергопостачання, підвищення рівня енергетичної автономності та отримання додаткового економічного ефекту.

Висновки до розділу 5

У даному розділі виконано техніко-економічне обґрунтування проєкту впровадження комбінованої системи енергопостачання на підприємстві «Агросервіс» із використанням біогазової установки та додаткових відновлюваних джерел енергії. Проведене порівняння базового та проєктного варіантів дозволило оцінити економічну доцільність запропонованих технічних рішень і визначити перспективи їх практичного застосування.

Виконаний аналіз показав, що основний економічний ефект формується за рахунок виробництва власної електричної та теплової енергії, економії паливних ресурсів, використання органічних добрив та переробки відходів тваринництва. Додатковою перевагою є можливість реалізації товарної продукції біогазового комплексу в країни ЄС та зниження витрат на утилізацію органічних відходів.

Розрахунок узагальненого показника економічної ефективності підтвердив доцільність впровадження комбінованої системи енергопостачання. Отримане значення показника економічної ефективності 0,2 з терміном окупності в 6 років при продажу біометану в країни ЄС з внесенням отриманих високоякісних добрив на поля відповідає встановленим критеріям оцінювання та свідчить про можливість отримання стабільного економічного ефекту протягом усього строку експлуатації обладнання.

Таким чином, результати проведених техніко-економічних розрахунків підтверджують доцільність впровадження комбінованої системи енергопостачання на базі біогазової установки в умовах підприємства «Агросервіс». Запропоновані технічні рішення забезпечують зниження залежності від зовнішніх джерел енергії, підвищення ефективності використання відходів тваринництва та отримання додаткового економічного ефекту. Встановлено, що подальше проєктування системи потребує врахування вимог безпеки праці, пожежної безпеки та захисту персоналу під час експлуатації електротехнічного і біоенергетичного обладнання.

6. ОХОРОНА ПРАЦІ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА «АГРОСЕРВІС» НА БАЗІ БІОЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ

6.1 Заходи безпеки під час експлуатації біогазових установок

Експлуатація біогазових комплексів належить до видів діяльності з підвищеним рівнем виробничої небезпеки, оскільки в процесі переробки органічної сировини утворюється біогаз, основним компонентом якого є метан. За певних умов метан здатний утворювати з повітрям вибухонебезпечні суміші, тому під час проектування та експлуатації біогазових установок особлива увага приділяється питанням охорони праці, пожежної безпеки та захисту персоналу від аварійних ситуацій.

Безпечне функціонування біоенергетичного комплексу забезпечується поєднанням організаційних та технічних заходів. До організаційних заходів належать професійна підготовка працівників, проведення інструктажів, перевірка знань з охорони праці, періодичні медичні огляди та систематичний контроль дотримання вимог безпеки. До роботи на об'єктах біогазового комплексу допускаються лише особи, які мають відповідну кваліфікацію, знають технологічний процес виробництва біогазу та ознайомлені з порядком дій у разі виникнення аварійних ситуацій.

Однією з головних умов безпечної експлуатації є підтримання герметичності технологічного обладнання. Реактори, газгольдери, трубопроводи, компресорні установки та запірні арматури повинні перебувати в справному технічному стані та регулярно проходити технічний огляд. Навіть незначні витіки біогазу можуть призвести до накопичення вибухонебезпечних концентрацій метану, що створює загрозу як для персоналу, так і для обладнання комплексу.

Важливу роль у забезпеченні безпеки відіграють системи автоматичного контролю технологічних параметрів. Контроль тиску, температури, рівня

субстрату та складу газової суміші дозволяє своєчасно виявляти відхилення від нормального режиму роботи та запобігати розвитку аварійних ситуацій. У разі перевищення допустимих значень параметрів повинні автоматично спрацювати системи сигналізації та аварійного відключення обладнання.

Особливу небезпеку становлять роботи, що виконуються всередині реакторів, резервуарів або інших замкнених технологічних ємностей. Перед початком таких робіт обладнання необхідно відключити від технологічної схеми, звільнити від залишків сировини та продуктів бродіння, а також забезпечити примусове провітрювання внутрішнього простору. Допуск персоналу до виконання робіт здійснюється лише після контролю повітряного середовища за допомогою газоаналізаторів та оформлення наряду-допуску.

Під час перебування працівника всередині резервуара обов'язковим є використання засобів індивідуального захисту, захисної каски та страхувального спорядження. Роботи повинні виконуватися під постійним наглядом чергового персоналу, який знаходиться зовні та має можливість оперативно надати допомогу у випадку виникнення небезпечної ситуації.

Значна увага приділяється запобіганню пожежам і вибухам. На території біогазового комплексу забороняється використання відкритого вогню, паління та проведення вогневих робіт без спеціального дозволу. Зварювальні та інші вогневі роботи допускаються лише після перевірки відсутності вибухонебезпечних концентрацій газу та виконання комплексу протипожежних заходів. Усі приміщення, де можливе виділення або накопичення біогазу, повинні бути обладнані ефективною вентиляцією, системами газового контролю та первинними засобами пожежогасіння.

Для зниження ризику ураження електричним струмом електрообладнання біогазового комплексу повинно відповідати вимогам електробезпеки та мати необхідний ступінь вибухозахисту. Усі металеві неструмоведучі частини обладнання підлягають захисному заземленню, а електричні мережі повинні бути оснащені апаратами захисту від коротких замикань та перевантажень.

Ефективність системи безпеки значною мірою залежить від рівня підготовки персоналу до дій в аварійних ситуаціях. З цією метою на підприємстві необхідно регулярно проводити протиаварійні тренування, перевірку знань інструкцій з охорони праці та практичне відпрацювання дій у разі виникнення пожежі, витоку газу, відмови технологічного обладнання або аварійного відключення електропостачання.

Таким чином, безпечна експлуатація біогазової установки забезпечується комплексом організаційних, технічних та профілактичних заходів, спрямованих на запобігання аваріям, пожежам і виробничому травматизму. Виконання зазначених вимог дозволяє створити безпечні умови праці для персоналу та забезпечити надійну роботу біоенергетичного комплексу впродовж усього терміну його експлуатації.

6.2 Розрахунок захисного заземлення трансформаторної підстанції

Одним із найважливіших елементів системи електробезпеки трансформаторних підстанцій є захисне заземлення. Його призначення полягає у відведенні струмів замикання на землю, зниженні напруги дотику до безпечного рівня та забезпеченні надійного спрацювання пристроїв релейного захисту й автоматики. Особливо важливим є застосування ефективних заземлювальних пристроїв на об'єктах агропромислового комплексу, де електроустановки експлуатуються в умовах підвищеної вологості та безпосередньої присутності людей і тварин.

Під час проєктування трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ було передбачено контур захисного заземлення, виконаний із вертикальних та горизонтальних електродів, об'єднаних у єдину систему. Схему розташування заземлювального пристрою наведено на рисунку 6.1.

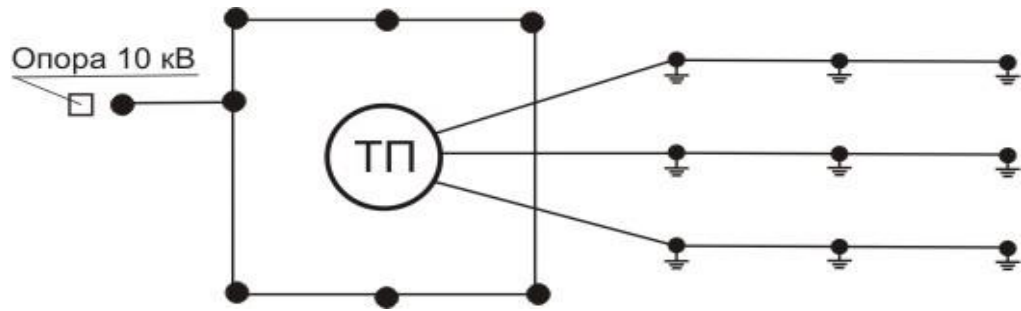


Рисунок 6.1 – Схема контуру заземлення трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.

Розрахунок параметрів заземлювального пристрою виконують з урахуванням електричних властивостей ґрунту та сезонних змін його питомого опору. Розрахунковий питомий опір ґрунту визначають за формулою:

$$\rho_p = k_c \cdot \rho, \text{Ом} \cdot \text{м} \quad (6.1)$$

де k_c – коефіцієнт сезонності, для даних умов приймається: $k_c = 1,15 \text{ у.о.}$;

ρ – електричний опір ґрунту, тоді:

$$\rho_p = 1,15 \cdot 38,26 = 44$$

Опір одного вертикального електрода визначають за виразом:

$$R_r = \frac{0,36 \cdot \rho_p}{L} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t^1 + L}{4t^1 - L} \right), \text{Ом} \quad (6.2)$$

де L – довжина вертикального електрода, м;

d – діаметр електрода, м.

$$t^1 = \frac{L}{2} + t_0, \text{м}$$

де t_0 – глибина залягання верхньої частини електрода відносно поверхні землі, м

$$t^1 = \frac{3}{2} + 0,8 = 2,3 \text{ м}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{0,36 \cdot 44}{3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,015} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 14,5 \text{ Ом}$$

Після визначення опору одного електрода розраховують опір групи вертикальних заземлювачів:

$$R_{\text{вс}} = \frac{R_{\text{г}}}{n \cdot \eta_{\text{г}}}, \text{ Ом} \quad (6.3)$$

де n – кількість вертикальних електродів;

$\eta_{\text{г}}$ - коефіцієнт використання вертикальних електродів.

$$R_{\text{вс}} = \frac{14,5}{8 \cdot 0,62} = 2,9 \text{ Ом}$$

Опір розтікання струму горизонтального заземлювача визначають за формулою:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{р}}}{L_{\text{зп}}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_{\text{зп}}^2}{t_{\text{о}} \cdot 0,5 \cdot b}, \text{ Ом} \quad (6.4)$$

де $L_{\text{зп}}$ – довжина горизонтальної заземлювальної смуги, м;

b – ширина сталевієї смуги, м;

$t_{\text{о}}$ – глибина прокладання смуги, м.

$$R_r = \frac{0,366 \cdot 44}{24} \cdot \lg \frac{2 \cdot 24^2}{0,02 \cdot 0,9} = 3,2 \text{ Ом}$$

З урахуванням коефіцієнта використання горизонтального електрода фактичний опір становить:

$$R'_r = \frac{R_r}{\eta_r}, \text{ Ом} \quad (6.5)$$

де η_r - коефіцієнт використання горизонтального заземлювача.

$$R'_r = \frac{3,2}{0,36} = 8,8 \text{ Ом}$$

Загальний опір заземлювального пристрою визначають як паралельне з'єднання вертикальних і горизонтальних електродів:

$$R_k = \frac{R_{ec} \cdot R'_r}{R_{ec} + R'_r} \leq R_z \quad (6.6)$$

У результаті виконаних розрахунків отримано:

$$R_k = 2,2 \text{ Ом}$$

Відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок для підстанцій напругою 10/0,4 кВ опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати 4 Ом. Оскільки

$$2,2 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом.}$$

Спроектований контур заземлення забезпечує виконання нормативних вимог і гарантує необхідний рівень електробезпеки.

Для підвищення надійності захисту в мережах 0,38 кВ передбачено виконання повторних заземлень нульового провідника на кінцевих та проміжних опорах повітряних ліній. Наявність повторних заземлень зменшує ризик виникнення небезпечних потенціалів у разі обриву нульового провідника та покращує умови роботи системи занулення.

Розрахунок повторних заземлень для ліній, що відходять від трансформаторних підстанцій ТП-1 та ТП-2, виконано за наведеною методикою. Отримані значення опору не перевищують гранично допустимого рівня 10 Ом, встановленого нормативними документами.

Отже, прийнята система захисного заземлення трансформаторної підстанції та повторних заземлень повітряних ліній 0,38 кВ забезпечує безпечну експлуатацію електрообладнання, надійну роботу захисних пристроїв і відповідає вимогам чинних нормативних документів з електробезпеки.

6.3 Перевірка заземлювальних пристроїв та вимоги до обслуговуючого персоналу

Ефективність захисного заземлення визначається не лише правильністю його проектування та монтажу, але й постійним контролем технічного стану в процесі експлуатації. Унаслідок корозії металевих елементів, механічних пошкоджень, зміни вологості ґрунту або порушення контактних з'єднань параметри заземлювального пристрою можуть погіршуватися, що призводить до зниження рівня електробезпеки.

З метою забезпечення надійної роботи електроустановок необхідно здійснювати періодичний контроль стану заземлювальних пристроїв відповідно до вимог чинних нормативних документів. Перевірка проводиться під час введення обладнання в експлуатацію, після реконструкції або ремонту електроустановок, а також у процесі планових профілактичних випробувань.

Особливу увагу приділяють контролю технічного стану заземлювальних пристроїв трансформаторних підстанцій та повторних заземлень PEN-провідників у мережах 0,38 кВ. Під час оглядів перевіряють цілісність заземлювальних провідників, стан зварних і болтових з'єднань, наявність слідів корозії та механічних пошкоджень.

Для визначення фактичного опору заземлення використовують спеціалізовані вимірювальні прилади, зокрема UT-521, Fluke 1625, MC-08 або інші сертифіковані вимірювачі, які пройшли метрологічну повірку.

Вимірювання опору окремого заземлювача, як правило, виконують трьохелектродним методом. При цьому в ґрунт встановлюють допоміжні струмовий та потенційний електроди, а вимірювальний прилад визначає значення опору розтікання струму. Типову схему вимірювання наведено на рисунку 6.2.

Під час перевірки заземлювального контуру трансформаторної підстанції допоміжні електроди розташовують на достатній відстані від основного контуру

для виключення взаємного впливу електричних полів. Схему проведення вимірювань наведено на рисунку 6.3.

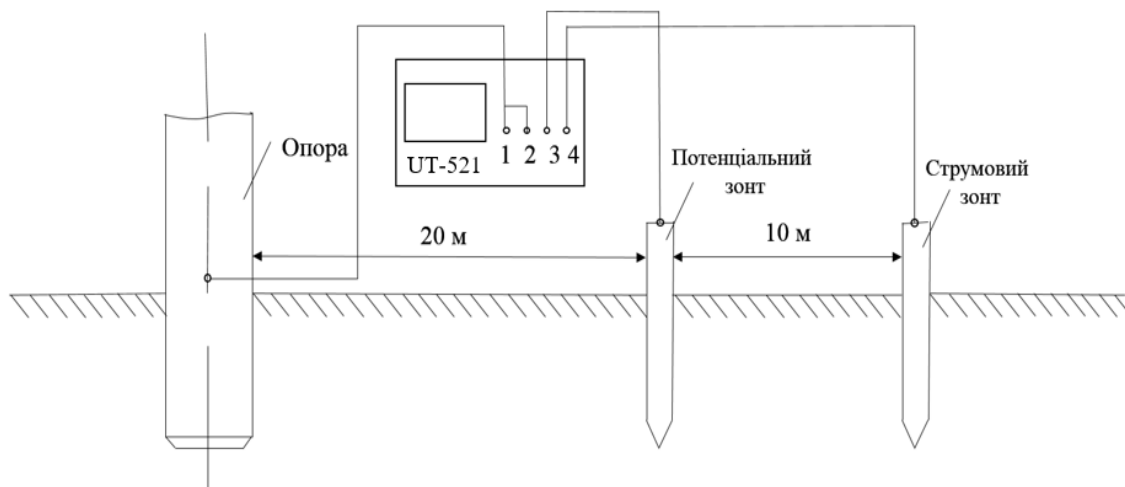


Рисунок 6.2 - Схема вимірювання опору окремого заземлювача.

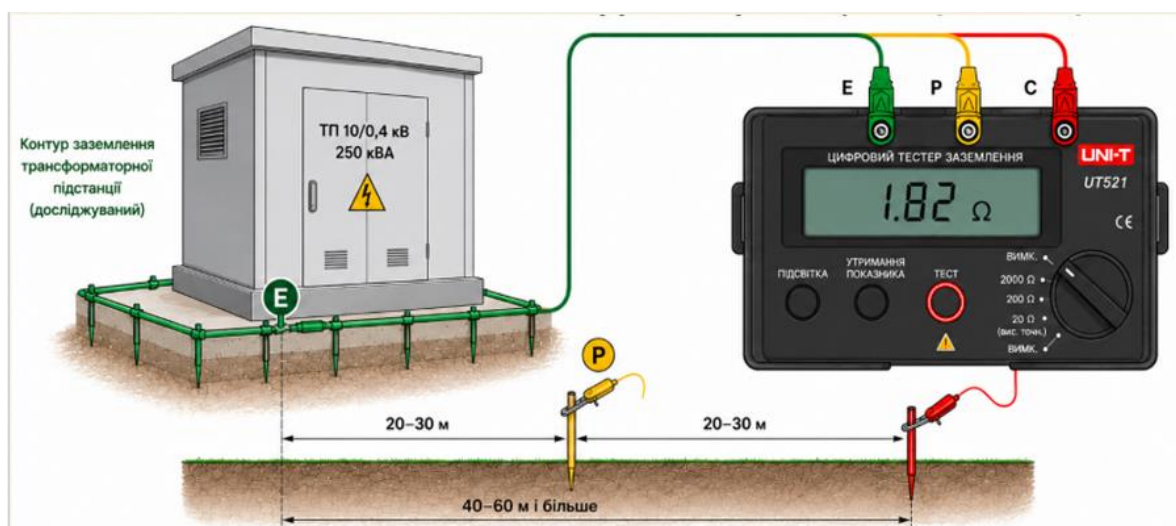


Рисунок 6.3 - Схема вимірювання опору контуру заземлення трансформаторної підстанції.

Результати вимірювань повинні відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок. Для трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати нормативного значення 4 Ом. У разі перевищення допустимого рівня необхідно виконати реконструкцію або модернізацію заземлювального контуру.

6.4 Вимоги до персоналу, який обслуговує електроустановки

Безпечна експлуатація електроустановок значною мірою залежить від рівня професійної підготовки персоналу та дотримання встановлених вимог електробезпеки. До виконання робіт допускаються особи, які досягли 18-річного віку, пройшли медичний огляд, професійне навчання, інструктажі з охорони праці та перевірку знань нормативних документів.

Працівники, які здійснюють експлуатацію, технічне обслуговування та ремонт електрообладнання, повинні проходити вступний, первинний, повторний, позаплановий і цільовий інструктажі відповідно до чинного законодавства України.

Під час роботи в електроустановках персонал повинен мати відповідну групу з електробезпеки. Для працівників, які обслуговують електрообладнання напругою до 1000 В, необхідною є група не нижче III. Особи, відповідальні за електрогосподарство підприємства, а також керівники робіт повинні мати IV або V групу залежно від характеру виконуваних виробничих завдань.

Працівники, які виконують роботи на висоті, беруть участь у ремонті підстанційного обладнання або виконують роботи підвищеної небезпеки, зобов'язані проходити періодичні медичні огляди та спеціальне навчання з безпечних методів виконання робіт.

Важливою складовою системи охорони праці є забезпечення персоналу засобами індивідуального захисту. Під час роботи в електроустановках застосовуються діелектричні рукавички, боти, ізолювальні штанги, покажчики напруги, переносні заземлення та інші засоби захисту, передбачені нормативними документами.

Виконання зазначених вимог забезпечує безпечну експлуатацію системи електропостачання, знижує ризик ураження електричним струмом і сприяє підтриманню належного рівня виробничої безпеки на підприємстві.

Висновки до розділу 6

1. У даному розділі розглянуто основні заходи з охорони праці та електробезпеки під час експлуатації системи енергопостачання підприємства «Агросервіс» на базі біоенергетичного комплексу. Проведений аналіз показав, що використання біогазових установок потребує підвищеної уваги до питань виробничої безпеки через наявність вибухонебезпечних газових сумішей, електротехнічного обладнання та робіт у замкнених просторах.

2. Визначено основні вимоги безпеки під час експлуатації біогазової установки, які включають контроль газового середовища, використання систем вентиляції, застосування вибухозахищеного обладнання, виконання робіт за нарядом-допуском та забезпечення персоналу необхідними засобами індивідуального захисту. Запропоновані заходи дозволяють мінімізувати ризик виникнення пожеж, вибухів та нещасних випадків під час експлуатації біоенергетичного комплексу.

3. Проведено розрахунок контуру захисного заземлення трансформаторної підстанції та повторних заземлень повітряних ліній електропередачі напругою 0,38 кВ. Отримані значення опору заземлювальних пристроїв не перевищують нормативних вимог ПУЕ, що підтверджує ефективність роботи системи захисного заземлення та надійність функціонування пристроїв релейного захисту й автоматики.

Отже, прийняті в проєкті технічні та організаційні заходи забезпечують виконання вимог чинного законодавства України з охорони праці, електробезпеки та пожежної безпеки. Реалізація запропонованих рішень дозволяє створити безпечні умови праці для персоналу, підвищити надійність роботи системи енергопостачання та знизити ризик виникнення аварійних ситуацій під час експлуатації біоенергетичного комплексу.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

1. На основі аналізу сучасного стану електроенергетики України та положень Енергетичної стратегії України встановлено, що одним із пріоритетних напрямів розвитку енергетичного сектору є збільшення частки відновлюваних джерел енергії. Відповідно до стратегічних цілей розвитку енергетики до 2035 року передбачається доведення частки виробництва електроенергії з відновлюваних джерел до рівня понад 50 % від загального виробництва. Серед усіх видів ВДЕ найбільш перспективним напрямом для агропромислового комплексу є біоенергетика, яка завдяки значному ресурсному потенціалу біомаси здатна забезпечити істотне заміщення традиційних енергоресурсів та підвищення рівня енергетичної незалежності підприємств.

2. Виконано аналіз виробничої діяльності підприємства «Агросервіс» та структури його електричних навантажень. Визначено склад споживачів електроенергії, розраховано активні та реактивні навантаження. Виконано вибір потужності трансформатора, розрахунок повітряних ліній електропередачі та перевірку втрат напруги, що підтвердило працездатність і надійність запропонованої схеми електропостачання.

3. Розроблено проєкт біоенергетичного комплексу, який включає гноєприймач, підігрівач-витримувач, реактор анаеробного бродіння, систему очищення та накопичення біогазу, а також обладнання для виробництва електричної й теплової енергії. Використання відходів тваринництва дозволяє забезпечити комплекс власними енергетичними ресурсами та одночасно вирішити проблему утилізації органічних відходів.

4. З врахуванням впровадження БЕК розроблено систему електропостачання тваринницького комплексу ВРХ, як споживача I категорії по надійності електропостачання, на базі однієї трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ із впровадженням дизельної електростанції, що працює на біогазі, та джерела безперебійного живлення (UPS). Надана система підвищує надійність системи

електропостачання споживачів за рахунок розосередженості джерел, що зменшує її вразливість від зовнішніх факторів.

5. Виконане техніко-економічне обґрунтування підтвердило ефективність впровадження біоенергетичного комплексу. Проведено оцінювання можливості використання вітроенергетичних та геліоенергетичних установок у складі БЕК. Встановлено, що їх застосування збільшить вихід товарного біогазу та покращить надійність енергозабезпечення біоенергетичного комплексу в цілому. Встановлено, що за умови реалізації біометану на ринку країн ЄС та використання отриманих у процесі анаеробного зброджування високоякісних органічних добрив для підвищення врожайності сільськогосподарських культур строк окупності проєкту становить близько 6 років, що підтверджує його економічну доцільність.

6. У розділі охорони праці розроблено комплекс організаційних та технічних заходів щодо безпечної експлуатації біоенергетичного комплексу та електроустановок. Перевірено ефективність систем занулення і захисного заземлення, які відповідають вимогам чинних нормативних документів та забезпечують необхідний рівень електробезпеки.

7. Результати роботи підтверджують технічну можливість та економічну доцільність впровадження комбінованої системи енергопостачання на базі біоенергетичного комплексу в умовах підприємства «Агросервіс». Реалізація запропонованих рішень дозволить підвищити енергетичну незалежність господарства, скоротити споживання традиційних енергоресурсів, підвищити ефективність використання відходів тваринництва та покращити екологічні показники виробництва.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.

1. K. I. Ibekwe, E. A. Etukudoh, Z. Q. S. Nwokediegwu, A. A. Umoh, A. Adefemi, and V. I. Ilojiana, “Energy security in the global context: a comprehensive review of geopolitical dynamics and policies,” 2024, doi: 10.51594/estj.v5i1.741.
2. I. Surwillo and T. V. Berling, “24. Energy Security,” pp. 357–373, 2025, doi: 10.1093/hepl/9780198895442.003.0024.
3. Дудніков С. М. Методи підвищення ефективності функціонування комбінованих систем енергопостачання споживачів АПК: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01 / Дудніков Сергій Миколайович. – К., 2011 - 278 с.
4. M. Burke and R. Melgar, “SDG 7 requires post-growth energy sufficiency,” *Front. Sustain.*, vol. 3, 2022, doi: 10.3389/frsus.2022.940958.
5. Яким буде український електроенергетичний мікс: прогноз до 2030 року. [Електронний ресурс] / Станіслав Ігнат'єв // №5 Баланс Енергетики України Newfolk Oil&Gas (Травень 2025). Available: https://enerhodzherela.com.ua/analitika/Yakym_bude_ukrayinskyy_elektroenerhetychnyy_miks?fbclid=IwY2xjawPtP3lleHRuA2FlbQIxMABicmlkETExUm54U1JKTmVRTjI0b21Cc3J0YwZhchBfaWQQMjIyMDM5MTc4ODIwMDg5MgABHqIFzr7NQSbk29iodakn_D7xPUTR_iTz25IdZ8oj3LmgoizlvwUVCDtL0iN_aem_mPa4RfokEhU_h4qkzxU4PA.
6. Маммедов А.О., Бевз М.О., Дудніков С.М. Аналіз впливу війни на енергетичну безпеку та управління ресурсами. «Успіхи і досягнення у науці (Серія «Управління та адміністрування»): журнал № 8(8) 2024. С. 441-458.
7. K. I. Ibekwe, E. A. Etukudoh, Z. Q. S. Nwokediegwu, A. A. Umoh, A. Adefemi, and V. I. Ilojiana, “Energy security in the global context: a comprehensive review of geopolitical dynamics and policies,” 2024, doi: 10.51594/estj.v5i1.741.
8. Інформація про Волохово-Ярський старостинський округ // Балаклійська міська військова адміністрація. – 1 січ. 2025. – Режим доступу: <https://balakleyamer.gov.ua/?p=3165> (дата звернення: 18.05.2026).

9. Недоінвестованість електромереж становить 17,5 млрд доларів, – дослідження // РБК-Україна. – 12 черв. 2020. – Режим доступу: <https://www.rbc.ua/ukr/news/nedoinvestirovanost-elektrosetey-17-5-mlrd-1591975124.html> (дата звернення: 18.05.2026).

10. Корчемний М. Енергозбереження в агропромисловому комплексі / Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. – Тернопіль: Підручники і посібники, 2001. – 984 с.

11. Скопенко Н. Агропромисловий сектор: сучасний стан, тенденції та перспективи розвитку: Економічний аналіз. – 2011. – Вип. 8. – Ч. 1. – С. 179- 183.

12. Законодавство та право в агропромисловому комплексі України: Навчальний посібник. – Вінниця: ПП «Едельвейс і К», 2011. – 334с.

13. Коваленко О. І. Основи електропостачання: навчальний посібник. Запоріжжя: ТДАТУ, 2024. 237 с.

14. Гончар М. Подход к оценке эффективности построения комбинированных систем энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей / Михаил Гончар, Сергей Дудников // Проблемы энергозабеспечения та енергозбереження в АПК України: вісник ХДТУСГ. - Харків: ХДТУСГ, 2001. - Вип. 6. - С. 497- 504.

15. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х.: Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.

16. Дудніков С.М. Методи підвищення ефективності функціонування комбінованих систем енергопостачання споживачів АПК: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня кандидата техн. наук: спец. 05.14.01 «Енергетичні системи та комплекси» / С. М. Дудніков. – К: [б.и.], 2011. – 22 с.

17. Назаренко І.П., Гулевський В.Б., Борохов І.В. Дипломне проектування зі спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Методичні рекомендації. «Розробка системи керування технологічним процесом» для здобувачів ступеня вищої освіти «Бакалавр». Мелітополь: ТДАТУ, 2019. Ч 2. 48 с.

18. Шестеренко В.Є. Електропостачання промислових підприємств. Посібник до курсового та дипломного проектування / Шестеренко В.Є., Шестеренко О.В. — Київ, 2013. — 424 с.

19. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.