

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

**Ковальчук Олександр Миколайович**

УДК 621.359.4

## **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

Обґрунтування системи електропостачання комплексу переробки

(тема роботи)

відходів на Радомишльському полігоні

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Ковальчук О. М.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Гончаренко Юрій Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,  
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

## АНОТАЦІЯ

Ковальчук О. М. Обґрунтування системи електропостачання комплексу переробки відходів на Радомишльському полігоні. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2020.

Робота присвячена проблемі переробки та утилізації твердих побутових відходів в Житомирському регіоні на одному із найбільших полігонів поблизу м. Радомишль.

У роботі проведений аналіз стану існуючої мережі живлення району та визначені основні параметри та характеристики системи електропостачання комплексу переробки відходів.

**Ключові слова:** тверді побутові відходи, переробка та утилізація відходів, електрична мережа, повітряна лінія електропостачання, трансформаторна підстанція.

## ABSTRACT

Kovaltchyk A.M. Ground of the system of power supply of complex of processing of wastes on Radomihsl ground. Qualifying work on the receipt of educational master's degree after speciality 141 is Electroenergy, electrical engineering and electromechanics is the Polesye national university, Zhytomyr, 2020. Work is sanctified to the problem of processing and utilization of hard domestic wastes in the Zhytomyr region on one of most grounds near-by Radomihsl. In-process the conducted analysis of the state of existent network of feed of district and certain basic parameters and descriptions of the system of power supply of complex of processing of wastes. Keywords: hard domestic wastes, processing and utilization of wastes, electric network, air-track of power supply, transformer substation.

## ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ОБГРУНТУВАННЯ СТРУКТУРИ КОМПЛЕКСУ ПЕРЕРОБКИ ТПВ	7
1.1. Перелік обладнання та його характеристики для переробки ТПВ на Радомишльському полігоні.	7
1.2. Коротка характеристика району розташування комплексу ТПВ та його споживачів електроенергією.	12
Висновки по розділу 1	16
РОЗДІЛ 2. ПОПЕРЕДНІЙ РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ЖИВЛЕННЯ ПОЛІГОНУ ТПВ	20
2.1. Побудова графіка навантаження комплексу переробки ТПВ полігону.	20
2.2. Баланс активної та реактивної потужності.	21
2.3. Вибір варіанту електричної мережі та матеріалу проводів.	23
Висновки по розділу 2	32
РОЗДІЛ 3. ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ КОМПЛЕКСУ ПЕРЕРОБКИ ТПВ	34
3.1. Вибір числа и потужності силових трансформаторів	34
3.2. Перевірка трансформаторів на перевантаження	38
Висновки по розділу 3	42
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	44
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	45
ДОДАТКИ	

## ВСТУП

Останніми роками у багатьох розвинених країнах Європи, США приділяється велика увага проблемі зменшення або стабілізації кількості відходів. Йдеться про обмеження утворення відходів, сортування, використання вторинних ресурсів і переробку.

Дана проблема на сьогодні гостро стоїть і для України, де схема поводження з твердими побутовими відходами - нероздільний збір і поховання (> 90 %) веде до засмічення земель, безповоротної втрати ресурсів і прибутку, яку можна рішити за рахунок налагодженої роботи по переробці відходів.

Дана екологічна проблема має місце і в Житомирському регіоні. Сьогодні проблема поводження з відходами, які негативно впливають на навколишнє середовище є однією із найбільших гострих. Ситуація ускладнюється і тим, що зберігається значний розрив між обсягами накопичених відходів і обсягами їх знешкодження та використання[18].

Відмічається, що недостатня кількість спеціалізованої техніки та відсутність комплексів переробки твердих побутових відходів (ТПВ), присутня у більшості районів області.

Через відсутність на території області спеціалізованих переробних та сортувальних комплексів на полігонах та сміттєзвалищах накопичується значна частина відходів, які мають ресурсну цінність і підлягають переробці та утилізації. Проблема утилізації відходів потребує розумного підходу та управління тому в Європейському союзі були прийняті Директиви по управлінню відходами. Європейський досвід свідчить: переробити можна 99% ТВП.

Відповідно до викладеного, у кваліфікаційній роботі сформульовано **мету дослідження**: обґрунтування структури комплексу переробка та утилізація твердих побутових відходів та визначення основних параметрів системи енергозабезпечення даного процесу на одному із найбільших полігонів області поблизу м. Радомишль.

**Об'єкт дослідження:** система електропостачання комплексу переробки ТПВ на Радомишльському полігоні.

**Предмет дослідження:** забезпечення електроенергією комплексу переробки та утилізації ТПВ на полігоні відходів.

**Методи дослідження:** визначення основних параметрів та характеристик системи електропостачання, її кількісні характеристики, а також аналіз та теоретичні обґрунтування конструктивних і технологічних параметрів.

**Перелік публікацій автора за темою дослідження :**

1. Ковальчук О.М. ДЕЯКІ АСПЕКТИ АНАЛІЗУ КЛІМАТИЧНИХ УМОВ, РЕЛЬЄФУ ПОВЕРХНІ ТА ВИБІР ТРАСИ ПОВІТРЯНОЇ ЛЕП ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАДОМИШЛЬСЬКОГО ПОЛІГОНУ ТПВ

Студентські читання – 2020: Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «Студентські читання – 2020». 26 жовтня 2020 р. Житомир: Поліський національний університет, 2020.- 400 с.

2. Гончаренко Ю.П., Крутчик А.О., Ковальчук О.М. ДЕЯКІ АСПЕКТИ РІШЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ЗАВДАНЬ ПО ПЕРЕРОБЦІ ТВЕРДИХ ПОБУТОВИХ ВІДХОДІВ В ЖИТОМИРСЬКОМУ РЕГІОНІ.

IV МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 2. С. 70-74. «Біоенергетичні системи». 29 травня 2020 Житомир, Україна.

3. Гончаренко Ю.П., Крутчик А.О., Ковальчук О.М. ОБґРУНТУВАННЯ СТРУКТУРИ КОМПЛЕКСУ ПЕРЕРОБКИ ТВЕРДИХ ПОБУТОВИХ ВІДХОДІВ НА РАДОМИШЛЬСЬКОМУ ПОЛІГОНІ

Студентські читання – 2020: Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «Студентські читання – 2020». 26 жовтня 2020 р. Житомир: Поліський національний університет, 2020.- 400 с.

## РОЗДІЛ 1

### ОБГРУНТУВАННЯ СТРУКТУРИ КОМПЛЕКСУ ПЕРЕРОБКИ ТПВ

Для визначення складу комплексу переробки ТПВ на полігоні необхідно розглянути структуру відходів. Основну масу відходів можна розділити по видам як показано на рис.3.1 [19].

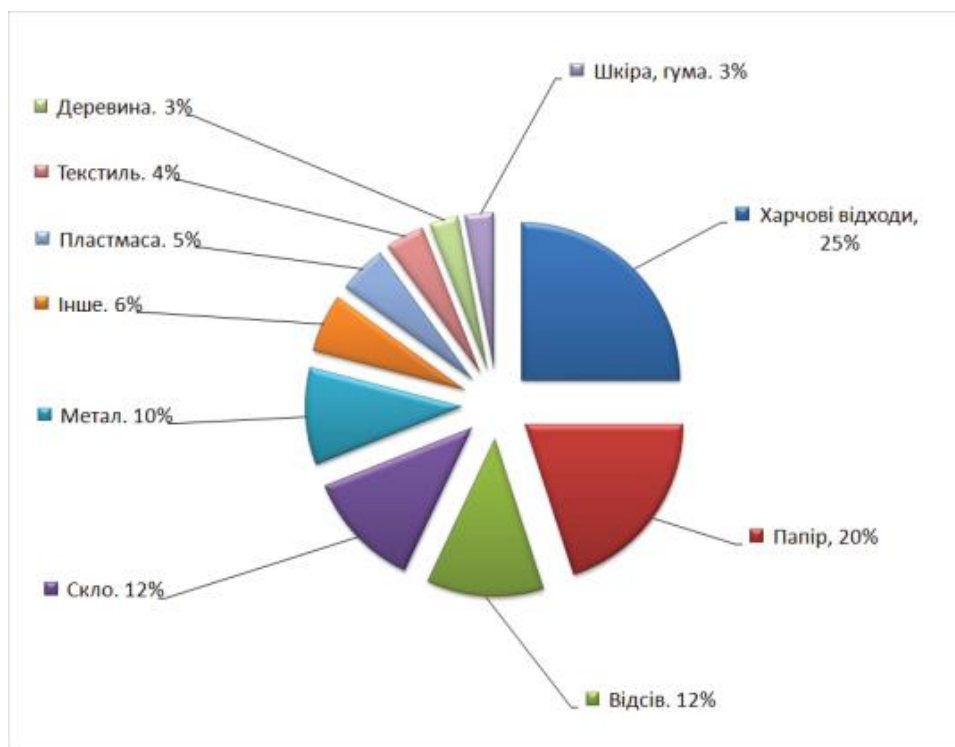


Рисунок 1.1. Загальна структура ТПВ на полігонах України

Аналізуючи структуру відходів зображених на рис.1.1 для Радомишльського полігону ТПВ в залежності від їх фізико-хімічних властивостей, можливості переробки, утилізації або подальшого використанні на виробництві можна розділити на наступні групи:

1. Відходи для одержання вторинної сировини (папір, картон, полімери та пластмаси, тара та ПАК упаковка, текстиль, гума, шкіра ) – 35%.
2. Харчові відходи – 25%.
3. Горючий залишок – 15%.
4. Скло та метали – 22%.

Виходячи з проведеного аналізу можна зробити висновок: найпершим завданням є сортування відходів для їх подальшої переробки. Тобто розміщення сортувальної лінії на полігоні є обов'язковим .

Для подальшої переробки на полігоні слід передбачити комплекси переробки та утилізації твердих відходів а так же комплекси переробки та утилізації біоматеріалів органічного та тваринного походження.

### **1.1. Перелік обладнання та його характеристики для переробки ТПВ на Радомишльському полігоні.**

Виходячи із проведеного аналізу на полігоні ТПВ пропонується розмістити комплекси переробки відходів інжинірінгової компанії «ГРІНЕКС ЕКО» [20].

Так як з 1 січня 2018 вступили в силу зміни до Закону України "Про відходи", якими був приведений закон у відповідність з директивами №1999 / 31 / ЄС і №2008 / 98 / ЄС і введена заборона на поховання на полігонах України неперероблених (невідсортованих) побутових відходів, то обов'язковим компонентами переробки обираєм :

1.Стаціонарний сортувальний комплекс з продуктивністю переробки до 8000 тон на рік в кількості 2 штук;

2.Комплекс переробки та утилізації ТПВ «ЕКО- 2000» з продуктивністю переробки до 16000 тон на рік;

3.Комплекс переробки біоматеріалу органічного походження шляхом термokatалітичного розкладання з подальшою нейтралізацією димових газів «ЕКО-Т»;

4.Комплекс утилізації біоматеріалів тваринного походження «ЕКО-500К».

Розглянемо більш детально хакатеристики обладнання.

#### **Стаціонарний сортувальний комплекс**

Вигляд сортувального комплексу зображений на рисунку 1.2 .

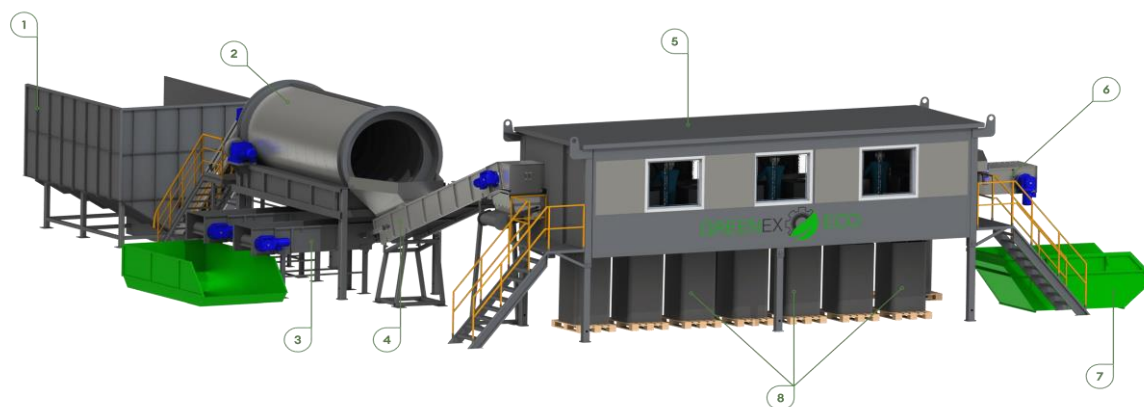


Рисунок 1.2. Сортувальний комплекс:

1 – приймальний бункер-накопичувач з транспортером; 2 – барабанний сепаратор; 3 – транспортер відведення виділеної мілкої фракції; 4 – транспортер; 5 – сортувальна кабіна; 6 – магнітний сепаратор; 7 – контейнер для збору відходів; 8 – контейнери для збору корисної фракції.

Технічні характеристики комплексу [20].

Потужність сортувальної лінії	м <sup>3</sup> /рік	від 30 000
Кількість відібраної сировини	т/рік	8000
Загальна потужність електроприводів	МВт/рік	150
Режим роботи комплексу	безперервний	
Кількість обслуговуючого персоналу	чоловік	6–12

### Комплекс переробки та утилізації ТПВ «ЕКО- 2000»

Загальний вигляд комплексу переробки та утилізації ТПВ «ЕКО 2000» показаний на рисунку 1.3.

Технічні характеристики комплексу [20].

Характеристики		ЕКО-2000
Продуктивність сортувального модуля	тон/рік	18000
Доля відсортованої корисної фракції	%	7-15
Кількість постів в кабіні	шт	8
Перелік відсортованої корисної фракції	ПЕТ-тара; скло; метал; картон/папір	
Продуктивність інсінераторного модуля	тон/рік	16000
Кількість інсінераторів	шт	2
Середня витрата рідкого палива вологість відходів від 40 до 70%	хвилин	15-20



Загальна потужність електроприводів	кВт/год	160
Разхід лужних компонентів	тон/рік	16,0
Генерація теплової енергії	Гкал/год	3,8
	Гкал/рік	30000
Генерація електричної енергії (при установленні додаткового обладнання)	кВт/год	1100
	МВт/рік	8,8
Численість персоналу на зміні	інсинератор	4
	Сорт. лінія	10

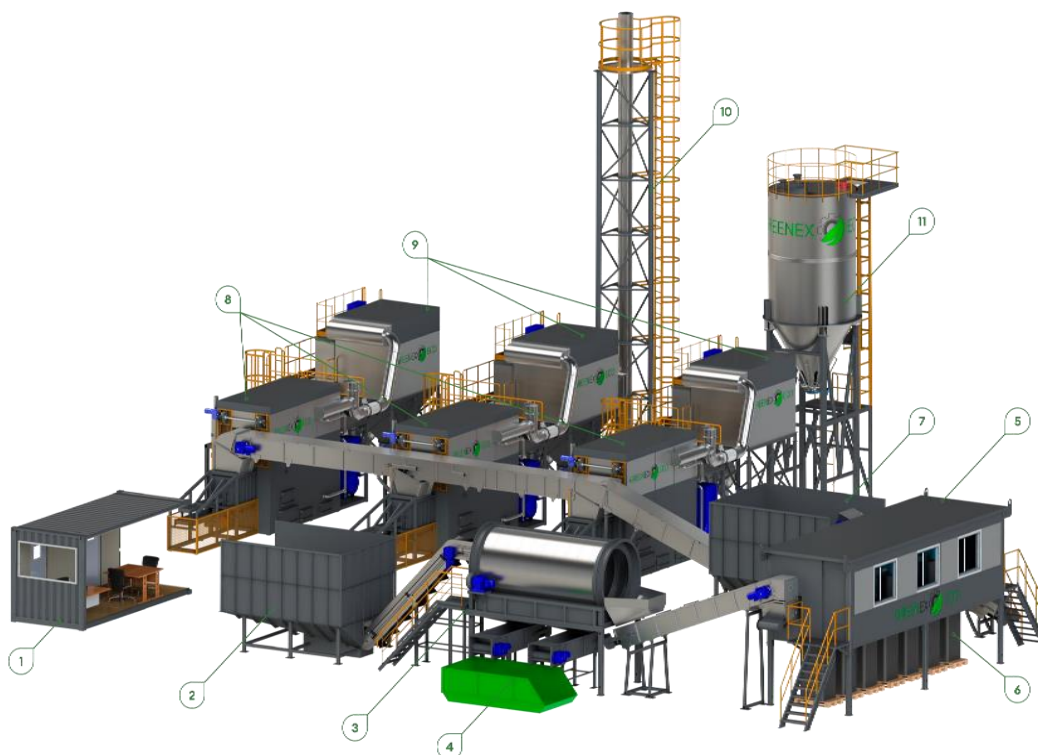


Рисунок 1.3. Комплекс переробки та утилізації ТПВ «ЕКО- 2000»:

1 – кабіна управління; 2– бункер заправки відходів; 3– барабан-сепаратор; 4– контейнер для відсіву; 5– сортувальний модуль; 6– контейнер для збору; 7– проміжний бункер заправки і подачі відсортованих відходів; 8– інсинераторний модуль; 9– модуль газоочищення; 10– витяжна труба; 11– силосний склад зольного залишку.

### **Комплекс переробки біоматеріалу органічного походження шляхом термokatалітичного розкладання з подальшою нейтралізацією димових газів «ЕКО-Т»**

Загальний вигляд комплексу переробки біоматеріалу органічного походження шляхом термokatалітичного розкладання з подальшою нейтралізацією димових газів «ЕКО-Т» зображений на рисунку 1.4.

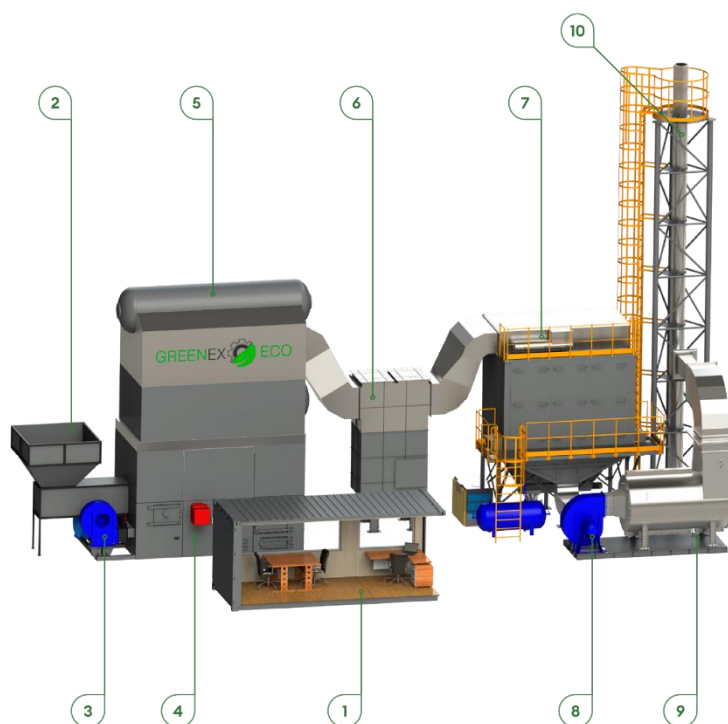


Рисунок 1.4. Комплекс переробки біоматеріалу органічного походження «ЕКО-Т»:

1 – кабіна управління; 2– автоматизований завантажувальний пристрій; 3– вентилятор; 4– первинна камера; 5– котел-утилізатор; 6–економайзер; 7– рукавний фільтр; 8– витяжний вентилятор; 9– адсорбційний фільтр; 10– витяжна труба.

Технічні характеристики комплексу [20].

Продуктивність комплексу	кг/год	1000
Кількість зольного залишку	кг/год	50-150*
Одноразове завантаження відходів	кг	до 300
Розхід рідкого палива	л/час	30-100*
Загальна використовувана потужність електроприводів	кВт/год	55
Генерація теплових енергії	Гкал/год	0,84
Річний фонд роботи комплексу	годин	8000
Чисельність персоналу на зміні	человік	3

### Комплекс утилізації біоматеріалів тваринного походження «ЕКО-500К».

Загальний вигляд комплексу утилізації біоматеріалів тваринного походження «ЕКО-500К» зображений на рисунку 1.5.

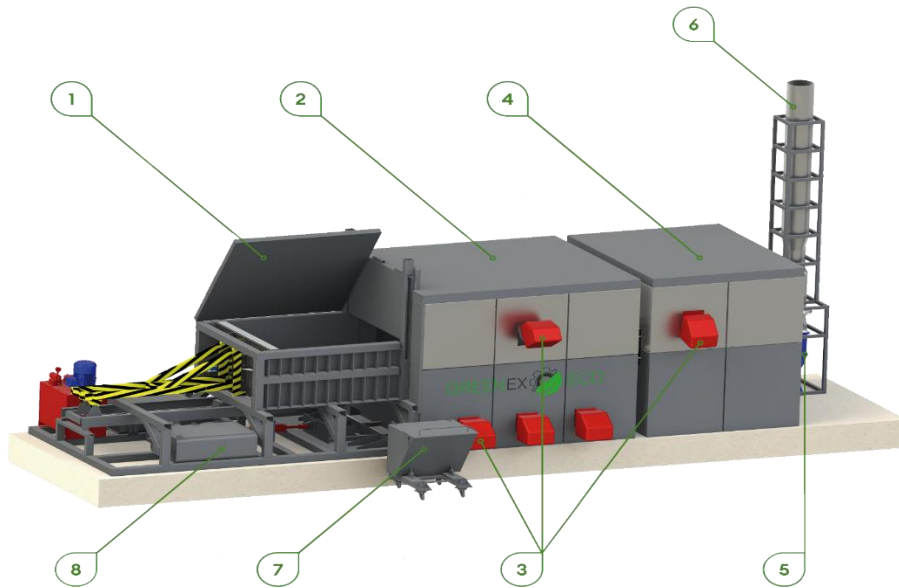


Рисунок 1.5. Комплекс утилізації біоматеріалів тваринного походження  
«ЕКО-500К»:

1– автоматизований завантажувальний пристрій; 2– первинна камера; 3– рідкопаливні горілки; 4–вторинна камера; 5– ежекційний вентилятор; 6– витяжна труба; 7– модуль золовидалення; 8– паливний бак.

Технічні характеристики комплексу [20].

Продуктивність комплексу	кг/год	500
Кількість зольного залишку	кг/год	50-80
Максимальний розхід палива	л/год	60
Загальна використовувана потужність електроприводів	кВт/год	15

Крім приведеного технологічного обладнання необхідно передбачити додаткове електрообладнання для ремонту та обслуговування переробних комплексів, ремонтної майстерні, гаражу, системи освітлення території та побутових приміщень, насосних станцій подачі води, станції перекачування відходів стічних вод та ін.

Використовувана потужність додаткового обладнання згідно [5-7] повинен складати не менше 30% від загальної потужності виробничого обладнання.

Загальна потужність споживаної електроенергії переробного комплексу приведена в таблиці 3.1.

**Загальна оцінювальна потужність використовуваних електроприводів для переробки ТВП на Радомишльському полігоні**

Таблиця 1.1.

Назва устаткування	Кількість одиниць, шт	Потужність одиниці, кВт/год	Загальна потужність кВт/год
Стационарний сортувальний комплекс ЕКО	2	19	38
Комплекс переробки ТПВ «ЕКО 2000»	1	160	160
Комплекс переробки біоматеріалу «ЕКО-Т»	1	55	55
Комплекс переробки біоматеріалу«ЕКО-500К»	1	15	15
Додаткове обладнання полігону			100
РАЗОМ			368

**1.2. Коротка характеристика району розташування комплексу ТПВ та його споживачів електроенергією.**

*Кліматичні умови.*

Розглянемо кліматичні умови регіону. Відповідно до [3] Житомирський регіон відноситься до 2-го району по нормативній товщині стінок ожеледі, яка складає в середньому 16 мм. Середня тривалість гроз у проектуваному районі складає від 80 до 100 годин в рік [4]. По вітровому тиску регіон відноситься до 2-го району, де нормативна швидкість вітру [4] складає 4,5 м/с .

Середній температурний режим регіону [18] складається із слідуючих температур:

зимня: - 3,8 °С;

літня: 20,9 °С;

річна: плюс 9,2 °С.

*Відстань полігону ТВП від найближчих пунктів живлення електроенергією.*

Розглянемо схему та структуру повітряних високовольтних мереж Радомишльського РЕМ [9] (рис. 1.6). Згідно структури та карти навантажень видно, що мережі 10 кВ сильно перевантажені та трансформаторні підстанції (ТП), які знаходяться в населених пунктах розташованих поблизу полігону ТПВ малопотужні та потребують заміні [10].

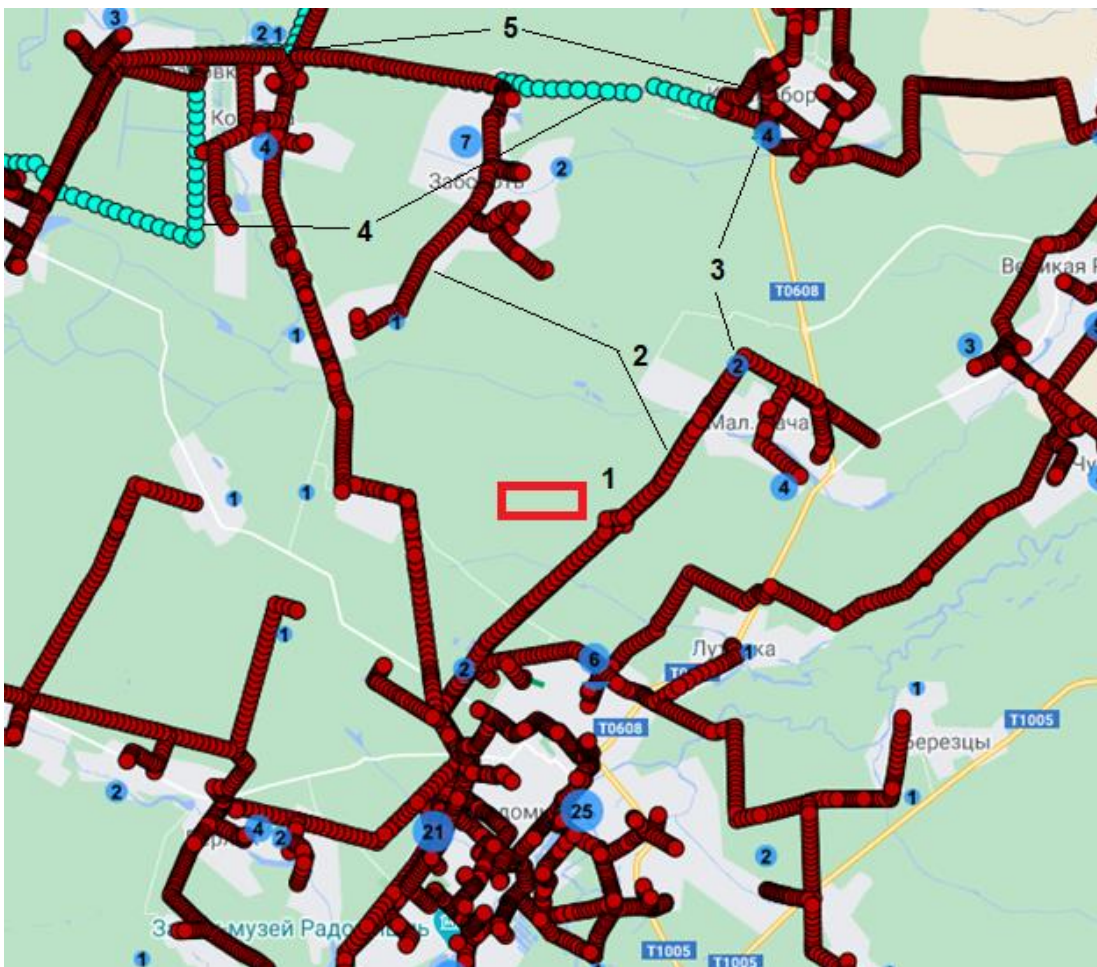


Рисунок 1.6. Структура мереж Радомишльського РЕМ(масш.1см-2 км)

1– місце розташування полігону ТПВ; 2– лінії мереж 10 кВ; 3– місце розташування ТП 10 кВ; 4– лінії мереж 35 кВ; 5– місце розташування найближчих ТП 35 кВ.

Тому в кваліфікаційній роботі запропоновано здійснювати електропостачання від мережі 35 кВ повітряних ЛЕП(див. рис.1.7). Трансформаторні підстанції ТП-35 кВ знаходяться в населених пунктах Котівка та Краснобірка на прямих відстанях від полігону ТПВ відповідно 13,5 км та 11,5 км.

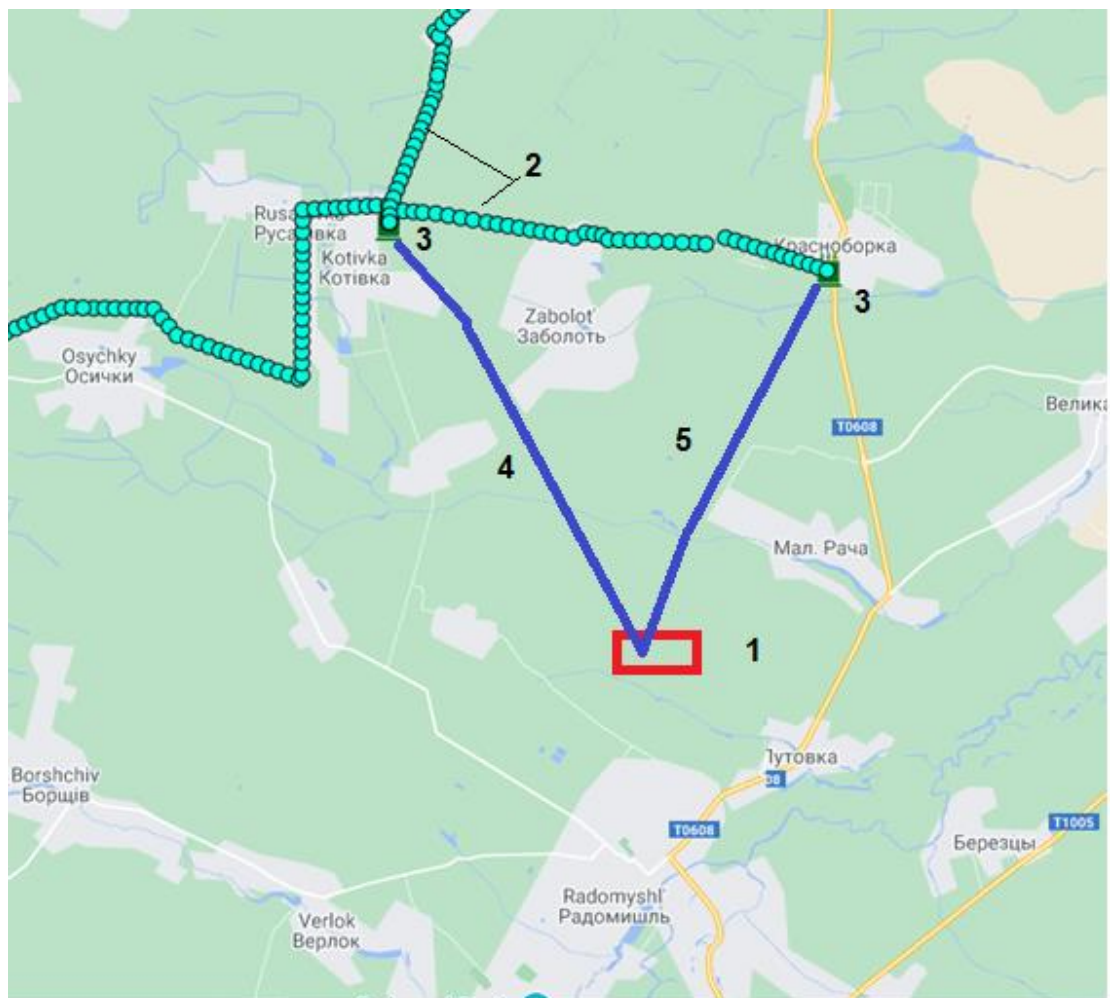


Рисунок 1.7. Запропонована схема ЛЕП 35 кВ живлення полігону ТПВ (масш.1см-2 км)

1– місце розташування полігону ТПВ; 2– лінії мереж 35 кВ; 3– місце розташування ТП 35 кВ; 4,5– лінії проєктованих ЛЕП 35 кВ .

*Відстані довжини траси повітряної ЛЕП між полігоном ТПВ та ТП 35кВ.*

Відстань  $l_{ЛЕП i}^n$  (км) по прямій трасі між пунктами мережі визначається виразом [7] :

$$l_{ЛЕП i}^n = l_{mi} \cdot m , \quad (1.1)$$

де  $l_{mi}$  – відстань між пунктами мережі виміряна циркулем або лінійкою на мапі, приведений на рис.17 ;

$m$  – заданий масштаб мапи (км/см)

Довжина траси ЛЕП на місцевості  $l_{ЛЕП i}$  (км) між пунктами мережі визначається з врахуванням нерівності рельєфу [7]:

$$l_{ЛЕП i} = l_{ЛЕП i}^n \cdot k , \quad (1.2)$$

де  $k$  – поправковий коефіцієнт. Приймається рівним 1,16 [7]

Розрахунок відстаней в км по прямій трасі та з врахуванням рельєфу по формулам (1.1) и (1.2) зведені в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2

Пункт мережі	Відстань до полігону	
	По прямій трасі $l_{ЛЕП i}^n$	По рельєфу місцевості $l_{ЛЕП i}$
ТП1 35 кВ (н. п. Котівка)	13	15
ТП2 35 кВ (н. п. Краснобірка)	11,5	13,3

### Висновки по першому розділу

Аналізуючи структуру відходів на Радомишльському полігоні ТВП в залежності від їх фізико-хімічних властивостей, можливості переробки, утилізації або подальшого використання на виробництві можна розділити на наступні групи:

5. Відходи для одержання вторинної сировини (папір, картон, полімери та пластмаси, тара та ПАК упаковка, текстиль, гума, шкіра ) – 35%.
6. Харчові відходи – 25%.
7. Горючий залишок – 15%.
8. Скло та метали – 22%.

Комплекс переробки ТПВ повинен включати :

1. Сортивальні комплекси ТПВ;
2. Комплекс переробки та утилізації ТПВ «ЕКО- 2000» ;
3. Комплекс переробки біоматеріалу органічного походження «ЕКО-Т»;
4. Комплекс утилізації біоматеріалів тваринного походження «ЕКО-500К».

Вибрана мережа живлення полігону ЛЕП 35 кВ, та визначені два можливих варіанти подачі електроенергії від ТП1 н.п. Котівка та ТП2 н.п. Краснобірка.



## РОЗДІЛ 2

### ПОПЕРЕДНІЙ РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ЖИВЛЕННЯ ПОЛІГОНУ ТПВ

#### 2.1. Побудова графіка навантаження комплексу переробки ТПВ полігону

Річний графік навантаження за тривалістю будується на основі типових добових графіків навантаження підприємств промисловості та переробних комплексів [6,7] для зимньої та літньої пори року. Для нашого випадку підходить підприємство легкої та переробної промисловості, добовий графік навантаження якого зображений на рисунку 2.1.

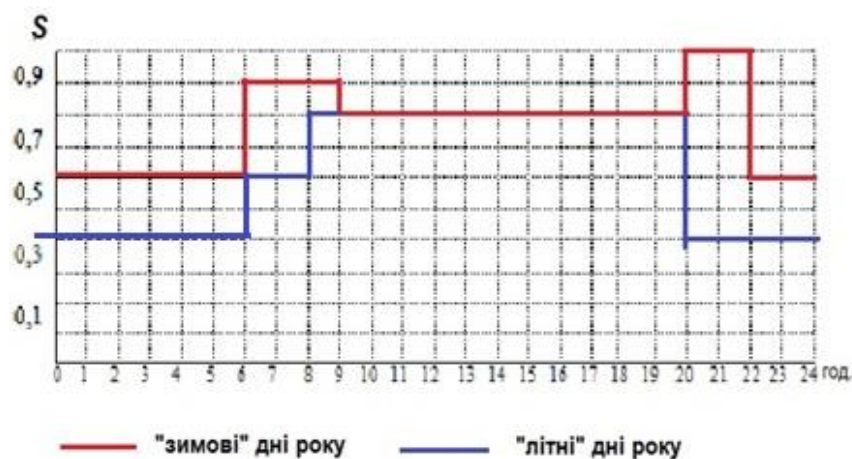


Рисунок 2.1. Добовий графік навантаження підприємства переробної промисловості

Потрібно побудувати річний графік навантаження за тривалістю та знайти число годин використання максимуму навантаження [4].

Спочатку згідно [2] визначаємо кількість «зимових» днів  $n_z = 152$  та «літніх» днів  $n_l = 213$ .

На річному графіку нумеруються ступені графіків зимового та літнього періоду починаючи з максимального значення.

Сумарна тривалість  $i$ -го ступеня річного графіка визначається по формулі [7]:

$$T_i = T_{iz} + T_{il}, \quad (2.1)$$

де  $T_{i3}$  - сумарна річна тривалість  $i$ - го ступеня по зимовому графіку;  $T_{i1}$  - сумарна річна тривалість  $i$ - го ступеня по літньому графіку, які визначаються по формулам [7]:

$$T_{i1} = t_{i1} \cdot n_{1i}, \quad (2.2)$$

$$T_{i3} = t_{i3} \cdot n_{3i}, \quad (2.3)$$

де  $t_{i1}$  – сумарна добова тривалість  $i$ - го ступеня по літньому графіку;  $t_{i3}$  - суммарна добова тривалість  $i$ - го ступеня по зимовому графіку.

Сумарні річні тривалості вираховані по формулах (2.2) та (2.3) для всіх ступенів добового графіка рис. 2.1 зведені в таблицю 2.1:

Таблиця 2.1 – Побудова річного графіка навантаження по тривалості

№ ступені	$P_i$ у.о.	$t_{i3}$ год.	$t_{i1}$ год.	$T_{i3}$ год.	$T_{i1}$ год.	$T_i = T_{i3} + T_{i1}$ год.	$P_{i(y.o.)} \cdot T_i$ год.
1	1	2	–	304	–	304	304
2	0,9	3	–	456	–	456	410,4
3	0,8	11	12	1672	2556	4228	3382,4
4	0,6	8	2	1216	426	1642	985,2
5	0,4	–	10	–	2130	2130	852
Разом:		24	24	3648	5112	8760	5934

Далі визначимо число годин використання максимуму навантаження по виразу [6,7] :

$$T_M = \frac{\sum P_i * T_i}{P_M}, \quad (2.4)$$

Так як графіки представлені в відносних одиницях,  $P_M=1$ , то

$$T_M = \sum P_i * T_i, \quad (2.5)$$

Число годин використання максимуму навантаження згідно (2.5):

$$T_M = 5934 \text{ год.}$$

По значенню  $T_M$  згідно ПУЕ [1] визначається  $j_e$  - економічна щільність струму для вибраної марки проводу. Вибираємо провід марки АС, для нього  $j_e = 1.1 \text{ А/мм}^2$ . За даними таблиці 1.2 будемо річний графік за тривалістю.

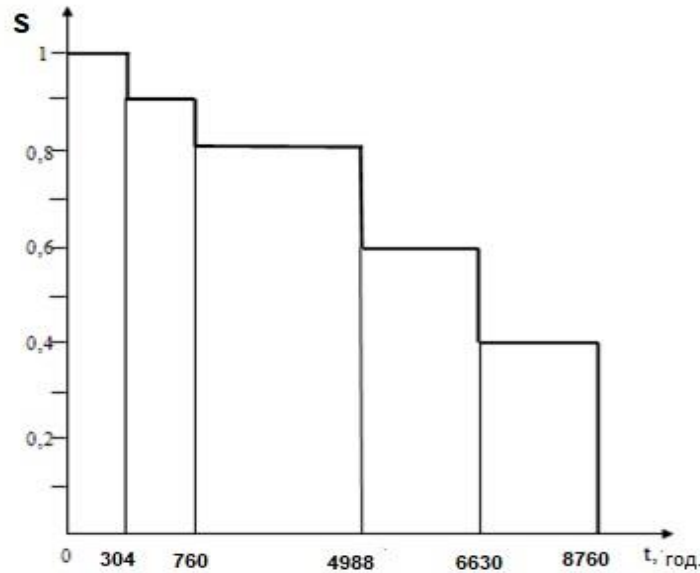


Рисунок 2.2. Річний графік активного навантаження за тривалістю

## 2.2. Баланс активної та реактивної потужності

Таблиця 2.2. Початкові значення активних навантажень і коефіцієнти потужності споживачів

Назва обладнання	Сортувальний	ЕКО-2000	ЕКО-Т	ЕКО-500К	Додаткове обладнання
$P_m$ , кВт	38	160	55	15	100
$\cos\varphi$	0,8	0,85	0,85	0,85	0,75

По заданим значенням активних навантажень  $P_i$  і коефіцієнтам пружності споживачів  $\cos\varphi_i$  в таблиці 2.3 по формулам [5,6] визначені  $\tan\varphi_{i,}$ , задані реактивні навантаження -  $Q_{zi}$  та загальні навантаження  $S_{zi}$ :

$$\operatorname{tg} \varphi_i = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_i}}{\cos \varphi_i} \quad (2.6)$$

$$Q_{zi} = \operatorname{tg} \varphi_i \cdot P_i \quad (2.7)$$

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} \quad (2.8)$$

Таблиця 2.3. Визначення заданих навантажень

Назва обладнання	$P_i$ , кВт	$\cos \varphi_i$	$\operatorname{tg} \varphi_i$	$Q_{zi}$ , кВАр	$S_{zi}$ , кВА
Сортувальний	38	0,8	0,75	28,5	47,5
ЕКО-2000	160	0,85	0,62	99,2	188,3
ЕКО-Т	55	0,85	0,62	34,1	64,7
ЕКО-500К	15	0,85	0,62	9,3	17,6
Додаткове обладнання	100	0,8	0,75	75	125
Разом:	368			246,1	689,2

*Знайдемо баланс активної потужності.*

Сумарна активна потужність для покриття потреб споживачів комплексу переробки ТПВ знаходимо по формулі [12]:

$$P_{\text{пот}} = P_{\Sigma \text{нав}} + P_{\text{он}} + \Delta P_{\text{мер}}, \quad (2.9)$$

Сумарна активна потужність споживачів по таблиці 2.3:

$$P_{\Sigma \text{нав}} = \sum P_i = 368 \text{ кВт.}$$

Оцінкова попередня величина активній потужності на особисті потреби складає 3% від активної потужності споживачів [12]:

$$P_{\text{он}} = 0,03 \cdot P_{\Sigma \text{нав}} = 0,03 \cdot 368 = 11,04 \text{ кВт.}$$

Оцінкове значення попередніх втрат активної потужності в мережі живлення складає 6% від  $P_{\Sigma \text{нав}}$  [12]:

$$\Delta P_{\text{мер}} = 0,06 \cdot P_{\Sigma \text{нав}} = 0,06 \cdot 368 = 22,1 \text{ кВт.}$$

Сумарна активна потужність для покриття потреб споживачів комплексу згідно (2.9) дорівнює:

$$P_{nom} = P_{\Sigma нав} + P_{on} + \Delta P_{мер} = 368 + 11,04 + 22,1 = 401,1 \text{ кВт.}$$

*Знаходимо баланс реактивної потужності.*

Сумарна реактивних потужностей для покриття потреб комплексу переробки ТПВ знаходимо по формулі [12]:

$$Q_{nom} = Q_{\Sigma нав} + Q_{on} + \Delta Q_{мер} \quad (2.10)$$

Сумарна потужність реактивних навантажень споживачів  $Q_{\Sigma нав}$  по таблиці 2.3 становить 246,1 кВАр.

Сумарна потужність повних навантажень складає:

$$Q_{\Sigma нав} = \sum Q_{zi} = 246,1 \text{ кВАр.}$$

Попередня оцінка величин втрат реактивної потужності на особисті потреби  $Q_{on}$  і мережі  $\Delta Q_{мер}$  згідно [12] складає відповідно 4% та 10% від сумарної потужності навантажень споживачів  $S_{\Sigma нав} = \sum S_{zi}$ , яка відповідно до таблиці 2.3 складає 689,2 кВА. Знаходимо ці величини:

$$Q_{on} = 0,04 \cdot S_{\Sigma нав} = 0,04 \cdot 689,2 = 27,6 \text{ кВАр.}$$

$$\Delta Q_{мер} = 0,1 \cdot S_{\Sigma нав} = 0,1 \cdot 689,2 = 68,9 \text{ кВАр.}$$

Сумарна реактивна потужність для покриття потреб споживачів комплексу переробки ТПВ знаходимо по формулі [7,12]:

$$Q_{nom} = Q_{\Sigma нав} + Q_{on} + \Delta Q_{мер} = 246,1 + 27,6 + 68,9 = 342,6 \text{ кВАр.}$$

Знаходимо встановлену реактивну потужність енергосистеми (трансформаторів підстанцій живлення) по формулі [12]:

$$Q_{вст} = P_{nom} \cdot tg \varphi_c, \quad (2.11)$$

де  $tg \varphi_c$  – тангенс енергосистеми при  $cos \varphi_c = 0,89$  [7] і визначається по формулі:

$$\operatorname{tg} \varphi_c = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_c}}{\cos \varphi_c} \quad (2.12)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_c = \frac{\sqrt{1 - 0,89^2}}{0,89} = 0,51.$$

Тоді по формулі (2.11):

$$Q_{вст} = 0,51 \cdot 401,1 = 205,5 \text{ кВАр.}$$

Знаходимо сумарну реактивну потужність компенсувальних пристроїв  $Q_{кб}$ , які потрібно встановити в системі живлення комплексу переробки ТПВ по формулі [13]:

$$Q_{кб} = Q_{\Sigma нав} + Q_{оп} + \Delta Q_{мер} - Q_{вст} = 342,6 - 205,5 = 137,1 \text{ кВАр.}$$

### 2.3. Вибір варіанту електричної мережі та матеріалу проводів

Для виконання живлення споживачів електроенергії в даному районі згідно ПУЕ [1] будемо використовувати повітряні лінії на залізобетонних опорах.

Проводи ЛЕП вибираємо сталевалюмінієві марки АС. Відстань між фазами приймаємо в залежності від номінальної напруги 35 кВ – 3м (Додаток А).

Варіанти живлення комплексу переробки ТПВ відносно районної електромережі 35 кВ (Радомишльський РЕМ), приведені на рисунку 1.7. Згідно ПУЕ [1] та [14] вибираємо категорію електропостачання комплексу 3.

Попередній розрахунок варіанту живлення комплексу будемо проводити в наступній послідовності [5-6]:

1. Вибір номінальної напруги мережі живлення;
2. Розрахунок робочого струму мережі живлення;
3. Вибір орієнтовного перетину проводів мережі живлення;

4. Перевірка проводу струму для найбільш важкого після аварійного режиму;
5. Перевірка мережі по втраті напруги в нормальному та після аварійному режимах;
6. Розрахунок втрати напруги в % від номінального значення.

*Вибір номінальної напруги мережі живлення.*

Для вибору номінальної напруги районої мережі використовуємо формулу Стілла [8]:

$$U_{n\text{ роз}}^i = 16 \cdot \sqrt[4]{P_{\text{ном}} \cdot l_{\text{ЛЕП } i}}, \quad (2.13)$$

де  $l_i$  – довжина вибраного варіанту мережі відповідно до таб. 1.2 (на рисунку 1.7 це лінії 4 та 5)

Відповідно до (2.13) маємо:

$$U_{n\text{ роз}}^4 = 16 \cdot \sqrt[4]{0,401 \cdot 15} = 2,5 \text{ кВ}$$

$$U_{n\text{ роз}}^5 = 16 \cdot \sqrt[4]{0,401 \cdot 13,3} = 2,4 \text{ кВ}$$

*Розрахунок робочого струму мережі живлення.*

Робочі струми участків мережі визначаємо по формулі [6]:

$$I_{\text{роб}} = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \quad (2.14)$$

де  $S_3$  – повна потужність, яка вибирається по таблиці 2.3;

$n$  – число ланцюгів лінії електропередачі.

Відповідно до (2.14) маємо:

$$I_{\text{роб}} = \frac{689,2}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 12,7 \text{ А.}$$

*Вибір орієнтовного перетину проводів мережі живлення.*

Орієнтовний перетин проводів мережі живлення визначаємо по економічній густині струму [7,15]:

$$F = \frac{I_{\text{роб}}}{j_{\text{ек}}}, \quad (2.15)$$

Відповідно до (2.15) маємо:

$$F = \frac{12,7}{1,1} = 11,7 \text{ мм}^2.$$

По таблиці Д1.2 Додатку А вибираємо з урахуванням втрат провід марки АС–95.

*Перевірка проводу струму для найбільш тяжкого після аварійного режиму.*

Перевірка проводу струму для найбільш тяжкого після аварійного режиму проводиться відповідно до умови [7]:

$$I_{\text{доп трив}} \geq I_{\text{ав роз}}, \quad (2.16)$$

де  $I_{\text{доп трив}}$  – допустимий тривалий струм перевантаження, який береться по таб. Д1.2 Додатка А;

$I_{\text{ав роз}}$  – аварійний розрахунковий струм для найбільш тяжкого режиму, відповідно до [8] визначається як:

$$I_{\text{ав роз}} = n \cdot I_{\text{роб}} = 12,7 \text{ А},$$

де  $n$  – число ланцюгів лінії електропередачі.

Перевіряємо умову (2.16):  $320 \text{ А} \geq 12,7 \text{ А}$ .

*Перевірка мережі по втраті напруги в нормальному та після аварійному режимах.*

Перевірка мережі по втраті напруги в нормальному та після аварійному режимах проводиться відповідно [5-7] по параметрам П-подібної схеми заміщення ЛЕП 35 кВ (рис.2.3).

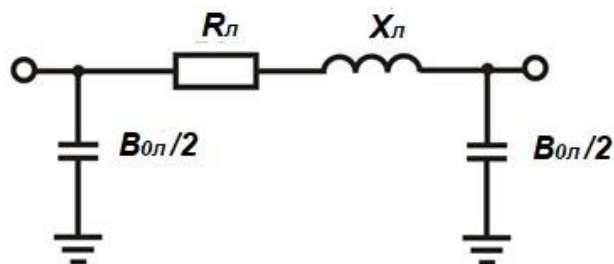


Рисунок 2.3. П-подібна схема заміщення ЛЕП.

Параметрами схеми заміщення ЛЕП являються:



$X_l, R_l$  - відповідно індуктивний і активний опори схеми заміщення лінії;  
 $B_l$  - ємнісна провідність схеми заміщення лінії (мкСм).

Для ЛЕП напругою 35 кВ ємнісною провідністю можна знехтувати із-за її малості [16]. Відповідно індуктивний та активні опори визначаються виразами [16]:

$$X_i = x_0 \cdot l_i, \quad R_i = r_0 \cdot l_i,$$

де  $x_0, r_0$  - відповідно погоні індуктивний і активний опори, (Ом/км)

$b_{oij}$  - погонная ємкостная провідність (мкСм/км);

Значення  $x_0, r_0$  приймаються відповідно таблицям Д1.2,1.3 Додатку А.

Результати розрахунків параметрів схеми заміщення для номінальної напруги 35 кВ зведені в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4. Параметри схеми заміщення ( $U_n = 35$  кВ)

Лінія	Провід	$n$	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$l$ , км	$R_l$ , Ом	$X_l$ , Ом
4	АС 95	1	0.330	0.401	15	4,95	6,05
5	АС 95	1	0.330	0.401	13,3	4,39	5,33

Втрати напруги в % від номінальної в мережі в нормальному режимі визначаються по формулам [7,16]:

$$\Delta U_i = \frac{P \cdot R_i \cdot Q \cdot X_i}{U_i} \quad (2.17)$$

$$\Delta U_i \% = \frac{\Delta U_i}{U_n} \quad (2.18)$$

Результати розрахунків втрат напруги в нормальному режимі для напруги 35 кВ зведені в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5. Втрати напруги в нормальному режимі ( $U_n = 35$  кВ)

Лінія	$P$ , кВт	$Q$ , кВАр	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$\Delta U$ кВ	$\Delta U$ %
4	368	246,1	4,95	6,05	0,77	2,2

5	368	246,1	4,39	5,33	0,72	2,05
---	-----	-------	------	------	------	------

### **Висновки по другому розділу**

В результаті розрахунків були визначені основні параметри лінії живлення комплексу переробки ТПВ:

1. Вибрана одно провідна ЛЕП номінальної напруги 35 кВ з проводом марки АС 95;
2. Проведені розрахунки по балансу активної та реактивної потужності;
3. Визначені параметри П-подібної схеми заміщення ЛЕП для двох варіантів мережі;
4. Проведені розрахунки втрат напруги в нормальному режимі роботи мережі, вони не перевищують 2, %.

## РОЗДІЛ 3

### ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ КОМПЛЕКСУ ПЕРЕРОБКИ ТПВ

#### 3.1. Вибір числа и потужності силових трансформаторів

Як правило на подібних виробничих комплексах встановлюються два однакових трансформатори такої потужності, щоб при виході із ладу одного із них другий трансформатор забезпечив роботу основних споживачів на період відновлення пошкодженого[5,6]. При цьому враховується, як перевантажувальна здатність трансформаторів, так і можливість обмеження споживачів без збитків для основної діяльності підприємства. Встановлення на підстанції одного трансформатора дозволяється у випадку, якщо буде забезпечена необхідна надійність електропостачання.

Потужність трансформаторів ГПП визначається на основі заданих, або розрахункових значень навантаження комплексу. Вибір виконується з урахуванням допустимого навантаження в нормальному режимі, режимі максимальних систематичних навантажень і допустимих аварійних перевантажень.

Необхідну номінальну потужність трансформаторів визначають за середньою потужністю найбільш завантаженої зміни.

Для двотрансформаторних підстанцій [4,6]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq (0,5 - 0,7) \cdot S_p \quad (3.1)$$

де  $(0,5 - 0,7)$  – значення коефіцієнта заповнення графіка навантаження найбільш завантаженої зміни підприємства, отримані на основі статистичного обслідування підстанцій;

$S_p$  – повна розрахункова потужність підприємства.

Необхідну номінальну потужність трансформаторів одно трансформаторних підстанцій визначають за формулою [5,6]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq (0,75 \dots 0,8) S_p, \quad (3.2)$$

де 0,75...0,8 – значення коефіцієнта заповнення графіка навантаження найбільш завантаженої зміни підприємств, що отримані на основі статистичного обстеження підстанцій різних підприємств. Вибраний трансформатор перевіряється на допустимість систематичних перевантажень в години максимальних навантажень.

Знаходимо по графіку підприємства переробної промисловості середнє квадратичне навантаження для характерних "зимових" діб (рис.2.1) по формулі [16]:

$$S_{ск} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k S_i^{*2} \cdot t_i}{\sum_{i=1}^k t_i}}, \quad (3.3)$$

де  $S_i^*$  – потужність ступені навантаження в відносних одиницях ;

$t_i$  - тривалість ступені в годинах;

$k$  – кількість ступенів графіка.

Для графіку навантаження на рисунку 2.1 маємо по формулі (3.3):

$$S_{ск} = \sqrt{\frac{0,6^2 \cdot 8 + 0,8^2 \cdot 11 + 0,9^2 \cdot 3 + 1^2 \cdot 2}{24}} = 0,773$$

Знаходимо орієнтовну потужність трансформатора по формулі [14]:

$$S_{ор} = S_{ск} \cdot S_{роз} / n \quad (3.4)$$

Вона буде дорівнювати 276 кВА.

Із таблиці Б1 Додатку Б вибираємо трансформатор типу ТМ –320/35 з характеристиками приведеними в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Технічні характеристики силових трифазних трансформаторів з природним охолодженням

Тип	Ст.ном, кВА	Напруга, кВ		Втрати, кВт		$u_k$ , %	$I_x$ , %	Опір фази, мОм	
		ВН	НН	$\Delta P_x$	$\Delta P_k$			$x$	$r$
ТМ-320/35	320	35	0,4	2,3	6,2	6,5	6,5	31	9,7

### 3.2. Перевірка трансформаторів на перевантаження

За наявності графіка навантаження та його перетворення в еквівалентний двоступінчастий графік визначення коефіцієнтів попереднього навантаження  $k_1$  і перевантаження  $k_2$  виконується в такій послідовності:

а) на графіку очікуваного навантаження проводять лінію номінальної потужності трансформатора  $S_{ном.т.}$ ;

б) за перетином лінії номінальної потужності з графіком навантаження виділяють інтервал часу перевантаження тривалістю  $h$ ;

в) розраховують коефіцієнти початкового навантаження і перевантаження за формулами [5,7,16]:

$$k_1 = \frac{1}{S_{ном.т.}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad k_2' = \frac{1}{S_{ном.т.}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_j^2 \cdot \Delta t_j}{\sum \Delta t_j}}, \quad (3.5)$$

де  $S_i$  – потужність навантаження на  $i$ -й сходинці графіка ( $S_i \leq S_{ном.т.}$ );

$S_j$  – потужність навантаження на  $j$ -й сходинці графіка ( $S_j > S_{ном.т.}$ );

$\sum \Delta h_j = h'$  – тривалість перевантаження;

г) отримане значення  $k_2'$  порівнюють з  $k_{max}$  графіка навантаження  $k_{max} = S_M(S_{ном.т.})$ ; якщо  $k_2' \geq 0,9k_{max}$  то приймають  $k_2 = k_2'$  і  $h = h'$ ; якщо  $k_2' \leq 0,9k_{max}$  то приймають  $k_2 = 0,9k_{max}$  а тривалість перевантаження в цьому випадку корегується за формулою:

$$h = \frac{(k_2')^2 \cdot h'}{(0,9k_{max})^2}. \quad (3.6)$$

Превіряємо допустимість аварійного перевантаження при виході з ладу одного трансформатора. Для цього використовуємо типовий графік навантаження [5] (рис.2.1).

Проведемо лінію номінального навантаження:

$$S_{ном.т. \%} = \frac{S_{ном.т.}}{S_{роз}} \cdot 100 = \frac{330}{368} \cdot 100 = 87$$

де  $S_{ном.т.}$  – номінальна потужність трансформатора;

З графіка випливає, що тривалість перевантаження  $h = 5$  годин.

Визначаємо коефіцієнт початкового навантаження:

$$k_1 = \frac{1}{S_{\text{ном.т.}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \frac{1}{55} \cdot \sqrt{\frac{60^2 + 45^2 \cdot 2 + 47^2 + 40^2 + 42^2 + 60^2}{7}} = 0.897$$

де  $S_i$  – потужність навантаження на  $i$  – й сходинці графіка;

$t_i$  – тривалість навантаження.

Визначаємо коефіцієнт перевантаження:

$$k_2' = \frac{1}{S_{\text{ном.т.}}} \cdot \sqrt{\frac{S_j^2 \cdot h_j}{h_j}} = \frac{1}{55} \cdot \sqrt{\frac{75^2 + 80^2 + 85^2 + 98^2 + 82^2 + 77^2 + 82^2 + 90^2 + 95^2 + 80^2 + 75^2 + 79^2 \cdot 2 + 75^2 + 80^2 + 83^2 + 76^2}{17}} = 1.53$$

де  $S_j$  – потужність навантаження на  $j$  – й сходинці графіка;

$h_j = h'$  – тривалість перевантаження;

Максимальне навантаження :

$$k_{\text{max}} = \frac{S_{\text{м.}}}{S_{\text{ном.т.}}} = \frac{368}{320} = 1,15$$

Оскільки  $k' > 0,9 \cdot k_{\text{max}} = 0,9 \cdot 1,15 = 1,035$ , то приймаємо  $k_2 = k' = 1,5$  і  $h = h' = 5$  годин.

Порівнюючи значення  $k_2$  з приведеними в таблиці 3.1 можна зробити висновок про допустимість аварійних перевантажень вибраних трансформаторів.

Таблиця 3.1– Допустимі аварійні перевантаження трансформаторів з системами охолодження ONAN, ON при  $k_1=0,8$

$h$ , год.	Трансформатори типу ONAN, °C							Трансформатори типу ON, °C						
	-20	-10	0	10	20	30	40	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6
1,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4
2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,9	1,8	1,7	1,5	1,5	1,4	1,3
4,0	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2
8,0	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1
24,0	1,7	1,5	1,5	1,5	1,4	1,2	1,2	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1

Номінальна потужність трансформатора однострансформаторної ГПП вибираємо з умови:

$$S_{ном.т} \geq (0,75 - 0,8) \cdot S_m = (0,75 - 0,8) \cdot 368 = (280 - 305) \text{ (кВА)}$$

Для однострансформаторної підстанції вибираємо трансформатор серії ТМ – 560 / 35.

### **Висновки по третьому розділу**

В результаті проведених попередніх розрахунків було вибрано двох трансформаторну підстанцію з трансформаторами типу ТМ–320/35 з номінальною потужністю 320 кВА кожний.

За наявності графіка навантаження визначені коефіцієнти попереднього навантаження і аварійного перевантаження. Порівнюючи значення розрахованого коефіцієнта перевантаження в аварійному режимі з табличними можна зробити висновок про допустимість аварійних перевантажень вибраних трансформаторів.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В результаті проведених досліджень в кваліфікаційній роботі було проведено обґрунтування структури комплексу переробки ТПВ на Радомишльському полігоні. Визначені його технічні характеристики.

Був проведений попередній розрахунок електричної мережі живлення полігону. Для цього розглянута структура мереж Радомишльського РЕМ та визначені трансформаторні підстанції можливого відведення напруги. Проведений аналіз визначив, що найбільш раціональним варіантом являється мережа 35 кВ.

Вибрана одно провідна повітряна ЛЕП номінальної напруги 35 кВ з проводом марки АС 95;

На основі типового графіку навантаження для підприємств переробної промисловості побудований річний графік активного навантаження за тривалістю. Повне навантаження комплексу переробки складає 368 кВт.

Проведені розрахунки по балансу активної та реактивної потужності, а також визначені параметри П-подібної схеми заміщення ЛЕП для двох варіантів мережі

Проведені розрахунки втрат напруги в нормальному режимі роботи мережі, та в режимі аварійних відключень, вони не перевищують 2, %.

Розраховані параметри трансформаторної підстанції на базі двох трансформаторів типу ТМ–320/35, та визначені коефіцієнти попереднього навантаження і аварійного перевантаження.



## ВИКОРИСТАНІ ІНФОРМАЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА

1. Правила улаштування електроустановок// Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості №476 від 21.07.2017р.
- 2.Постанова КМУ №509 від 13 травня 1996 р. Про порядок обчислення часу на території України
- 3.Зарубіжний досвід із впровадження сучасних систем виявлення, попередження та захисту ліній електропередавання від наслідків ожеледі// <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/1.-Zahyst-LEP-vid-ozheledi.pdf>
- 4.Звіт про науково-дослідну роботу розроблення деталізованих карт майбутніх кліматичних умов для території України за різними сценаріями зміни клімату з використанням геоінформаційних систем// Електронний ресурс <https://uhmi.org.ua/project/rvndr/map.pdf>
5. І.І.Мартиненко , В.П. Лисенко, Л.П. Тищенко , І.М. Болбот, П.В. Олійник Проектування систем електрифікації та автоматизації АПК: Підручник. – К., 2008. – 330 с.
6. Наумов И.В., Лещинская Т.Б., Бондаренко С.И. Проектирование систем электроснабжения: межвузовское учебное пособие для самостоятельной работы студентов/ Под общей редакцией И.В. Наумова. - Иркутск: Изд-во ИрГСХА, 2011.- 327 С.
7. Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электроснабжения: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 154 с.
8. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1. Электроснабжение /Под общ. ред. А. А. Федорова. - М.: Энергоатомиздат, 1986.-568 с: ил.
9. <https://www.ztoe.com.ua/gisenergy/>
10. Аналіз стану електричних мереж Житомиробленерго
11. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учебное пособие/А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – 248 с.

12. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю. Г. Барыбиин и др.– М.: Энергоатомиздат, 1990.– 576 с– (Электроустановки промышленных предприятий/Под общ. ред. Ю. Н. Тишейко и др.)
13. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
14. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів Наказ №91 від 13.02.2012
15. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет /А.С. Овчаренко и др. - Киев: Техніка, 1985.-185с.
16. Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электроснабжения: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 154 с.
17. Про Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання// Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості №399 від 21.06.2013р
18. Екологічний паспорт Житомирської області// Управління екології та природних ресурсів: Ж.2019-187 с.
- 19.И.А.Немировский. ПереработкаТБО: Проблемы и достоинства //Альтернативные источники энергии. Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2011. Вып.№6(88).
20. <https://greenex-eco.com/wp-content/uploads/2020/07/tbo.png>

**Додаток А**  
Таблиця Д1.1

Номер варіанту	Тип ЛЕП	$U_{ном},$ кВ	Тип проводу	Конструктивні дані			
				Довжина ЛЕП, км	Средня геометрична відстань між фазними проводами, м	Кількість проводів у фазі (ПЛ)/проводів у жилі (КЛ)	Відстань між осями проводів у розщепленому проводі, см
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПЛ	10	АС-16	8	0,8	1	–
2	ПЛ	6	АС-25	5	1	1	–
3	ПЛ	35	АС-70	10	3	1	–
4	ПЛ	35	АС-95	12	4	1	–
5	ПЛ	110	АС-120	15	4,5	1	–
6	ПЛ	150	АС-150	20	5	1	–
7	ПЛ	500	АС-300	33	14	3	40
8	ПЛ	10	АС-35	15	2	1	–
9	ПЛ	220	АС-500	40	7	1	–
10	ПЛ	220	АС-300	24	7	1	–
11	ПЛ	35	АС-50	31	2,5	1	–
12	ПЛ	6	АС-16	26	1	1	–
13	ПЛ	110	АС-205	43	2,5	1	–
14	ПЛ	330	АС-300	27	11	2	40
15	ПЛ	330	АС-240	44	11	2	30
16	ПЛ	220	АС-240	44	7	1	–
17	ПЛ	500	АС-400	38	11	2	40
19	ПЛ	750	АС-240	57	13	5	40
20	ПЛ	110	АС-240	42	5	1	–
21	ПЛ	220	АС-400	32	7	1	–
22	ПЛ	150	АС-150	28	4	1	–

Таблиця Д1.2

**Активні опори алюмінієвих і сталюалюмінієвих проводів**

Марка проводу	Зовнішній діаметр проводу, мм	Тривало допустимий струм навантаження, А		Погонний активний опір $r_0$ , Ом/км
		зовні приміщень	всередині приміщень	
Алюмінієві проводи				
А-16	5,1	105	75	1,98
А-25	6,4	135	105	1,28

A-35	7,5	170	130	0,92
A-50	9,0	215	165	0,64
A-70	10,7	265	210	0,46
A-95	12,4	320	255	0,34
A-120	14,0	375	300	0,27
A-150	15,8	440	355	0,21
A-185	17,5	500	410	0,17
Сталеалюмінієві проводи				
AC-10	4,4	80	50	3,120
AC-16	5,4	105	75	2,060
AC-25	6,6	130	100	1,38
AC-35	8,4	175	135	0,850
AC-50	9,6	210	165	0,650
AC-70	11,4	265	210	0,460
AC-95	13,5	330	260	0,33
AC-120	15,2	380	305	0,270
AC-150	17,0	445	360	0,210
AC-185	19,0	510	425	0,170
AC-240	21,6	605	505	0,130
AC-300	23,5	690	580	0,108
AC-400	27,2	825	710	0,080
AC-500	30,2	945	815	0,065
AC-600	33,1	1050	920	0,055
ACO-700	37,1	1220	1075	0,044
ACY-120	15,5	375	–	0,288
ACY-150	17,6	450	–	0,210
ACY-185	19,6	515	–	0,170
ACY-240	22,4	610	–	0,131
ACY-300	25,2	705	–	0,106
ACY-400	29,0	850	–	0,079

Таблиця ДІ.3

## Індуктивні опори алюмінієвих і сталеалюмінієвих проводів

Погонні індуктивні опори $x_0$ , Ом/км										
Алюмінієві проводи										
Средньо-геометричні відстані між фазними проводами $D_{cp}$ , м	A-16	A-25	A-35	A-50	A-70	A-95	A-120	A-150	A-185	A-240
	0,4	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	–	–	–
0,6	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280	–
0,8	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298	–
1,0	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313	0,305
1,5	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338	0,330
2,0	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357	0,349
2,5	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371	0,363
3,0	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382	0,374

Сталеалюмінієві проводи										
Средньо-геометричні відстані між фазними проводами $D_{cp}$ , м	AC-35	AC-50	AC-70	AC-95	AC-120	AC-150	AC-185	AC-240	AC-300	AC-400
	2,0	0,403	0,392	0,382	0,371	0,365	0,358	–	–	–
2,5	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,372	–	–	–	–
3,0	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377	0,369	–	–
4,0	0,446	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,386	–	–
4,5	–	–	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,392	–	–
5,0	–	–	0,440	0,429	0,423	0,416	0,409	0,401	–	–
5,5	–	–	–	–	0,430	0,422	0,415	0,407	–	–
6,0	–	–	–	–	–	–	–	0,413	0,404	0,396
6,5	–	–	–	–	–	–	–	–	0,409	0,400
7,0	–	–	–	–	–	–	–	–	0,414	0,406
7,5	–	–	–	–	–	–	–	–	0,418	0,409
8,0	–	–	–	–	–	–	–	–	0,422	0,414
8,5	–	–	–	–	–	–	–	–	0,425	0,418

Таблиця ПІ.4

**Ємнісні провідності ЛЕП 150-750 кВ зі сталеалюмінієвими проводами**

Номінальний переріз проводу, мм <sup>2</sup>	Кількість проводів у фазі	Ємнісна провідність $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км, для ЛЕП напругою, кВ					
		110	150	220	330	500	750
70/11	1	2,55	2,46	–	–	–	–
95/16	1	2,61	2,52	–	–	–	–
120/19	1	2,66	2,56	–	–	–	–
150/24	1	2,7	2,61	–	–	–	–
185/29	1	2,75	2,64	–	–	–	–
240/32	1	2,81	2,7	2,6	–	–	–
	2	–	–	–	3,38	–	–
240/56	5	–	–	–	–	–	3,76
300/39	1	–	–	2,64	–	–	–
	2	–	–	–	3,41	–	–
300/66	3	–	–	–	–	3,97	–
	5	–	–	–	–	–	4,11
330/43	3	–	–	–	–	3,6	–
400/51	1	–	–	2,7	–	–	–
	2	–	–	–	3,46	–	–
	3	–	–	–	–	3,62	–
	5	–	–	–	–	–	4,13
400/93	4	–	–	–	–	–	4,13
500/64	1	–	–	2,74	–	–	–
	2	–	–	–	3,5	–	–
	3	–	–	–	–	3,64	–
	4	–	–	–	–	–	3,9

## Додаток Б

Таблиця Б1. Технічні характеристики силових трифазних трансформаторів з природним охолодженням

Тип	Ст.ном, кВА	Напруга, кВ		Втрати, кВт		ик, %	Iх, %	Опір фази, мОм	
		ВН	НН	$\Delta P_x$	$\Delta P_K$			x	r
ТМ-10/6	10	6	0,4	0,105	0,335	5,5	10	363	240
ТМ-20/6	20	6	0,4	0,18	0,6	5,5	9	152	84
ТМ-20/10	20	10	0,4	0,22	0,6	5,5	10	369	240
ТМ-50/6	50	6	0,525	0,35	1,325	5,5	6,5	78,5	38
ТМ-50/10	50	10	0,4	0,44	1,325	6,5	7,5	152	84
ТМ-100/35	100	35	0,525	0,9	2,4	6,5	7	96	38
ТМ-180/6	180	6	0,525	1	4	5,5	8	26	9,7
ТМ-180/10	180	10	0,525	1,2	44,1	5,5	6,6	25,8	9,7
ТМ-180/35	180	35	0,4	1,5	4,1	6,5	7	53,4	20
ТМ-320/6	320	6	0,525	16	6,07	5,5	7,5	15	4,9
ТМ-320/10	320	10	0,525	1,9	6,2	5,5	6	14,9	4,8
ТМ-320/35	320	35	0,4	2,3	6,2	6,5	6,5	31	9,7
ТМ-560/10	560	10	6,3	2,5	9,4	5,5	6	10,8	3,9
ТМ-560/35	560	35	10,5	3,35	9,4	6,5	6,5	17,9	4,8
ТМ-750/10	750	10	0,525	4,1	11,9	5,5	6	14,6	4,14
ТМ-1000/35	1000	35	10,5	5,1	15	6,5	5,5	17,4	4,14
ТСМА-60/6-10	60	10	0,4	0,575	1,3		4,5	7,5	97,34
ТСМА-100/6-10	100	10	0,4	0,4	2,07		4,5	6,5	97,42
ТСМА-100/6-10	100	10	0,525	0,575	2,07		4,5	6,5	97,42
ТСМА-180/6-10	180	10	0,525	1	3,2		4,5	6	97,72