

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Інститут Електроенергетики  
(інститут)

Електротехнічний факультет  
(факультет)

Кафедра електроенергетики  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеню магістра  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Гончарова Дениса Андрійовича  
(ПІБ)

академічної групи 141М-21-1  
(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(офіційна назва)

на тему Впровадження автоматизованої системи контролю електроспоживання в умовах КТП 10/0,4 кВ багатоквартирного житлового будинку

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Папайка Ю.А.			
розділів:				
Розділ 1	Папайка Ю.А.			
Розділ 2	Папайка Ю.А.			
Розділ 3	Тимошенко Л.В.			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			
----------------	------------------	--	--	--

Дніпро  
2022

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

Електроенергетики

(повна назва)

\_\_\_\_\_ Папаїка Ю.А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 року

**ЗАВДАННЯ**  
на кваліфікаційну роботу  
ступеню \_\_\_\_\_ магістра  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Гончарову Д.А. академічної групи 141М-21-1  
(прізвище та ініціали) (шифр)  
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему Впровадження автоматизованої системи контролю електроспоживання в умовах КТП 10/0,4 кВ багатоквартирного житлового будинку,

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.09.2022р. № 918-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Розділ 1	Загальна характеристика та обґрунтування заходів з проектування електричної частини підстанції 10/0.4 кВ	10.10.2022 р.
Розділ 2	Розрахунок електричних навантажень, струмів КЗ, вибір ТС, АСКУЕ, РЗА. Вибір конструктивного виконання підстанції	07.11.2022 р.
Розділ 3	Техніко-економічне обґрунтування розроблених заходів та оцінка показників проекту.	05.12.2022 р.

Завдання видано \_\_\_\_\_  
(підпис керівника)

Папаїка Ю.А.  
(прізвище, ініціали)

Дата видачі 17.10.2022

Дата подання до екзаменаційної комісії

14.11.2022

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_  
(підпис студента)

Гончаров Д.А.  
(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

ТРАНСФОРМАТОРИ, PLC, АВТОМАТИЧНІ ВИМИКАЧІ, АСКУЕ, ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ, АВТОМАТИЗАЦІЯ, РОЗ'ЄДНУВАЧІ, ЛІЧИЛЬНИКИ.

Пояснювальна записка: 65 ст., 10 рис., 8 табл., 1 додатки, 7 джерел.

Об'єкт дослідження - Трансформаторна підстанція 10/0.4 кВ.

Предмет дослідження - Обґрунтування заходів проектування електричної частини підстанції.

Мета дослідження - Проектування підстанції 10/0.4 кВ з сучасним електрообладнанням та автоматизованою системою обліку електричної енергії для забезпечення якісного електропостачання споживачів.

У першому розділі наведено опис підстанції що проектується, виконано оцінку впливів на навколишнє середовище при будівництві та експлуатації підстанції. Розроблені об'ємно-планувальні рішення та обґрунтовані рішення для встановлення АСКОЕ.

У другому розділі виконано вибір необхідного обладнання для підстанції, а також обрано кращу систему АСКОЕ. Виконано розрахунок та вибір такого обладнання: вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, вибір розумних лічильників та обладнання АСКОЕ.

У третьому розділі розраховано капітальні, експлуатаційні витрати пов'язані з впровадженням проектних рішень та проведена економічна оцінка доцільності розробки проекту.

Практичне значення проекту полягає в розробці підстанції з сучасним електрообладнанням та встановленням автоматизованої системи обліку електроенергії для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів і обліку споживаної електроенергії.

## ЗМІСТ

Вступ.....	.....
1. Технологічна частина:	
1.1 Короткий опис об'єкту проектування	7
1.2 Основні технологічні рішення	7
1.3 Технологічні рішення АСКОЕ	8
1.4 Мета створення, призначення та галузь застосування	9
1.5 Структура АСКОЕ	10
1.6 Характеристика впливу на навколишнє середовище об'єкту, що проектується	11
2. Спеціальна частина:	
2.2.Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції, вибір типа та потужності трансформаторів	
2.1 Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції	13
2.2 Вибір потужності трансформаторів	13
2.3. Визначення розрахункових струмів	15
2.4. Розрахунок струмів короткого замикання і теплового імпульсу	17
4.1 Розрахунок струмів короткого замикання	17
4.1.1 Розрахунок струмів КЗ на стороні 10 кВ	18
4.1.2 Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 0.4 кВ	20
4.2 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ	21
2.5. Розробка конструктивного виконання підстанції	23
2.5. Вибір апаратів відкритої і закритої частин розподільної підстанції	23
5.2 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції та вимикачів	23
5.3 Вибір секційних роз'єднувачів	25
6 Вибір автоматизованої системи обліку електроенергії	26
6.1 Вибір за способом передачі даних	26
6.2 Вибір лічильників та АСКОЕ	27
6.3 програмне забезпечення АСКОЕ	31

	4
6.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму	33
2.7 Вибір трансформаторів власних потреб	36
2.8 Вибір запобіжників	37
2.9 Вибір розрядників	38
2.10 Розрахунок і вибір струмопроводів і ізоляторів	39
2.11 Розрахунок заземлюючих пристроїв	44
2.10 Вибір конструктивного виконання підстанції	47
3.Економічна частина:	
3.1 Розрахунок капітальних витрат	51
3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат	55
3.3 Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту	59
Висновок .....	
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	
Додаток А. Перелік матеріалів дипломного проекту .....	
Рецензія на кваліфікаційну роботу магістра .....	
ВІДГУК .....	

## ВСТУП

Основною метою виконання роботи є вирішення проблем при проектування та експлуатації електричної підстанції яка живить багатоквартирний будинок з офісними приміщеннями.

Підчас проектування підстанцій було виконано вибір основного комутаційного обладнання, при виборі були розраховані струми короткого замикання.

Також важливим аспектом проектування підстанції є раціональне використання електричної енергії, саме тому важливо скоротити її втрати при передачі, розподілі, споживанні та виробництві. Тому важливо використовувати якісне обладнання.

Не менш важливе значення в сучасних енергосистемах відіграє облік електроенергії. З цією метою на підстанції та в багатоквартирному будинку необхідно встановити розумні лічильники та автоматизовану систему обліку електричної енергії. Додатковою функцією АСКОЕ є можливість контролювати якість електроенергії на всіх рівнях її розподілу, тому така можливість є дуже актуальною саме в Українській енергосистемі, так як через поганий стан розподільчих систем часто виникають проблеми заниження та перепадів напруги.

## 1 РОЗДІЛ

## 1.1. Короткий опис об'єкту проектування

Об'єкт приєднання до енергосистеми являє собою багатоквартирний житловий будинок який відносяться до другої категорії споживачів електричної енергії.

Основними споживачами електричної енергії є побутові споживачі тобто квартири, але окрім цього також мають бути приєднані ліфти та освітлення.

Для підключення будинку до енергосистеми раціонально буде побудувати окрему підстанцію 10/0.4 кВ, в якій будуть встановлені трансформатори, розподільні пристрої та необхідний захист.

Також для контролю та обліку електричної енергії планується встановити автоматизовану систему обліку електроенергії що буде складатися з контролерів для збору даних та розумних лічильників які будуть встановлені в електрощитових будинку та в підстанції.

## 1.2. Основні технологічні рішення

Для проектування підстанції необхідно виконати такі дії:

- 1) Обрати силовий трансформатор чи трансформатори.
- 2) Виконати вибір автоматичного вимикача.
- 3) Обрати високовольтні запобіжники в РУ-10кВ.
- 4) Вибір шин 10кВ
- 5) Обрати трансформатори струму.
- 6) Обрати трансформатори напруги.
- 7) Обрати за нагрівом кабель для підключення підстанції зі сторони 10кВ.
- 8) Виконати перевірку перерізу кабелю за термічною стійкістю.
- 9) Обрати розумні лічильники
- 10) Обрати систему АСКОЕ



### 1.3. Технологічні рішення АСКОЕ

1) На вводах в РП-10кВ, застосувати лічильники, які забезпечують облік активної і реактивної енергії в двох напрямках, прямого включення по напрузі та трансформаторного по струму, оснащеного вбудованим модулем передачі даних лічильників.

В точці розрахункового обліку електроенергії застосувати лічильник, який забезпечує облік активної і реактивної енергії в двох напрямках, фіксацію 30-ти та 60-ти хвилинних значень потужності, мають зберігати дані вимірів не менше 6 місяців та мають цифровий інтерфейс передачі даних для роботи у складі автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії.

Лічильники повинні бути запрограмовані з коефіцієнтами трансформації  $K_{TT}=1$  і  $K_{TH}=1$ , в режимі автоматичного переходу на літній/зимовий час з періодом інтеграції 30 хвилин і мати можливість автоматичного переходу на роботу від резервного джерела живлення у разі відключення основного джерела живлення (з можливістю вичитування даних в ручному і дистанційному режимах).

В якості розрахункового АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» рекомендує застосувати лічильники, які відповідають розміщеним на офіційному веб-сайті Товариства технічним характеристикам.

2) Для обліку електроспоживання квартир використати однофазні лічильники, оснащені вбудованим модулем передачі даних лічильника. В разі наявності у споживачів трифазного навантаження – використати трифазні лічильники, оснащені вбудованим модулем передачі даних лічильника.

В точках розрахункового обліку електроенергії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» рекомендує застосувати лічильники з «Переліка рекомендованих лічильників електричної енергії, що включаються в автоматизовані системи обліку електроенергії».

Конкретні типи лічильників, попередньо, узгодити на стадії проектування.

## **1.4. Мета створення, призначення та галузь застосування АСКОЕ**

1.4.1 АСКОЕ створюється для досягнення наступних цілей:

- Приведення обліку електроенергії побутових та юридичних споживачів у відповідність вимогам Кодексу комерційного обліку електроенергії;
- Автоматизація процесу збору, обробки і передачі інформації із всіх точок обліку електроенергії;
- Зниження величини комерційних і технічних втрат за рахунок підвищення точності, достовірності вимірів і оперативності надходження вимірювальної інформації від первинних приладів обліку;
- Захист інформації від несанкціонованого доступу на всіх рівнях її збору та обробки;
- Підвищення швидкості отримання та обробки інформації, оперативності управління режимами енергоспоживання;
- Зменшення долі ручної праці і виключення суб'єктивних факторів, пов'язаних зі зчитуванням показань з розрахункових приладів обліку;
- Підвищення надійності системи збору інформації за рахунок застосування в системі технічних, програмних та організаційних рішень;
- Оперативне виявлення і виключення місць втрат електроенергії;
- Зменшення витрат на обслуговування і ремонт парку лічильників.

### **1.4.2. Призначення АСКОЕ**

АСКОЕ призначена для досягнення наступних результатів:

- Автоматизації процесу вимірювання, збору, обробки, зберігання, відображення, документування та передачі інформації про параметри режимів споживання електроенергії;
- Автоматизації процесу своєчасної передачі інформації про об'єми споживання електричної енергії в АТ "ДТЕК ДНПРОВСЬКІ

ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ” за допомогою погоджених протоколів обміну та форматами даних.

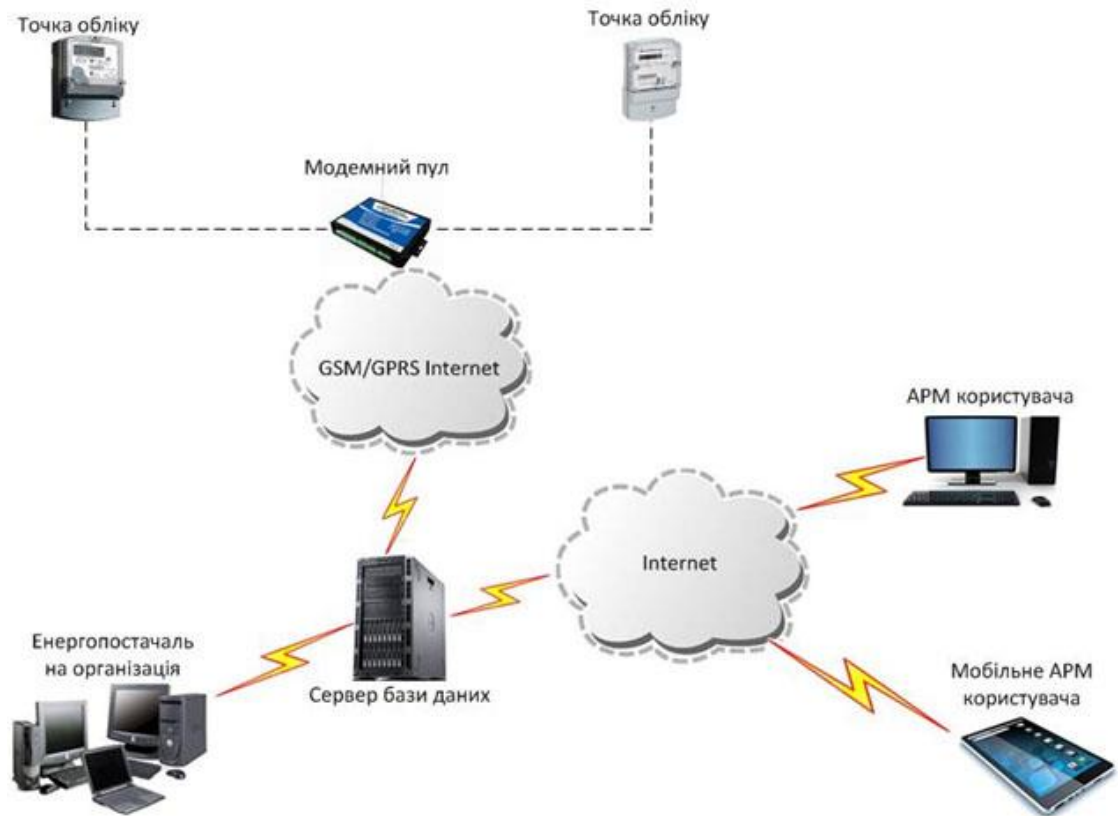
АСКОЕ застосовується в галузі обліку електроенергії побутових та юридичних споживачів житлового комплексу, а також для контролю якості електроенергії та зведення балансів на вводах в РП 10/0,4 кВ.

### **1.5. Структура АСКОЕ**

Частіше за все АСКОЕ складається з двох рівнів (верхній та нижній), яка складається з розподіленої системи програмно-апаратних комплексів визначення, збору, збереження та передачі даних обліку електроенергії.

АСКОЕ має властивість цілісності та централізоване керування. За функціональним призначенням АСКОЕ поділяється на дві функціональні складові – вимірювальну частину АСКОЕ , яка забезпечує формування і зберігання первинних даних та частину збору даних АСКОЕ .

Вимірювальна частина АСКОЕ структурно розташована на нижньому рівні системи, збір та обробка даних – верхній рівень системи.



**Рис. 1 Приклад функціонування АСКОЕ**

### **1.6. Характеристика впливу на навколишнє середовище об'єктів, що проєктуються**

Технологічний процес будівництва та експлуатації об'єктів, що проєктуються, є безвідходним і не супроводжується шкідливим викидами в навколишнє середовище (як повітряну так і воду). Виходячи з цього проведення повітряно-грунтових та водоохоронних заходів не передбачається.

Шум та вібрація при експлуатації ПЛ відсутні. Рівень шуму при експлуатації КТП 10/0,4 кВ не перевищує допустимих величин (ДБН В.1.1-31:2013), оскільки її розташування вибране з дотриманням вимог ПУЕ.

Водопостачання та відведення битових та інших стоків для ПЛ 10 кВ, КЛ 10 кВ та КТП 10/0,4 кВ не потрібні та проєктом не передбачаються.

Захист від впливу електричних та електромагнітних полів від передбачених проєктом обладнання в відповідності з ДСН 239-96 для ліній напругою до 110 кВ не передбачається.

Траса КЛ 10 кВ, ПЛ 10 кВ та розташування КТП 10/0,4 кВ вибрані із врахуванням вимог ПУЕ; В КТП 10/0,4 кВ встановлюється маслонаповнений трансформатор ТМ потужністю 1600 кВА. В відповідності з ПУЕ-2017 для трансформаторів із вказаною кількістю масла обладнання маслозбірників, маслоуловителів, масловідводів не передбачається.

КТП передбачено тупикового типу з кабельним вводом та встановлюється на фундаментних блоках.

## 2 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

## 2.1 Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції.

Для проектування підстанції було надано дані про розраховану потужність багатоповерхового житлового будинку.

Житловий будинок складається з двох корпусів які мають ідентичне навантаження.

Таблиця 1. Електричні навантаження будинку що живиться від ТП.

Номер	$P_m$ , кВт	$S_m$ , кВА
1	254,5	277
2	254,5	277
3	254,5	277
4	254,5	277
5	224,1	263
6	74,2	84,2
7	254,5	277
8	254,5	277
9	254,5	277
10	254,5	277
11	224,1	263
12	74,2	84,2
Загально	2632,6	2910,4

Згідно наданим даним найбільша потужність яка може протікати через один трансформатор при вимкненні другого трансформатора складає 2,91 МВА.

## 2.2 Вибір потужності трансформаторів.

Вибір потужності трансформаторів виконується, виходячи з загальної розрахункової потужності об'єкта що проектується, яка характеризується виходячи з сезонних змін навантажень, а також в залежності від кліматичних

умов. Трансформатори вибирають так щоб при виході з ладу одного з них інший міг забезпечити електричною енергією споживачів з урахуванням можливого зменшення навантажень і з використанням допустимого перевантаження трансформатора. На двохтрансформаторних ГПП при відсутності резервування по мережам вторинної напруги потужність кожного трансформатора вибирають рівною 0,65-0,7 сумарного розрахункового навантаження.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів приймають рівним 0,7 ÷ 0,8 – при переважанні споживачів I категорії і 0,8 ÷ 0,9 – при переважанні споживачів II, III категорій.

Виходячи з заданого проекту споживачі відносяться до II категорії.

Вибір потужності трансформаторів можливо виконати при умові:

$$S_{нт} \geq \frac{S_{ном.Т1}}{K_{авар}} = \frac{2,91}{1,4} = 2,08$$

де  $S_{ном.Т1}$  – найбільша потужність, що може протікати через один трансформатор, можлива в нормальному режимі в зимовий період року при вимкненому Т2 ;

$k_{авар} = 1,4$  – найбільший коефіцієнт перевантаження в аварійному режимі.(Перевантаження трансформатора згідно з завданням не повинно перевищувати 40 %.)

Приймаємо трансформатор типу ТМ-1600/10/0.4-У1 таблиця 2 :

Таблиця 2-Технічні данні трансформатора

Тип	$S_{ном},$ МВА	Напруга, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_{к.з.},$ кВт	$\Delta P_{х.х.},$ кВт	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТМГ-1600/10/0.4	1,6	10	0,4	5,5	7,6	1	2,00

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі роботи:



$$K_{3H} = \frac{S_M}{2 \cdot S_{HT}} = \frac{2,91}{2 * 1,6} = 0,91$$

Коефіцієнт завантаження у аварійному режимі роботи:

$$K_{3a} = \frac{S_M}{S_{HT}} = \frac{2,91}{1,6} = 1,82$$

### 2.3. Визначення розрахункових струмів.

Розрахунковий робочий струм  $I_{pH}$  лінії вводу в нормальному режимі:

$$I_{p.n.1} = \frac{0,7S_{HT}}{n_B * \sqrt{3} U_{H1}} = \frac{0,7 * 1600}{1 * \sqrt{3} * 10} = 64,66 \text{ A}$$

$$I_{p.n.2} = \frac{0,7S_{HT}}{n_B * \sqrt{3} U_{H2}} = \frac{0,7 * 1600}{1 * \sqrt{3} * 0,4} = 1616,58 \text{ A}$$

Розрахунковий робочий струм вводу в після аварійному (форсованому) режимі (при вимкненні одного з виводів), А:

$$I_{p.\phi.1} = 2 * I_{p.n.1} \leq \frac{1,4S_{HT}}{n_B * \sqrt{3} U_{H1}} = 2 * 64,66 \leq \frac{1,4 * 1600}{1 * \sqrt{3} * 10} = 129,32 \leq 129,32$$

$$I_{p.\phi.2} = 2 * I_{p.n.2} \leq \frac{1,4S_{HT}}{n_B * \sqrt{3} U_{H2}} = 2 * 1616,58 \leq \frac{1,4 * 1600}{1 * \sqrt{3} * 0,4} = 3233,16$$

$$\leq 3233,16$$

В нормальному режимі роботи секційний роз'єднувач відключений, в післяаварійному режимі робочий струм секційного роз'єднувача дорівнює робочому струму секції:

$$I_{рн2} = 1616,58 \text{ А};$$

Розрахункові струми споживачів, приєднаних до шин ЗРП:

Прийняти до уваги, що в таблиці 2 приведені сумарні групи споживачів. Проектом передбачається встановлення максимально допустимого автоматичного вимикача, для споживачів, номіналом 630 А. Враховуючи це слід розділити групи споживачів де це необхідно.

а) приєднання споживача ,2,3,4,5 та 8,9,10,11:

$$I_{р.ф.1.1.1} = \frac{S_{1.1.1}}{\sqrt{3} U_n} = \frac{277,03}{\sqrt{3} * 0,4} = 399,82 \text{ А}$$

$$I_{рф.сп} = I_{рн.сп} = 399,82 \text{ А.}$$

б) приєднання споживача 6,12(офісні приміщення):

$$I_{р.ф.1.2.1} = \frac{S_{1.2.1}}{\sqrt{3} U_n} = \frac{263}{\sqrt{3} * 0,4} = 379,61 \text{ А}$$

$$I_{рф.сп} = I_{рн.сп} = 379,61 \text{ А.}$$

с) приєднання споживача 1,7 (потреби будинку):

$$I_{р.ф.1.3} = \frac{S_{1.3}}{\sqrt{3} U_n} = \frac{84,22}{\sqrt{3} * 0,4} = 121,56 \text{ А}$$

$$I_{рф.сп} = I_{рн.сп} = 90,84 \text{ А.}$$

## 2.4. Розрахунок струмів короткого замикання і теплового імпульсу.

### 2.4.1 Розрахунок струмів короткого замикання.

Розрахунок струмів короткого замикання необхідний для вибору апаратури і перевірки елементів електроустановок (шин, ізоляторів) на електродинамічну і термічну стійкість, проектування релейного захисту, вибору засобів і схем грозозахисту, вибору і розрахунку струмообмежуючих і заземлюючих пристроїв.

Розрахункова схема для визначення струмів КЗ наведена на рис. 2. Розрахункові точки КЗ визначені з умови розрахунку максимальних струмів КЗ, які протікають через відповідні провідники та електричні апарати.

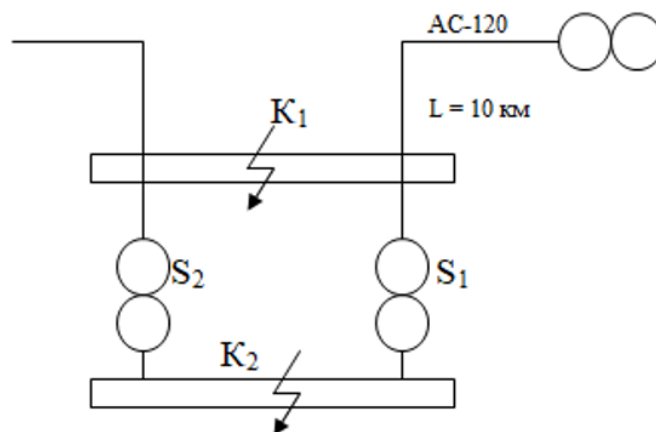


Рис. 2 Розрахункова схема для визначення струмів КЗ

Щоб розрахувати струми короткого замикання необхідно скласти схему заміщення, в якій позначаємо всі елементи трансформаторної підстанції, що впливають на силу струмів короткого замикання, ці елементи позначаємо опорами.

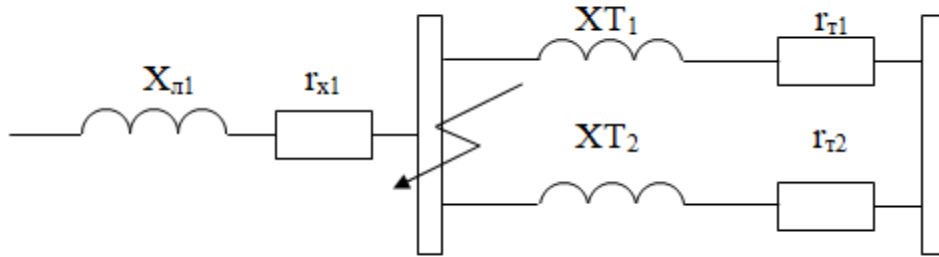


Рис. 3 Розрахункова схема заміщення

### 2.4.2 Розрахунок струмів КЗ на стороні 10 кВ.

Приймаємо базисні умови:

$$S_{\bar{o}} = 100 \text{ МВА} \quad U_{\bar{o}1} = 10,5 \text{ кВ}$$

Базовий струм на ступені КЗ, кА

$$I_{\bar{o}1} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\bar{o}1}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

де  $S_{\bar{o}}$  – базова потужність, КВА;

$U_{\bar{o}1}$  – середня номінальна напруга.

Розрахунок струмів КЗ на стороні 10 кВ (точка К1). Враховуємо тільки струм від системи.

Визначаємо активний опір лінії 10 кВ згідно виразу:

$$r_l = r_0 L \frac{S_{\bar{o}1}}{U_{cp1}^2}, \text{ Ом},$$

де  $r_0$  – питомий опір (активний) лінії довжиною 1 км, Ом/км, згідно довідника АПвЭгаПУ перетином  $120 \text{ мм}^2$  -  $r_0 = 0,26 \text{ Ом/км}$

$L$  – довжина лінії 10 кВ, км ;

$S_{\sigma}$  – базова потужність, КВА;

$U_{cp1}$  – середня номінальна напруга ступеня короткого замикання.

$$r_l = 0,26 * 10 * \frac{100}{10,5^2} = 2,36, \text{ Ом.}$$

Визначаємо індуктивний опір лінії 10 кВ згідно виразу:

$$X_L = X_0 L \frac{S_{\sigma 1}}{U_{cp1}^2}, \text{ Ом,}$$

де  $X_0$  – питомий індуктивний опір лінії 10 кВ довжиною 1 км, Ом/км , згідно довідника АПвЭгаПУ перетином  $120 \text{ мм}^2$  -  $X_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$

$$X_l = 0,42 * 10 * \frac{100}{10,5^2} = 3,81, \text{ Ом.}$$

Визначаємо результуючий опір лінії 10 кВ згідно виразу до точки К1:

$$Z_{рез K1} = \sqrt{r_L^2 + X_L^2} = \sqrt{2,36^2 + 3,81^2} = 4,48 \text{ Ом.}$$

Визначаємо трифазний струм КЗ в точці К1 згідно виразу:

$$I_{k1} = \frac{I_{\sigma} * K_1}{Z_{рез} * K_1} = \frac{5,5}{4,48} = 1,23 \text{ кА.}$$

Визначаємо ударний струм КЗ в точці К1 згідно виразу:

$$I_{yK1}^{(3)} = \sqrt{2} * K_y * I_{K1}^{(3)} = 1,46 * 1,2 * 1,23 = 2,15 \text{ кА.}$$

Визначаємо опір силового трансформатора згідно виразу:

$$Z_T = \frac{U_k \% * S_{\delta}}{100 * S_T} = \frac{5,5 * 100}{100 * 1,6} = 3,44 \text{ Ом.}$$

$Z_T = 8,76 \text{ Ом}$  – повний опір трансформатора.

Активний опір трансформатора визначаємо згідно виразу:

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} * S_{\delta}}{S_T^2} = \frac{16,5 * 100 * 10^3}{1600^2} = 0,65$$

Індуктивний опір трансформатора визначаємо згідно виразу:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{3,44^2 - 0,65^2} = 3,38 \text{ Ом.}$$

### 2.4.3 Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 0,4 кВ

Визначаємо результуючий опір точки К2 згідно виразу:

$$r_p T_1 = \frac{r_T * r_T}{r_T + r_T} = \frac{0,65 * 0,65}{0,65 + 0,65} = 0,33 \text{ Ом;}$$

$$X_p T_2 = \frac{X_T * X_T}{X_T + X_T} = \frac{3,38 * 3,38}{3,38 + 3,38} = 1,69 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{роз}} K_2 = X_L + X_{PT} = 3,81 + 1,69 = 5,5 \text{ Ом;}$$

$$r_p K_2 = r_L + r_p = 2,36 + 0,33 = 2,69 \text{ Ом;}$$

$$Z_{\text{роз}} K_2 = \sqrt{X_p K_2^2 + r_p K_2^2} = \sqrt{5,5^2 + 2,69^2} = 6,12 \text{ Ом,}$$

Визначаємо базисний струм згідно виразу:

$$I_{\delta 1} K_2 = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 0,4} = 144,5 \text{ кА}$$

Визначаємо трифазний струм короткого замикання згідно виразу:

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{I_6^{(3)} * K_2}{Z_6 * K_2} = \frac{144,5}{6,12} = 23,61 \text{ кА.}$$

Визначаємо ударний струм КЗ в точці К1 згідно виразу:

$$I_{yK2}^{(3)} = \sqrt{2} * K_y * I_{K2}^{(3)} = 1,41 * 1 * 23,61 = 33,29 \text{ кА,}$$

де  $K_y$  – ударний коефіцієнт

$K_y = 1$  – для ПЛ = 0,4 кВ ;

$K_y = 1,2$  – для ПЛ = 10 кВ ;

Визначаємо потужність короткого замикання в точці К2 згідно виразу:

$$S_{K2}^{(3)} = \sqrt{3} * U_{cp2} * I_{K2}^{(3)} = 1,73 * 0,4 * 33,29 = 23,04 \text{ МВА,}$$

Визначаємо струм двофазного короткого замикання:

$$I_{K1}^{(3)} = 0,87 * I_{K1}^{(3)} = 0,87 * 1,23 = 1,07 \text{ кА,}$$

$$I_{K2}^{(3)} = 0,87 * I_{K2}^{(3)} = 0,87 * 23,61 = 20,54 \text{ кА.}$$

#### 2.4.4 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Необхідно визначити тепловий імпульс струму короткого замикання  $V_k$  за час його існування для перевірки апаратів, шин і кабелів на термічну стійкість

Визначаємо тепловий імпульс на стороні 10 кВ (точка К1):

$$V_{k1} = I_{1п,t=0,ас}^2 * (t_{в1} + T_a);$$

де  $t_{в}$  – час відключення струму КЗ:

$$t_{в1} = t_{пв} + t_{рз} = 0,11 + 1,2 = 1,31 \text{ с};$$

де  $t_{пв} = 0,11$  – повний час відключення вимикача навантаження, ВНА-10/630;  
 $t_{рз} = 1,2$  – час дії основного релейного захисту.

Приймаємо наступні значення часу дії релейного захисту  $t_{рз}$  [4]:

вимикачі тупикових приєднань – 0,01 с;

ввідні вимикачі РП 0,4 кВ – 0,6 с;

ввідні вимикачі ліній підстанції – 1,2 с.

$$W_{к1} = 1,23^2 \cdot (1,31 + 0,03) = 2,03 \text{ кА}^2\text{с};$$

Визначаємо тепловий імпульс на стороні напруги 0.4 кВ (точка К2):

$$W_{к2} = I_{2п,t=0,ас}^2 \cdot (t_{в2} + T_a);$$

$$W_{к2} = 23,61^2 \cdot (0,6 + 0,025) = 348,4 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$t_{в2} = t_{пв} + t_{рз} = 0,6 + 0,025 = 0,625 \text{ с};$$

Тепловий імпульс в точці К3:

$$W_{к3} = I_{3п,t=0,ас}^2 \cdot (t_{в3} + T_a);$$

Тепловий імпульс періодичної складової струму К3:

$$W_{к3} = 16,5^2 \cdot (0,6 + 0,025) = 170 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$t_{в3} = t_{пв} + t_{рз} = 0,6 + 0,025 = 0,625 \text{ с};$$



## **2.5 Розробка конструктивного виконання підстанції.**

Для встановлення приймаємо трансформаторну підстанцію закритого типу ТП-10/0.4 кВ.

Для класу напруги 10 кВ приймаємо одинарну систему збірних шин, що буде секціонуватися на дві секції за рахунок двох роз'єднувачів.

Для підключення комірок в РП-10 кВ до мережі буде виконуватися кабелями через відповідні кабельні канали.

В проекті передбачається до встановлення два трансформатори ТМ-1600/10 потужність 1600ВА кожний.

Для попередження розтікання трансформаторного масла передбачено встановлення оливоприймачів.

На напрузі 0.4 кВ прийнята одинарна система збірних шин, яка секціонується на дві секції рубильниками.

На ввідних панелях передбачені автоматичні стаціонарні вимикачі з рубильниками.

На відхідних фідерах передбачені автоматичні вимикачі.

Підключення зовнішніх мереж 0.4 кВ до панелей виконується через кабельний поверх.

Для підключення власних потреб підстанції таких як освітлення та пожежна сигналізація проектом передбачено щит власних потреб.

### **2.5.1 Вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції.**

Головна схема проектованої підстанції складається з розподільчого пристрою 10/0.4 кВ, силових трансформаторів 10/0.4 кВ.

На стороні напруги 10 кВ, згідно завдання, приймаємо схему “Одинарна система збірних шин, секціонована шинним мостом з роз'єднувачами” .

На стороні напруги 0.4 кВ приймаємо схему “Одинарна система збірних шин, секціонована рубильниками система” .

В нормальному режимі роботи трансформатори працюють роздільно, секційний вимикач відключений.

Вибираємо роз'єднувач на ввіді з боку напруги 10 кВ:

- a) за місцем установки приймаємо роз'єднувач для внутрішньої установки, для роботи в районах з помірним кліматом;
- b) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$10 \leq 10 \text{ кВ};$$

- c) за тривалим струмом:

$$I_{\text{рф1}} \leq I_{\text{н}};$$

$$129,32 < 650 \text{ А};$$

- d) по здатності вимикати:

$$I_{\text{пт1}} \leq I_{\text{отк.н}};$$

$$1,23 < 50 \text{ кА};$$

Приймаємо роз'єднувач типу ВНА-10/630

Перевіряємо вимикач:

- a) на можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.н}} \left( 1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт1}} + i_{\text{ат1}};$$

$$\sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left( 1 + \frac{40}{100} \right) = 99 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot 1,26 + 2,15 = 3,89 \text{ кА};$$

$$99 > 3,89 \text{ кА};$$

- b) на динамічну стійкість:

$$i_{\text{у1}} \leq i_{\text{дин}};$$

$$33,29 < 50 \text{ кА};$$

с) на термічну стійкість:

$$B_{к1} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$$

де  $I_{\text{тер}}$  – середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості) по каталогу, кА;  $t_{\text{тер}}$  – тривалість протікання струму термічної стійкості по каталогу,  $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$ .

$$2,03 < 20^2 \cdot 3 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$2,03 < 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

Остаточно приймаємо роз'єднувач типу ВНА-10/630

Вибір інших вимикачів виконуємо аналогічно.

### 2.5.2 Вибір секційних роз'єднувачів.

Вибираємо роз'єднувачі з боку 10 кВ:

а) за місцем установки приймаємо роз'єднувачі для внутрішньої установки, для роботи в районах з помірним кліматом;

б) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$10 = 10 \text{ кВ};$$

с) за тривалим струмом:

$$I_{\text{рн1}} \leq I_{\text{н}};$$

$$64,66 < 630 \text{ А};$$

Приймаємо роз'єднувачі типу РВЗ-10/630

а) на динамічну стійкість:

$$i_{y1} \leq i_{\text{дин}};$$

$$33,29 \text{ кА} < 50 \text{ кА};$$

б) на термічну стійкість:

$$B_{к1} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$$

$$2,03 < 1200 \text{ кА};$$

Остаточно приймаємо до установки роз'єднувачі типу РВЗ-10/630 виконання І-ІІ відповідно до схемного рішення 10 кВ.

## **2.6. Вибір автоматизованої системи обліку електроенергії**

Наразі контроль та облік електричної енергії побутових та юридичних споживачів є важливою частиною енергосистеми, тому важливо обрати якісну систему для обробки та передачі даних про споживання та якість електричної енергії.

### **2.6.1 Вибір за способом передачі даних**

Для початку необхідно обрати спосіб за допомогою якого будуть передаватися дані від лічильника до контролера збору даних. Зараз існують два основних метода які використовуються для передачі даних в багатоквартирних будинках: ZigBee (бездротова передача даних) та PowerLine Communications (PLC - передача по силових кабелях).

Система яка використовує технологію ZigBee має такі переваги: швидкість передачі даних, безпека та надійність, зручне налаштування обладнання через точку доступу (підключення по радіоканалу), також така система може сама себе відновлювати при включенні живлення. Але також ця технологія має низку недоліків таких як: чутливість до радіоперешкод та фізичних перешкод, необхідність встановлення додаткового обладнання (комутаційні контролери, подовжувачі, антени) а також необхідність налаштування всього обладнання та лічильників для їх зв'язку.

Системи з технологією PLC використовують силові кабелі для передачі даних, мають також достатньо високу швидкість їх передачі, на якість зв'язку не впливають зовнішні фактори такі як товщина стін і т.д., простота монтажу, менша кількість обладнання ніж у ZigBee систем. До мінусів можна віднести: чутливість до перешкод в електричних мережах та залежність від якості внутрішньо будинкових електричних мереж (наявність багатьох з'єднань, стики з різних матеріалів).

З вирахуванням вище перерахованих характеристик, доцільно буде обрати систему з типом зв'язку PLC. Така система ідеально підходить для багатоквартирних будинків особливо для новобудов, тому що частіш за все електричні мережі в новобудовах мають достатню якість для функціонування таких систем. Також важливим фактором є кількість обладнання така система часто складається з одного чи декількох пристроїв які підключаються в мережу, і автоматично знаходять всі пристрої що використовують цю технологію.

Тому остаточно обираємо систему яка використовує PLC технологію.

### **2.6.2 Вибір лічильників та АСКОЕ**

На даний момент в Україні найбільш поширені такі виробники систем АСКОЕ та лічильників: НІК-Електроніка та Elgama-Elektronika. Обидві компанії мають в своєму арсеналі достатньо непогані розумні лічильники та системи АСКОЕ які з ними працюють та програмне забезпечення до них. Але як показала практика в нових мережах система від Elgama працює краще та має більш сучасний інтерфейс користувача. Тому для створення системи АСКОЕ вирішено обрати обладнання та лічильники від компанії Elgama.

На вводах в РП 10кВ необхідно встановити лічильники для зведення балансів енергії що проходить через дану підстанцію, таке рішення дозволить оперативно визначати втрати електричної енергії на ділянках від підстанції 150/10 до проектної підстанції та від неї до споживачів. З цією метою встановлюються лічильники типу Elgama GAMA 300 G3B

547.240.F67.B2.P4.C330.A3.L1. M1 3x230/400В, 5(10) А, такий лічильник має можливість вимірювати активну та реактивну енергії в обох напрямках з класом точності 1, фіксувати миттєві значення напруги, потужності, струму та частоти. Підключення лічильників буде відбуватися через трансформатори струму та випробувальні колодки КП-25. Для передачі даних на сервер, компанією ДТЕК встановлюється модем МСL 5.10 з картою що підв'язана до їхнього серверу.

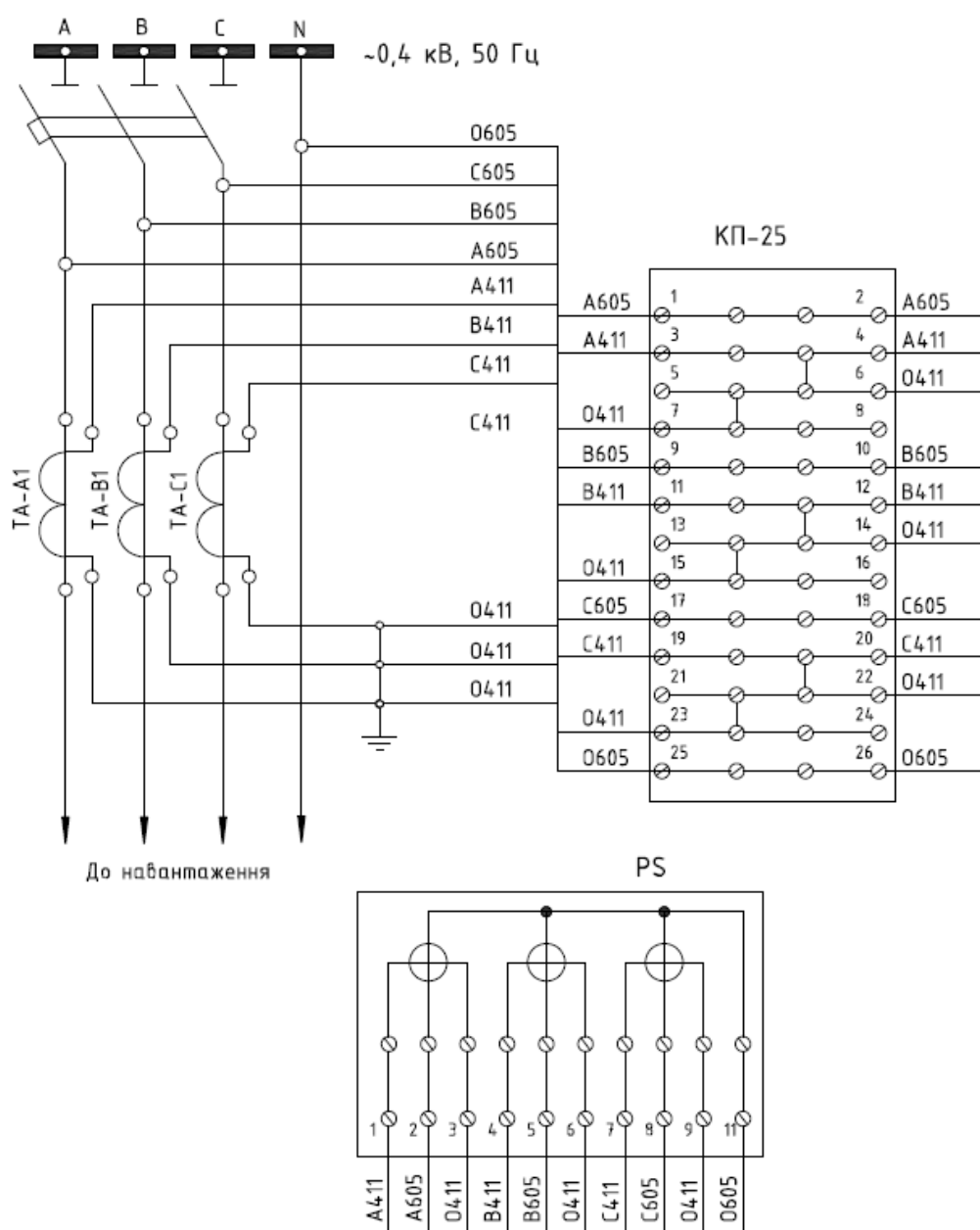


Рисунок. 4 Схема підключення трифазних лічильників через трансформатори струму.

Для побутових та юридичних споживачів будинку рекомендовано встановити лічильники GAMA 100 G1Y 163.220.F18.B2.P4.C100.V1.R1.H6 220В 5-80А для однофазних споживачів, та GAMA 300 G3Y 144.230.F48.B2.P4.C100.R1.H6 3x230/400В, 5(100) А, для трьохфазних споживачів. Такі лічильники можуть враховувати активну енергію що споживається з класом точності 1 з можливість вести облік по двом та трьом зонам, а також при необхідності (наприклад для юридичних споживачів) налаштувати облік реактивної енергії в обох напрямках. Також важливою функцією є ведення журналу події в якому фіксується заниження та завищення напруги, вплив магнітного поля, вплив радіо перешкод та інше. Також додатково такі лічильники мають реле відключення та релейні виходи які спрацьовують при дії зазначеного тарифу енергії, або при запрограмованому періоді часу в рамках 24 годин, що дозволить наприклад підключити бойлер щоб він працював вночі коли діє нічний тариф.

Клас точності:	Вимірювання активної енергії	1.0 (за стандартом, див. Розділ 2)
Номінальна напруга $U_n$ , В:		230 В
Допустимі відхилення напруги, % від $U_n$ :		мінус 10 ... +10
Граничні відхилення напруги, % від $U_n$ :		мінус 20 ... +15
Номінальний $I_{ref}$ (максимальний $I_{max}$ ) струм, А:		5 (80)
Пусковий струм, % від $I_{ref}$ :		0,4 (клас 1)
Номінальна частота, Гц:		50±1
Споживана потужність, ВА:	В колах напруги	не більше 25 (5 Вт)
	В колах струму	не більше 4
Константа лічильника, імпл/кВт·год:		1000
Внутрішній годинник (ДСТУ EN 62053-21, ДСТУ EN 62054-21):	Похибка	менше 0,5 с/24 год (T=23 °C), менше 0,15 с/°C/24 год
	Резервне джерело живлення для годинника	Літій-іонний акумулятор (замінний)
	Тривалість роботи з використанням тільки резервного джерела живлення	не менше 10 років
Функції тарифного модуля:	Кількість тарифів енергії	програмується (T1...T4)
	Тривалість зберігання даних при відключеній напрузі	більше 20 років
Внутрішнє реле відключення мережі:	Максимальний комутований струм ( $I_{max}$ ), А	не більше 100
	Максимальна комутована напруга (115% $U_{nom}$ ), В	не більше 250
	Максимальна комутована потужність ( $1,15 \times U_{nom} \times I_{max}$ ), кВт	не більше 25
	Механічна зносостійкість	$5 \times 10^5$
	Комутаційна зносостійкість	$1 \times 10^4$
Інтерфейси зв'язку:	Оптичний інтерфейс PLC	IEC 62056-21, DLMS/COSEM G3-PLC FCC G3-PLC CENELEC A
Клас захисту оболонки:		II (ДСТУ EN 62052-11)
Механічне середовище:		Клас M1
Електромагнітне середовище:		Клас E2
Клас навколишнього середовища		мінус 40 ... +70 °C
Ізоляція (ДСТУ IEC 60060-1):	Випробування імпульсною напругою, кВ	6 (1,2/50 мкс)
	Випробування змінною напругою, кВ	4 при частоті 50 Гц, 1 хвилина
Чутливість до магнітного поля	Несприйнятливості до постійних магнітних полів, мТл	не більше 300 (площа перерізу: 5 см <sup>2</sup> )
	Несприйнятливості до електромагнітних ВЧ полів, В/м	не більше 33 (без навантаження) не більше 12 (під навантаженням)
Захист від пилу та води		IP54
Діапазон температур:	Експлуатація:	
	Робоча температура	мінус 40 ... плюс 70 °C
	Гранична температура	мінус 40 ... плюс 70 °C
	Температура зберігання	мінус 40 ... плюс 70 °C
Діапазон вологості, %:		0...95
Маса, кг:		менше 0,8
Габаритні розміри, мм	з кришкою клемного блоку	212×130×80,4 (див. рисунок E-0-1)
Термін служби		16 років

Рисунок. 5 технічні характеристики лічильника Gamma 100 G1Y.163



<b>Функції тарифного модуля:</b> Тривалість зберігання даних при відключеній напрузі	Кількість тарифів енергії	Програмується (T1...T4) більше 20 років
<b>Внутрішнє реле відключення мережі:</b> Максимальний комутований струм ( $I_{max}$ ) Максимальна комутувана напруга (115% $U_{nom}$ ) Максимальна комутувана потужність ( $1,15 \times U_{nom} \times I_{max}$ ) Механічна зносостійкість Комутаційна зносостійкість		120 A 277 В змінного струму 30000  2*105 100 A 1*10000 спрацьовувань
<b>Клас захисту (ДСТУ EN 62052-11):</b>		II
<b>Механічне середовище:</b>		Клас M1
<b>Електромагнітне середовище:</b>		Клас E2
<b>Інтерфейси зв'язку:</b>	Оптичний інтерфейс PLC	IEC 62056-21, DLMS/COSEM G3-PLC FCC G3-PLC CENELEC A
<b>Ізоляція (ДСТУ IEC 60060-1):</b> Випробування змінною напругою Випробування імпульсною напругою (IEC 60060-1)		4 кВ при частоті 50 Гц, 1 хвилина 6 кВ тривалістю 1,2/50 мкс
<b>Чутливість до магнітного поля</b> Несприйнятливості до постійних магнітних полів  Несприйнятливості до радіочастотних електромагнітних полів		не більше 300 мТл (площа перерізу: 5 см <sup>2</sup> ) не більше 30 В/м (без навантаження) не більше 12 В/м (під навантаженням)
<b>Клас навколишнього середовища (ДСТУ EN 62052-11)</b>		мінус 40 ... +70 °C
<b>Захист від пилу та води</b>		IP54
<b>Діапазон температур:</b>	Робоча температура: Гранична температура Зберігання, транспортування:	мінус 40 ... +70 °C мінус 40 ... +70 °C мінус 40 ... +70 °C
<b>Діапазон вологості:</b>		0...95 %
<b>Маса, кг:</b>		менше 1,6
<b>Габаритні розміри, мм</b>		275×170×85
<b>Термін служби</b>		24 роки

<b>Клас точності:</b>	Вимірювання активної енергії Вимірювання реактивної енергії	1.0 (ДСТУ EN 62053-21) 2.0 (ДСТУ EN 62053-23)
<b>Номинальна напруга <math>U_n</math>, В:</b>		3×230/400V
<b>Допустимі відхилення напруги, % від <math>U_n</math>:</b>		мінус 10 ... +10
<b>Граничні відхилення напруги, % від <math>U_n</math>:</b>		мінус 20 ... +15
<b>Номинальний <math>I_{ref}</math> (максимальний <math>I_{max}</math>) струм, А:</b>		5 (100) А
<b>Пусковий струм, % від <math>I_{ref}</math>:</b>		0,4 (з прямим підключенням) клас 1
<b>Номинальна частота, Гц:</b>		50±1
<b>Споживана потужність, ВА:</b>	В колах напруги В колах струму	не більше 15 (3 Вт) не більше 4
<b>Константа лічильника, імп/кВт·год, імп/квар·год:</b>		1000
<b>Внутрішній годинник (ДСТУ EN 62053-21, ДСТУ EN 62054-21):</b>	Похибка Резервне джерело живлення для годинника Тривалість роботи з використанням тільки резервного джерела живлення	менше 0,5 с/24 год (T=23 °C), менше 0,15 с/°C/24 год Літій-іонний акумулятор більше 10 років

Рисунок. 6 технічні характеристики лічильника Gamma 300 G3Y.144

Для функціонування системи АСКОЕ необхідно встановити концентратор Elgama PLC G3 DC12.G2.DM4.L1.0.5.0 який включає в себе функції збору, зберігання та передачі даних на сервер, має вбудований модем та антену для передачі даних на сервер.

### 2.6.3 Програмне забезпечення АСКОЕ

Для налаштування лічильників Gama існує програмне забезпечення «Smart Gama Link» за допомогою якого можна налаштувати лічильники за такими параметрами як диференційований облік, відображення даних на РКІ, швидкість інтерфейсі зв'язку, налаштування переходу на літній час, інтервал Для графіку навантаження та інше. Але так як споживачі будуть укладати договір з компанією ДТЕК, то при укладенні будуть перевірені параметри лічильнику, тому необхідність отримувати ліцензію на це ПО відпадає.

Важливою частиною АСКОЕ є верхній рівень, до якого відноситься серверна частина та програми для зберігання, обробки та передачі даних про електроспоживання. Компанія Elgama-electronika має власне програмне забезпечення, але воно обмежений функціонал, тому для опрацювання даних обрано програмний комплекс «Енергоцентр», який має широкий набір функцій та зручний і зрозумілий інтерфейс.

Та отримання ліцензій на програмний комплекс «Енергоцентр» не є необхідним так як, є можливість відправляти дані напряму до оператору системи розподілу, у нашому випадку «ДТЕК дніпровські електромережі». Ця компанія також використовує ПК «Енергоцентр», тому доцільно одразу направляти дані в їх базу даних, а вони вже будуть аналізувати дані та передавати кінцевий результат до енергопостачальника наприклад компанія «Yasno». А при необхідності можна буде завжди запросити дані про споживання електричної енергії у оператора системи розподілу.

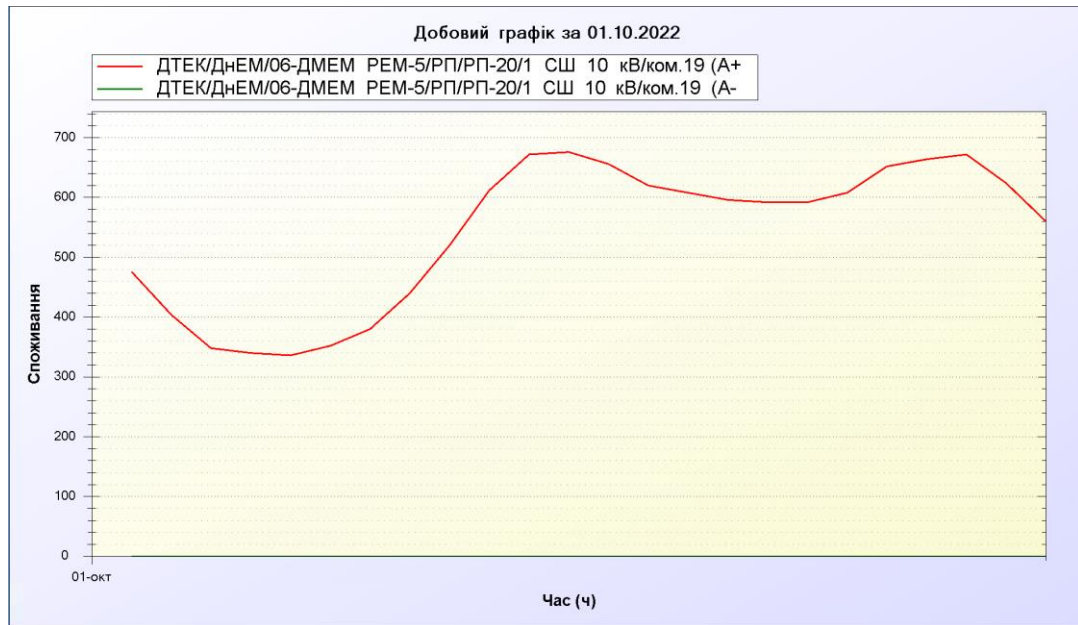


Рисунок. 7 Добовий графік споживання електричної енергії

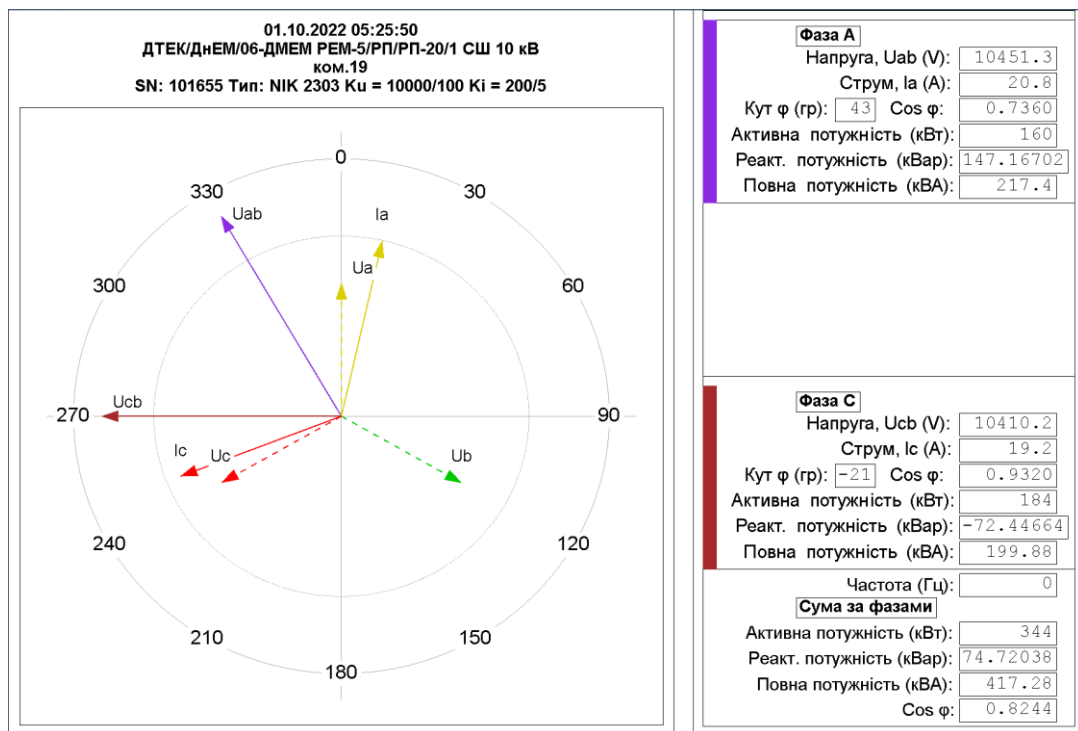


Рисунок. 8 Векторна діаграма сформована ПК «Енергоцентр»

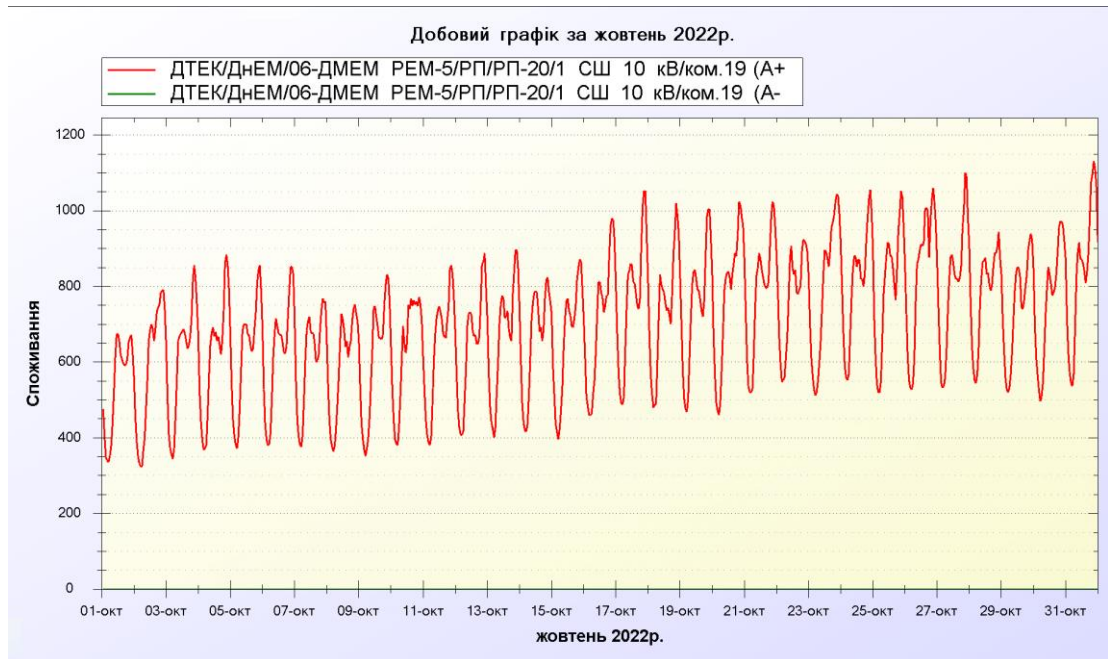


Рисунок. 9 графік споживання електричної енергії за місяць

#### 2.6.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибираємо трансформатор струму на ввіді 0,4 кВ:

- a) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$0,4 = 0,4 \text{ кВ};$$

- b) за тривалим струмом:

$$I_{\text{рф2}} \leq I_{\text{н}};$$

$$1616,58 < 2500;$$

- c) за номінальним струмом вторинної обмотки. Приймаємо  $I_{2\text{ном}}=5 \text{ А}$ ;

d) за класом точності до трансформаторів струму на ввіді 0,4 кВ приєднуються лічильники, по яким ведеться грошовий розрахунок, тому ці трансформатори повинні мати клас точності не нижче 0,5.

е) по вторинному навантаженні. Попередньо приймаємо трансформатори струму типу ТТИ-125 2500/5 А для з  $Z_{2ном}=0,8$  Ом в класі точності 0,5.

Складаємо таблицю підключених приладів:

Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму

Таблиця 3-Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	А-72-6)	-	10	-
Лічильник активної енергії	GAMA 300 G3Y	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	GAMA 300 G3Y	2,5	-	2,5
Разом		5	10	5

З таблиці 8 видно, що найбільш завантажені фази В. загальний опір приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,40\text{Ом};$$

де  $S_{\text{приб}}$  – потужність, яка споживається приладами найбільш завантаженої фази, ВА;

$I_2$  – вторинний номінальний струм приладу, А.

Припустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = z_{2ном} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,4 - 0,05 = 0,35 \text{ Ом};$$

де  $Z_{2ном}$  – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму в обраному класі точності, Ом;

$r_{\text{к}}$  – перехідний опір контактів, які приймається рівними 0,05 Ом при кількості приладів 2-3 та 0,1 при більшої кількості приборів[1].

Приймаємо кабель з алюмінієвими жилами, орієнтована довжина 10 м [1], тоді переріз жил кабелю:

$$l_{\text{расч}} = 8\text{м};$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,35} = 0,65 \text{ мм}^2;$$

де  $\rho$  - питомий опір матеріалу проводу. Для проводів з алюмінієвими жилами  $\rho=0,0283$  Ом мм<sup>2</sup>/м [1];

$l_{\text{расч}}$  – розрахункова довжина, яка залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму. Трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому  $l_{\text{расч}} = 5$ .

Виходячи з умови механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки КВВГнг-1 перетином 10х2.5мм<sup>2</sup>

Визначаємо фактичне розрахункове навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму:

$$z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r'_{\text{пр}} = 0,65 + 0,05 + 0,0348 = 0,7348 \text{ Ом};$$

$$r'_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\text{ф}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{2,5} = 0,0348 \text{ мм}^2;$$

де  $q_{\text{ф}}$  – фактичний перетин жил кабелю, мм<sup>2</sup>;

$$z_2 < z_{2\text{ном}};$$

$$0,7348 < 0,8;$$

Перевіряємо трансформатори струму:

1) на динамічну стійкість. Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин розподільчого

пристрою, внаслідок цього такі трансформатори по цій умові не перевіряються.

2) на термічну стійкість:

$$B_{к2} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер};$$

$$348,4 < 315^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2$$

Остаточно приймаємо трансформатор струму типу ТТИ-125 2500/5 А з класом точності обмоток 0,5/S .

## 2.7. Вибір трансформаторів власних потреб.

Потужність споживачів власних потреб підстанції невелика, тому вони приєднуються до мережі 380/220 В, яка отримує живлення від понижуючих трансформаторів. По орієнтованим даним [1] визначаємо основні навантаження власних потреб підстанції. Результати зводимо у таблицю 11.

Таблиця 4- Навантаження власних потреб підстанції

Вид споживача	Потужність, кВт	cosφ	tgφ	Навантаження, кВт
Електроосвітлення приміщення РУ-10кВ,	0,55	1	0	0,55
Електроосвітлення приміщення камери силового трансформатора Т2	0,28	1	0	0,28
Електроосвітлення приміщення РУ-0.4 кВ, Т1, Т2	0,48	1	0	0,48
Електроосвітлення приміщення силового трансформатора Т1	0,28	1	0	0,28
Розетки приміщень камер силових трансформаторів Т1, Т2, ЯТП2	0,25	1	0	0,25
Разом				1,84

Розрахункове навантаження власних потреб:

$$S_{\text{розр}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 1,48 \text{ кВА};$$

де  $k_c$  – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності та завантаження. Приймаємо  $k_c=0,8$  ;

$$S_{\text{ТВП}} \geq \frac{S_{\text{розр}}}{k_{\Pi}};$$

$$S_{\text{ТВП}} \geq \frac{1,48}{1,4} = 1,06 \text{ кВА};$$

де  $k_{\Pi}$  – коефіцієнт допустимого аварійного навантаження. Приймаємо  $k_{\Pi} = 1,4$ ;

Приймаємо до установки два трансформатори типу ОЛСП-1,25/10.

### 2.8. Вибір запобіжників.

Вибираємо запобіжники у комірці №1-2 вводу силових трансформаторів Т1-Т2 . Вибір ведемо за наступними параметрами:

- а) за родом установки. Приймаємо запобіжники для внутрішньої установки, для роботи в районах з помірним кліматом;
- б) за напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}};$$

$$10 = 10 \text{ кВТ}$$

$$I_{\text{рф}} \leq I_{\text{н}};$$

Струм трансформатора у форсованому режимі роботи:

$$I_{\text{рф}} = 129,22 \text{ А};$$



Номінальний струм плавкої вставки запобіжників, призначених для захисту силових трансформаторів, вибирається з урахуванням стрибка струму намагнічування [2]. Тоді:

$$129,22 < 200 \text{ А};$$

с) за номінальним струмом відключення:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.н};$$

$$23,58 < 40 \text{ кА};$$

Приймаємо до установки запобіжники типу ПКТ 104-10-200-40 УЗ.

## 2.9. Вибір розрядників.

Для захисту СЕП від атмосферних та внутрішніх перенапруг ізоляції електрообладнання використовують розрядники. Вони вибираються за напругою.

Вибираємо розрядник зі сторони високої напруги. Приймаємо розрядник типу РВС -110У1.

$$U_{уст} \leq U_{н};$$

$$110 = 110 \text{ кВ};$$

Вибираємо розрядник зі сторони високої напруги. Приймаємо розрядник типу РВО-10

$$U_{уст} \leq U_{н};$$

$$10 \leq 10 \text{ кВ};$$

## 2.10 Розрахунок і вибір струмопроводів і ізоляторів.

### 2.10.1 Вибір шин і кабелів.

Вибираємо шини на стороні 0.4 кВ від трансформатора до закритого розподільчого пристрою. Вибір перетину виконується по нагріву (по допустимому струму). Так як  $I_{рф2} = 3233,16$  А, то приймаємо алюмінієві шини прямокутного перерізу з наступними параметрами: трьохполосні шини; положення – горизонтальна прокладка; переріз однієї шини  $10 \text{ см}^2$ ; допустимий струм

$$I_{\text{доп}} = 3650 \text{ А. [1].}$$

Перевіряємо вибрані шини:

$$I_{\text{доп}} > I_{рф2}$$

Значення допустимого струму:

$$I_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 1 \cdot 3650 = 3285 \text{ А}$$

$$3285 > 3233,16 \text{ А;}$$

де  $k_1 = 1$  – коефіцієнт поправлення на спосіб установки шини;

$k_2 = 0,9$  – коефіцієнт поправлення на температуру навколишнього середовища.

$$K_2 = \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_o}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{нн}}}} = \sqrt{\frac{70 - 33}{70 - 25}} = 0,9$$

де  $\theta_{\text{доп}}$  – довгочасно допустима температура (для алюмінієвих шин  $\theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$

$\theta_o$  – температура навколишнього середовища;

$\theta_{\text{нн}} = 25^\circ \text{C}$  – номінальна температура навколишнього середовища для шин і кабелів, які прокладені в повітрі.

Умови термічної стійкості:

$$\theta_{\text{к}} \leq \theta_{\text{к,доп}}$$

де  $\theta_{\text{к}}$  – температура шин при нагріванні струмом короткого замикання,  $^\circ\text{C}$ ;

$\theta_{\text{к,доп}}$  – допустима температура нагрівання шин при короткому замиканні. Для алюмінієвих шин  $\theta_{\text{к,доп}} = 200^\circ \text{C}$  [1];

Визначаємо температуру шин в нормальному режимі роботи:

$$\theta_{\text{н}} = \theta_{\text{о}} + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{о.ном}}) \cdot \left( \frac{I_{\text{рф2}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 33 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{3233,16}{3285} \right)^2 = 76,6 \text{ } ^\circ\text{C};$$

По кривій рис. 3.45 [1] знаходимо величину  $f_{\text{н}}$ , що характеризує тепловий стан шини на момент початку короткого замикання:

$$f_{\text{н}} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Величина  $f_{\text{к}}$ , що характеризує тепловий стан шини на кінець короткого замикання визначається по формулі:

$$f_{\text{к}} = f_{\text{н}} + \frac{k \cdot B_{\text{к}}}{S^2} = 70 + \frac{1,054 \cdot 10^{-2} \cdot 2,13 \cdot 10^6}{(100 \times 10)^2} = 70,02 \text{ } ^\circ\text{C};$$

де  $S$  – переріз шини;

$k = 1,054 \cdot 10^{-2} \text{ мм} \cdot \text{C} / \text{A}^2 \cdot \text{C}$  – коефіцієнт, який врий враховує питомий опір і ефективну теплоємність провідника;

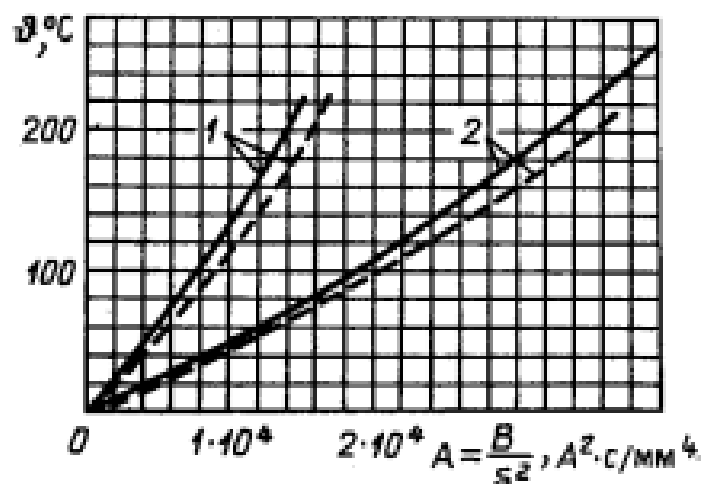


Рис. 10 . Криві для визначення кінцевої температури шин та кабелів при КЗ

Для  $f_{\text{к}} = 70,02 \text{ } ^\circ\text{C}$  знаходимо  $\theta_{\text{к}} = 74 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Шини задовольняють умови термічної стійкості:

$$\theta_k < \theta_{k,\text{доп}}$$

$$74^\circ\text{C} < 200^\circ\text{C};$$

Умова виконується, тобто шини термічно стійкі.

Перевіряємо шини на механічну міцність. Опорні ізолятори вибирають:

- за номінальною напругою  $U_{\text{доп}} \geq U_{\text{уст}}$ ;
- за допустимим механічним навантаженням.

Навантаження матеріалу:

$$\sigma_p = f * \frac{l^2 * 6}{10 * b * h^2}$$

$$\sigma_p = 7.05 * \frac{0,5^2 * 6}{10 * 1 * 10^2} = 0,011$$

де  $f$  – розрахункова сила на одиницю довжини від взаємодії фаз, Н/м;

$$f = \sqrt{3} * 10^{-7} * i_y^2 / a$$

де  $a$  – відстань між фазами по осям;

$$f = \sqrt{3} * 10^{-7} * \frac{2210^2}{0,12} = 7,05$$

$b$  – товщина шини, см;

$h$  – висота шини, см.

### 2.10.2 Вибір ізоляторів шинних конструкцій 10 кВ та 0.4 кВ .

а) 0,4 кВ : Обирається ізолятори ІО-1-2,5-1 УЗ висотою 60 мм.

Умова електродинамічної стійкості ізоляторів:

$$F_p \leq F_{дон}$$

$$0,2 < 1,25$$

$$F_{дон} = 0.6F_{руйн}$$

$$1,25 = 0.6 * 2,5$$

де  $F_p$  – розрахункове навантаження на головку ізолятора;

$F_{дон}$  – допустиме навантаження на головку ізолятора;

$F_{руйн}$  – руйнівне навантаження на згиб.

Розрахункове навантаження на головку ізолятора:

$$F_p = f * l * \frac{H}{H_{із}}$$

$$F_p = 0,637 * 0,5 * 0,5 = 0,2$$

$l$  – проліт між ізоляторами по довжині шини, м;

$H_{із}$  – висота опорного ізолятора, мм;

$H$  – відстань від основи ізолятора до горизонтальної осі симетрії перетину шини, мм.

При розташуванні шин прямокутного перетину на ребро цю відстань належить прийняти рівною:

$$H = H_{із} + b + \frac{h}{2}$$

де  $(b \times h)$  – розміри шини.

При закріпленні шин пліском можна прийняти  $\frac{H}{H_{із}} = 1$

Шини розташовуються пліском.

В курсовому проекті рекомендується визначити допустиму довжину прольоту

$l_{доп}$  за умовами механічної міцності ізолятора, м:

$$l_{доп.із} = \frac{0,6}{f} \frac{H}{H_{із}}$$

$$l_{доп.із} = \frac{0,6}{0,637} * 1 = 0,95$$

Обираємо прохідні ізолятори ІО-1-2,5-1 УЗ висотою 60 мм.

б) 10 кВ : Обирається ізолятори ІО-10-3,75 ІУЗ висотою 120 мм.

Умова електродинамічної стійкості ізоляторів:

$$F_p \leq F_{доп}$$

$$0,3 < 2,25$$

$$F_{доп} = 0.6F_{руйн}$$

$$2,25 = 0.6 * 3,75$$

де  $F_p$  – розрахункове навантаження на головку ізолятора;

$F_{доп}$  – допустиме навантаження на головку ізолятора;

$F_{руйн}$  – руйнівне навантаження на згиб.

Розрахункове навантаження на головку ізолятора:

$$F_p = f * l * \frac{H}{H_{із}}$$

$$F_p = 0,637 * 0,5 * 1 = 0,3$$

$l$  – проліт між ізоляторами по довжині шини, м;

$H_{із}$  – висота опорного ізолятора, мм;

$H$  – відстань від основи ізолятора до горизонтальної осі симетрії перетину шини, мм.

При розташуванні шин прямокутного перетину на ребро цю відстань належить прийняти рівною:

$$H = H_{із} + b + \frac{h}{2}$$

де  $(b \times h)$  – розміри шини.

При закріпленні шин пліском можна прийняти  $\frac{H}{H_{із}} = 1$

Шини розташовуються пліском.

В проекті рекомендується визначити допустиму довжину прольоту  $l_{доп}$  за умовами механічної міцності ізолятора, м:

$$l_{доп.із} = \frac{0,6}{f} \frac{H}{H_{із}}$$

$$l_{доп.із} = \frac{0,6}{0,637} * 1 = 0,95$$

Обираємо прохідні ізолятори ІО-10-3,75 ІУЗ висотою 120 мм.

## 2.11 Розрахунок заземлюючих пристроїв підстанції

Згідно з гл.1.7 ПУЕ-2017 проектом передбачено заземлення всіх електроустановок ТП.

На напругу 10 кВ та 0.4 кВ заземлювальний пристрій виконується спільним. До нього приєднуються електроустановки РП-10 кВ, РУ-0.4 кВ, електрообладнання, нейтралі і корпуси силових трансформаторів та інші струмопровідні частини.

Згідно з дослідженнями, ґрунти на підстанціях представлені різними суглинками з питомим опором що коливається в межах 80...120 Ом•м при нормальній вологості землі.

Існуючий контур заземлення підстанції без урахування впливу індивідуальних заземлювачів блискавковідводів складається з 14 вертикальних електродів з оцинкованої сталі D16 завдовжки по 3 м, що розташовані по замкнутому контуру з мінімальною відстанню 2,7 м між найближчими електродами.

До заземлюючого пристрою приєднуються всі металеві неструмоведучі частини електроустаткування, які можуть виявитися під напругою унаслідок пошкодження ізоляції.

Розрахунок проводиться за якнайгірших умов і питомий опір ґрунту приймається 120 Ом•м.

Для III кліматичної зони, довжини вертикальних електродів до 3 м і нормальної вологості землі під час вимірювання її опору коефіцієнт сезонності для вертикальних електродів приймається 1,3, для горизонтальних – відповідно 2.

Опір заглибленого вертикального заземлювача з кутової сталі визначається по формулі:

$$R_{зв} = \frac{\rho}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{0,95b} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \text{ Ом}$$

$$R_{зв} = \frac{156}{2\pi \cdot 3} \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,02} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1,5 + 3}{4 \cdot 1,5 - 3} \right) = 60 \text{ Ом}$$

Де  $\rho = 120 \cdot 1,3 = 156 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  - питомий опір ґрунту;

$l = 3 \text{ м}$  - довжина електроду;

$b = 0,02 \text{ м}$  - ширина електроду;

$t = 1,5 \text{ м}$  - глибина занурення (від поверхні землі до середини електроду).

Опір заглибленого протяжного горизонтального заземлювача із смугової сталі визначається по формулі:



$$R_{зг} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}, \text{ Ом}$$

$$R_{зг} = \frac{240}{2\pi * 150} \ln \frac{2 * 150^2}{0,94 * 0,5} = 5,9 \text{ Ом}$$

Де  $\rho = 120 * 2 = 240 \text{ Ом} * \text{м}$  - питомий опір ґрунту;

$l = 150 \text{ м}$  – довжина протяжного заземлювача;

$b = 0,04 \text{ м}$  – ширина смуги;

$t = 0,5 \text{ м}$  – глибина заставляння протяжного заземлювача.

Сумарний опір заземлювачів:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{зг} * R_{зв}}{R_{зв} * \eta_{г} + R_{зг} * \eta_{в} * n}, \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma} = \frac{60 * 5,9}{60 * 0,32 + 5,9 * 0,63 * 14} = 3,82 \text{ Ом}$$

Де  $n = 14$  – кількість вертикальних електродів;

$\eta_{г} = 0,32$  – коефіцієнт, враховуючий екранування електродів сусідніми;

$\eta_{в} = 0,63$  – коефіцієнт використання електродів при розташуванні їх по контуру.

Згідно з п. 4.2.161 ПУЕ-2017 блискавкозахист ТП виконується за рахунок прокладання блискавкоприймальної сітки В-8 на покрівлі ТП і приєднання її до заземлювального пристрою.

Електромонтажні роботи виконувати відповідно до вимог ГОСТ 12.3.032-84\* і СНиП 3.05.06-85.

З урахуванням чотирьох додаткових заземлювачів громовідводів, які знижують загальний опір контура заземлення, розрахунковий сумарний опір контура заземлення підстанції менше 4 Ом і відповідає вимогам ПУЕ, що регулярно підтверджується вимірами.

## 2.12 Вибір конструктивного виконання підстанції

Приймаємо трансформаторну підстанцію закритого типу ТП-10/0.4 кВ.

На напрузі 10 кВ прийнята одинарна система збірних шин, яка секціонується на дві секції двома роз'єднувачами. Роз'єнувачі розташовуються на шинних мостах.

Конструктивно I- та II секції РП-10 кВ розміщуються в одному приміщенні.

В приміщенні встановлюється 4-ри комірки та шинний секційний міст з роз'єднувачами.

До збірних шин кожної секції РП-10 кВ приєднуються:

- відхідні лінії від ТП1;
- силові трансформатори („Т1”, „Т2”).

Кожна секція РП-10 кВ комплектується комірками одностороннього обслуговування з вимикачами навантаження.

Заземлення кожної секції збірних шин виконується стаціонарними заземлюючими ножами, які входять до комплекту поставки шинних мостів з роз'єднувачами.

Підключення комірок РП-10 кВ до зовнішніх мереж здійснюється кабелями через кабельні канали кінцевими кабельними розділками.

На напрузі 10 кВ прийнята одинарна система збірних шин, яка секціонується на дві секції двома роз'єднувачами. Роз'єнувачі розташовуються на шинних мостах.

Конструктивно I- та II секції РП-10 кВ розміщуються в одному приміщенні.

В приміщенні встановлюється 4-ри комірки та шинний секційний міст з роз'єднувачами.

До збірних шин кожної секції РП-10 кВ приєднуються:

- відхідні лінії від ТП1;

- силові трансформатори („Т1”, „Т2”).

Кожна секція РП-10 кВ комплектується комірками одностороннього обслуговування серії КСО-305 з вимикачами навантаження.

Заземлення кожної секції збірних шин виконується стаціонарними заземлюючими ножами, які входять до комплекту поставки шинних мостів з роз'єднувачами.

Підключення комірок РП-10 кВ до зовнішніх мереж здійснюється кабелями через кабельні канали кінцевими кабельними розділками.

Проектом передбачається встановлення двох масляних силових трансформаторів 10/0.4 кВ ТМ-1600/10 потужністю 1600 кВА кожний.

В камерах передбачені заходи проти розтікання трансформаторного масла. А саме оливоприймачі на повний об'єм оливи.

Підключення силового трансформаторів „Т1”, до РП-10 кВ виконується одножильними алюмінієвими кабелями марки АПвЭгаПУ перетином 120 мм<sup>2</sup> на кабельних конструкціях з кріпленням на ізолюючих клицях через кабельні канали. Перетин кабелів обрано (1x120 мм<sup>2</sup>) так, що виключено нагрів металевих частин кабельних конструкцій.

Підключення силових трансформаторів на стороні 0.4 кВ передбачено виконати шинами АДЗ1Т перетином 100x10 мм. На напрузі 0.4 кВ прийнята одинарна система збірних шин, яка секціонується на дві секції рубильниками.

РУ-0.4 кВ комплектуються панелями типу ЩО 90-1413.

На ввідних панелях передбачені автоматичні стаціонарні вимикачі з рубильниками.

На відхідних фідерах передбачені автоматичні вимикачі. Підключення зовнішніх мереж 0.4 кВ до панелей виконується через кабельний поверх.

Для підключення власних споживачів ТП-10/0.4 кВ (електроосвітлення, охоронно-пожежна сигналізація) проектом передбачено щит власних потреб ЩВП1 встановлюється в приміщенні РУ-0.4 кВ ("Т1,Т2").

Для обліку енергії на підстанції, на вводах 10 кВ будуть встановлені лічильники типу GAMA 300 G3B 147.240.F67 з модемом MCL 5.10.

Для функціонування системи АСКОЕ в підстанції буде встановлено концентратор GAMA PLC G3 DC12.G2.DM.L1.0.5.0.

## 3 РОЗДІЛ

## **Вступ**

Кваліфікаційна робота магістра спрямована на дослідження та вирішення актуальних проблем при проектуванні електричної підстанції для надання якісних послуг з електропостачання споживачів, а саме багатоквартирному житловому будинку.

Запропоновані технічні рішення, суттєво дозволять:

- технічно забезпечити функціонування системи АСКОЕ для обліку побутових та юридичних споживачів;
- створити високий рівень захисту від короткого замикання обладнання підстанції та споживачі електричної енергії.
- надавати споживачу якісний рівень електроенергії;
- мінімізувати фактор людської помилки при контролю споживання електричної енергії та її якості.

В проекті використовується якісне та надійне обладнання вітчизняного та іноземного виробництва для якісної та ефективної передачі електричної енергії споживачам. Таке обладнання відповідає сучасним стандартам та досягненням технологічного обладнання.

Кваліфікаційною роботою передбачено будівництво закритої трансформаторної підстанції з розширеним РП-10/0.4 кВ опорного типу. Використані технічні рішення запровадженні при проектуванні, будуть використані при будівництві та експлуатації об'єкту – у складі комплексу заходів, що проводяться енергосистемою в даному регіоні.

### **3.1 Розрахунок капітальних витрат**

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні інвестиції з реалізації технічного рішення можуть включати витрати:

- на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;
- пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- на проведення монтажно-налагоджувальних робіт;
- фінансових коштів на виконання проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, необхідних для реалізації технічного рішення.

Розрахунок капітальних витрат виконаємо за показниками вартості нового запропонованого обладнання.

Транспортно-заготівельні і складські витрати приймаються у відповідності до тарифу компанії перевізника.

Капітальні витрати розраховуються наступним чином:

$$K = K_{об} + K_{тр} + K_{мн}$$

де,  $K_{об}$ - вартість обладнання, грн;

$K_{тр}$ - транспортно-заготівельні і складські витрати, грн;

$K_{мн}$ - витрати на монтажно-налагоджувальні роботи, грн.

Розрахунок капітальних витрат наведено в таблиці 3.1 за даними заводів-виробників та представників ринку електрообладнання.

Дані про відстань від споживачів до КТП відсутні, тому закупівля кабелів буде проводитись після обговорення зі споживачами та заміру необхідної їх довжини. Виходячи з цього в розрахунках капітальних витрат довжину та ціну кабелів ми не беремо до розрахунку. Також здійснюється закупівля комплектних комірок власного виробництва компанії «ЕДС-ПАУЕР» м.Дніпро, а саме комірок ЩО-05 та КСО-305-03(04).

Таблиця 5 – Зведення капітальних витрат

№	Найменування	Ціна за одиницю, тис.грн. □шт	Кількість, шт	Сума, тис.грн
1	Вимикач навантаження ВНА-10/630	15,5	4	62
2	Трансформатор ТМ-1600-10/0.4 У1	375	2	750
3	Роз'днувач РВЗ-10/630	6,5	4	26
4	Роз'днувач РЕ19-44-31160-2000А	10,1	2	20,2
5	Роз'днувач РЕ19-44-1000А	5,5	2	10,1
6	Трансформатори струму ТТИ-125 2500/5	1,2	6	7,2
7	Автоматичний вимикач NM8S-630S/630/3P	21,1	14	295,4
8	Автоматичний вимикач NM8S-250S/250/3P	4,9	2	9,8
9	Автоматичний вимикач NA1-3200-2500 М /3 Р	68	2	136
11	Лічильник активної енергії GAMA 300 G3Y	6,90	4	27,6
13	Амперметр ЭА0302/1	1,27	6	7,62
14	Маршрутизатор (концентратор) GAMA PLC G3	14,96	2	29,92
15	Комірки	100	1 (комплекс)	100
<b>Всього</b>				<b>1481,84</b>



Таблиця 6 - Посилання на ціни [9]

Найменування обладнання	Постачальник
Високовольтна апаратура	Запорізький завод високовольтної апаратури, Україна, м. Запоріжжя
Електротехнічна продукція	Інтернет магазин: prom.ua
Кабельна продукція, а також лічильники	Інтернет магазин: Електроконтроль м.Харків, вул. Українська, 131в
Високовольтна та низьковольтна апаратура	УкрЕлектро Запоріжжя Запорізька область. ул. Седова 8 Рівненський завод високовольтної апаратури

Монтажно-налагоджувальні роботи:

$$Z_{m(n)} = \sum (C_i \times a_i \times t_i) \times K_d \times K_{cm} \times K_{np}$$

де  $C_i$  – чисельність працівників  $i$ -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чел.;

$a_i$  – годинна тарифна ставка працівника  $i$ -го розряду, грн.;

$t_i$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_d$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{cm}$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{np}$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

Інші одноразові вкладення грошових коштів ( $Z_{np}$ ) можуть включати витрати:

- на підготовку персоналу;
- на придбання готового програмного забезпечення.

$$Z_{m(n)} = (6 * 80 * 48) * 1,1 * 1,22 * 1,1) + (2 * 100 * 24) * 1,1 * 1,22 * 1,1 = 41\,097,41 \text{ грн}$$

Транспортно заготівельні і складські витрати:

Компанія перевізник, що надає послуги для нашого проекту ТОВ «TRANSPORTICA». [Детальніше: https://ua.transportica.com/](https://ua.transportica.com/)

Таблиця 7 - Посилання на ціни перевізника

Найменування	Тариф, грн/т	Км	Адрес відправлення	Адрес доставлення	Вартість, тис.грн
Високовольтна апаратура	600	84	м.Запоріжжя	м.Дніпро	2,4
Високовольтна та низьковольтна апаратура	850	221	м.Харків	м.Дніпро	7,4
Всього					9,8

Капітальні витрати будуть дорівнювати:

$$K = K_{об} + K_{тр} + K_{мн} = 1481,84 + 9,8 + 41,1 = 1532,74 \text{ тис. грн}$$

### 3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта за рік, виражені в грошовій формі.

Основні статті витрат:

- амортизаційні відрахування ( $C_a$ );
- заробітна плата обслуговуючого персоналу ( $C_з$ );
- відрахування на соціальні заходи від заробітної плати ( $C_c$ );
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж ( $C_T$ );

- інші експлуатаційні витрат ( $C_{пр}$ ).

Таким чином загальні експлуатаційні витрати складуть:

$$Z_{екс} = C_a + C_z + C_c + C_{пр} + C_T + C_э, \text{ грн.}$$

### 3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання.

Річні амортизаційні відрахування  $C_a$  на основні фонди обчислюються по балансовій вартості обладнання та мінімальному (регламентованому) терміну експлуатації.

Обладнання відноситься до 4 групи, з мінімальним корисним терміном експлуатації 5 роки. У разі коли строки корисного використання (експлуатації) об'єкта основних засобів в бухгалтерському обліку дорівнюють або є більшими, ніж ті, що встановлені п.п. 138.3.3 п. 138.3 ст. 138 ПКУ, то для розрахунку амортизації використовуються строки корисного використання (експлуатації) об'єкта основних засобів, встановлені в бухгалтерському обліку. Для нашого випадку термін експлуатації буде дорівнювати 5 роки. Сума річних амортизаційних відрахувань буде складати

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$N_a = \frac{\Phi_n - Л}{\Phi_n \cdot T_n} \cdot 100, \% ,$$

де  $T_n$  – термін корисного використання (амортизаційний період).

$$H_a = \frac{1532,74 - 153,3}{1532,74 * 5} * 100\% = 18 \%;$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_{\Pi} \cdot H_a}{100} \quad \text{або} \quad AO = \frac{\Phi_{\Pi} - \Phi_{Л}}{T_{\Pi}},$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість змінного устаткування для базового варіанту. Результати розрахунків заносяться в таблицю.

Таблиця 8 Розрахунок амортизаційних відрахувань

№ з/п	Найменування	Капітальні інвестиції, тис. грн	Норма амортизації, %	Сума амортизації, тис. грн
1.	Проектний варіант	1532,74	18	275,89

$$AO = \frac{1532,74 * 18}{100} = 275,89 \text{ тис. грн.}$$

### 3.2.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється за категоріями персоналу (робітники, РСС), який обслуговує об'єкт проектування, відповідно з їх чисельністю, режимом роботи, годинними тарифними ставками, посадовими окладами, що застосовуються на підприємстві формами і системами оплати праці та преміювання.

Підстанція що проектується не потребує професійний штат працівників для цілодобового контролю за справністю роботи встановлених апаратів на ній.

Контроль за справністю апаратів здійснюється сучасними системами АСКУЕ та АСДУ (Автоматизована система диспетчерського управління)

створеної на базі SCADA системи фірми ABB - «MicroSCADA». Тому професійні працівники потрібні лише для технічного обслуговування і поточного ремонту на ПС.

### **3.2.3. Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт**

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства або укрупнено у відсотках до капітальних витрат :

- для кабельних і повітряних ліній – 0,5%;
- для підстанцій (у тому числі електроустаткування) – 1%.

$$C_T = 0,01 \cdot K_\Phi = 0,01 \cdot 1532,74 = 15,33 \text{ тис. грн.}$$

### **3.2.4. Розрахунок вартості спожитої електроенергії**

Вартість електроенергії, споживаної об'єктом проектування протягом року, визначається виходячи з його встановленої потужності, річного фонду робочого часу об'єкта проектування, втрат електроенергії та тарифу за формулою:

$$C_\varepsilon = W_p \cdot C_e, \text{ грн.},$$

де  $W_p$  – кількість спожитої за рік електроенергії, кВт • год;

$C_e$  – тариф на електроенергію станом на конкретну дату, грн. / кВт • год;

Якщо на підприємстві використовується багатозонний облік електроенергії, то  $W_p$  розподіляється за зонами обліку і в кожній з них застосовується свій тариф на електроенергію.

Річний фонд робочого часу об'єкта проектування ( $F_H$ ) визначається режимом роботи технологічних процесів, які він обслуговує, і може не збігатися з річним фондом робочого часу працівників. Розрахунок  $F_H$  наводиться в пояснювальній записці.

Підстанція що проектується відноситься до побутових споживачів.

Станом на 30.11.2022 тариф на послуги з споживання електричної енергії дорівнює 1,68 грн/кВт·год. [8]

$W_p = 1,8$  , кВт·год - кількість спожитої електроенергії за день підстанцією.

$$C_э = W_p \cdot C_e = 1,8 \cdot 365 \cdot 1,68 = 1\ 103,76 \text{ грн.}$$

Таким чином загальні експлуатаційні витрати складуть :

$$C_{\text{екс}} = C_a + C_T + C_э =$$

$$275,89 + 15,33 + 1,1 = 291,43 \text{ тис.грн.}$$

### **3.3. Рекомендації для мешканців багатоквартирного будинку щодо зниження витрат за спожиту електроенергію**

Для зниження витрат за спожиту електроенергію вирішено впровадити застосування диференційованих тарифів для побутових споживачів. Оптимальним є тариф «День-ніч» який діє з 23:00 до 07:00 та становить половину від повного тарифу тобто

$$\frac{1,68}{2} = 0,84 \text{ грн/кВт*год}$$

Капітальні витрати на лічильник який підтримує такі функції складають  $K_{\text{пр}} = 2300$  грн

Наприклад один побутовий споживач за місяць використав 400кВт/год, з них 150кВт/год вночі, а 250 вдень. При одному тарифі споживач сплатить:

$$C_1 = 400 * 1.68 = 672 \text{ грн.}$$

А при використанні нічного тарифу:

$$C_2 = 250 * 1.68 + 150 * 0,84 = 546 \text{ грн}$$

Економія за місяць буде становити:

$$E_{\text{міс}} = 672 - 546 = 126 \text{ грн}$$

А за рік, економія складатиме:

$$E_{\text{р}} = 126 * 12 = 1512 \text{ грн}$$

Термін окупності у такому разі:

$$T_{\text{ок}} = \frac{2300}{1512} = 1,5 \text{ р}$$

$$1,5 < 2$$

Тому враховуючи термін окупності в півтори роки, встановлення такого лічильника є економічно доцільним.

Також необхідно враховувати те що чим більше буде використано електроенергії вночі тим більшою буде економія.

#### **Висновок:**

В економічному розділі було проведено:

- розрахунок капітальних витрат, які становлять 1532740 грн.
- розрахунок суми витрат на експлуатацію, яка становить 291 430 грн.
- розрахунок економії при використанні тарифу «День-ніч».

Підчас всього строку служби проекту необхідно сприяти:

- зменшенню вірогідності аварійних ситуацій;
- збільшенню строку служби обладнання;
- економії платежів за електричну енергію за рахунок використання диференційованих тарифів.

## ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі магістра вирішено завдання проектування підстанцій 10/0,4 кВ та обрано якісне обладнання та захист від струмів короткого замикання.

Також приділено увагу обліку та контролю електричної енергії для чого обрано розумні лічильники електричної енергії та обладнання для збору та обробки даних. А також наведено приклад програмного забезпечення для аналізу, зберігання та передачі даних про електроспоживання та якість електричної енергії.

Всі запровадженні технічні рішення приймаються з урахуванням положень Закону України та Комплексної державної програми України з енергозбереження. Нове обладнання відповідає сучасному рівню наукових та технічних досягнень в області енергозбереження.

Капітальні витрати на проект 1532740 грн., експлуатаційні – 291 430 тис. грн.



## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

- 1) Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2) Неклепаев В.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций; Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования; Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд. 1989. – 608 с.
- 3) Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів. Вид. 2-е, доправ. та доп. Г.Г. Півняк, В.М. Винославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Несен. За ред. академіка НАН України Г.Г. Півняка. - Дніпропетровськ: Видавництво НГА України, 2000. – 597 с.
- 4) Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни “Електричні станції і підстанції систем електропостачання” для студентів спеціальності 7.090603 “Електротехнічні системи електроспоживання” Упорядн.: Л.П. Ворохов, В.Х. Чирва. - Дніпропетровськ: НГА України, 1998. – 34 с.
- 5) Концептуальні положення побудови АСКОЕ в умовах запровадження перспективних моделей енергоринку України . А. В. Праховник, О. В. Коцар Енергетика та електрифікація. – 2009. – № 2.(50с.).
- 6) Тариф на послуги з передачі електричної енергії URL:  
<https://yasno.com.ua/b2c-tariffs>
- 7) Каталог електротехнічної продукції. Виробник «CNC Electric» 2022р.

**ДОДАТОК А****Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи**

		<b>Позначення</b>	<b>Найменування</b>	<b>Кількість</b>	<b>Примітка</b>
1					
2			Документація		
3					
4	A4		Пояснювальна записка	67	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8			Презентація	1	
9					
10					
11					
12					
13					

