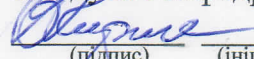


**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри


(підпис) (ініціали, прізвище)

“ 16 ” 12 2018 р.

Магістерська дисертація

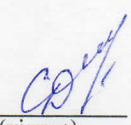
зі спеціальності **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

на тему: Реконструкція електричної мережі 0,4 кВ

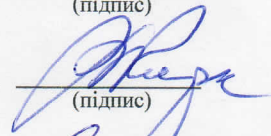
для приєднання житлового будинку

Виконав: студент 2(6) курсу, групи ЕС-71мп
(шифр групи)

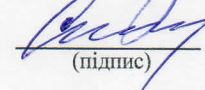
Сосновський Дмитро Олегович
(прізвище, ім'я, по батькові)


(підпис)

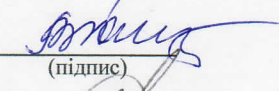
Науковий керівник професор, д.т.н. Кирик В. В.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)


(підпис)

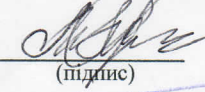
Консультант проект підстанції доцент, к.т.н. Казанський С. В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

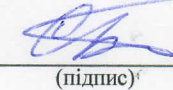
Консультант релейний захист ст. викладач Хлистов В. М.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

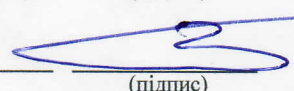
Консультант охорона праці професор, д.т.н. Третьякова Л. Д.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

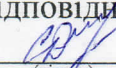
Консультант стартап-проект ст. викладач Бахмачук С. В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

Рецензент доцент, К. М. М.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)


(підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент 
(підпис)

Київ – 2018 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем**

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-професійною програмою

Спеціальність – **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

(ініціали, прізвище)

« 27 »

20 18 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту**

Сосновському Дмитру Олеговичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Реконструкція електричної мережі 0,4 кВ для приєднання житлового будинку».

науковий керівник дисертації професор, д.т.н. Кирик Валерій Валентинович,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від « 7 » листопада 2018 р. №4107-С.

2. Строк подання студентом дисертації « 12 » грудня 2018 р.

3. Об'єкт дослідження: електрична мережа 0,4 кВ.

4. Предмет дослідження: приєднання комунально-побутового споживача до мережі.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1) Провести аналіз літератури по вибраній темі. 2) Спроекувати підстанцію 110/35/10 кВ. 3) Вибір та перевірка повітряної лінії. 4) Обрати та розрахувати релейний захист лінії. 5) Описати охорону праці та техніку безпеки в надзвичайних ситуаціях при реконструкції повітряної лінії 0,4 кВ.

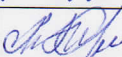
6) Розробити стартап проект та вибрати оптимально-фінансовий варіант.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. План приєднання споживача до електричних мереж. Фрагмент 1. 2. План приєднання споживача до електричних мереж. Фрагмент 2. 3. План приєднання споживача до електричних мереж. Фрагмент 3. 4. Технічні рішення для опор 0,4 кВ. 5. Головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ. 6.

План підстанції 110/35/10 кВ. 7. План підстанції 110/35/10 кВ. Розрізи. 8. Релейний захист мережі 0,4 кВ.

7. Орієнтовний перелік публікацій 1. Соломахін Д. Р., Сосновський Д. О., Кирик В. В. Реконструкція розподільних електричних мереж напругою 0,4 кВ. // Енергетика: економіка, технології, екологія // Міжфак. наук. видання – 2018 – №4. 2. Соломахін Д. Р., Сосновський Д. О., Кирик В. В. Заміна існуючих ліній 10/0,4 кВ лініями напругою 20/0,4 кВ. // Технічні науки: енергетика // «Наука та освіта без границь» 2018 – №3.

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Проект підстанції	доцент, к.т.н. Казанський С. В.		
Релейний захист	ст. викладач Хлистов В. М.	20.11.18. 10.18	20.11.18. 11.12.18
Охорона праці	професор, д.т.н. Третьякова Л. Д.		
Стартап-проект	ст. викладач Бахмачук С. В.		

9. Дата видачі завдання « 7 » листопада 2018 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз літератури по вибраній темі	7.11.2018 – 8.11.2018	
2	Проектування підстанції 110/35/10	17.11.2018 – 24.11.2018	
3	Вибір та перевірка повітряної лінії	25.11.2018 – 28.11.2018	
5	Вибір та розрахунок релейного захисту лінії	29.11.2018 – 01.12.2018	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час реконструкції повітряної лінії 0,4 кВ	02.12.2018 – 04.12.2018	
7	Розроблення стартап-проекту	05.12.2018 – 06.12.2018	
8	Оформлення отриманих результатів	07.12.2018 – 08.12.2018	
9	Оформлення технічних креслень	08.12.2018 – 09.12.2018	

Студент

(підпис)

Д. О. Сосновський
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

В. В. Кирик
(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 90 сторінках формату А4, яка включає в себе 28 таблиць, 10 рисунків та 23 джерела використаної літератури. Графічна частина містить 8 аркушів технічних креслень форматом А1.

Актуальність теми: електрична мережа – важлива складова частина електроенергетичних систем. Сучасна електроенергетична система України являє собою сукупність електричних станцій і підстанцій, ліній електропередачі та споживачів, об'єднаних практично одночасністю процесів виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії. Тому будівництво повітряних ліній є єдиним найбільш раціональним способом забезпечення електроенергією віддалених населених пунктів і виробничих об'єктів, а їх реконструкція – невід'ємна процедура під час експлуатації лінії в ході якої проводиться заміна морально і фізично застарілого обладнання на більш сучасні засоби для поліпшення режиму роботи мережі і системи в цілому. Крім того застосування більш сучасного обладнання дозволяє знизити технологічні витрати електроенергії.

Мета магістерської дисертації: реконструкція електричної мережі 0,4 кВ для приєднання житлового будинку

Об'єкт дослідження: електрична мережа 0,4 кВ.

Предмет дослідження: приєднання комунально – побутового споживача до мережі.

Методи дослідження: основу роботи складає проектування електричної мережі 0,4 кВ.

НАВАНТАЖЕННЯ, МЕРЕЖА, ТРАНСФОРМАТОР, НАПРУГА, СТРУМ, ПОТУЖНІСТЬ, ПРОПУСКНА ЗДАТНІСТЬ.

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 90 pages of A4 format, which includes 28 tables, 10 figures and 23 sources of used literature. The graphic part contains 8 sheets of A1 technical drawings.

Relevance of the topic: electric network - an important component of power systems. The modern electric power system of Ukraine is a collection of electric power stations and substations, transmission lines and consumers, united almost simultaneity of processes of production, transmission, distribution and consumption of electric energy. Therefore, the construction of air lines is the only rational way to provide electricity to remote settlements and production facilities, and their reconstruction is an integral procedure during the operation of the line during which the replacement of morally and physically obsolete equipment is carried out with more modern means for improving the working conditions network and system as a whole. In addition, the use of more modern equipment can reduce the technological cost of electricity.

The purpose of the master's thesis: reconstruction of a 0.4 kV electric network for the connection of a residential building

Object of research: electric network 0.4 kV.

Subject of research: connection of the communal consumer to the network.

Research methods: the basis of the work is designing a 0.4 kV electric network.

LOADING, NETWORK, TRANSFORMER, VOLTAGE, CURRENT, POWER, BANDWIDTH.

ЗМІСТ

	ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	7
	ВСТУП	8
1	ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ.....	9
1.1	Характеристика енергорайону.....	9
1.2	Характеристика об'єкта проектування	11
1.3	Визначення класу наслідків об'єкта будівництва.....	12
1.4	Обсяг можливого економічного збитку.....	12
1.5	Визначення тривалості будівництва об'єкта.....	13
	Висновок до розділу 1	14
2	ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ.....	15
2.1	Загальні дані.....	15
2.2	Перевірка основних електричних елементів та апаратів на підстанції	21
2.3	Вибір розрядників	26
2.4	Вибір трансформатора струму в ланцюгах ліній зв'язку ВРП - 110	26
2.5	Вибір високовольтних запобіжників.....	28
2.6	Вимірювання на підстанції.....	30
2.7	Блискавкозахист на підстанції	31
2.8	Схема акумуляторної установки.....	33
	Висновок до розділу 2.....	33
3	ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ.....	34
3.1	Розрахунок потужності існуючого силового трансформатора.....	34
3.2	Розрахунок потужності проектного силового трансформатора	35
3.3	Вибір та перевірка повітряної лінії	36
3.4	Перевірка перерізів проводів повітряних ліній за технічними нормами	43
3.5	Ізоляція та лінійна арматура.....	44
3.6	Заземлення та захист від перенапруги	45
3.7	Організація системи обліку електроенергії.....	46

3.8	Будівельні рішення по повітряній лінії – 0,4 кВ	47
	Висновок до розділу 3.....	49
4	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	50
4.1	Загальні положення.....	50
4.2	Розрахунок струмового захисту повітряної лінії.....	51
4.3	Струми короткого замикання за трансформаторами.....	54
4.4	Вибір захисту трансформаторів 10/0,4 кВ	55
4.5	Вибір та розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ	57
	Висновок до розділу 4.....	61
5	ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС РЕКОНСТРУКЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПС 10/0,4 кВ	62
5.1	Вступ.....	62
5.2	Технічна характеристика трансформатора	62
5.3	Аналіз шкідливих і небезпечних факторів	63
5.4	Вибір і розрахунок технічних заходів безпеки до електроустановок.....	64
5.5	Охорона праці при виконанні монтажних робіт на підстанції.....	68
5.6	Вибір заходів та засобів безпеки в надзвичайних ситуаціях	70
	Висновок до розділу 5.....	73
6	РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП – ПРОЕКТУ	74
6.1	Опис ідеї проекту	74
6.2	Технологічний аудит ідеї проекту	75
6.3	Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту.....	77
6.4	Аналіз ринкових можливостей запуску стартап – проекту	85
	Висновок до розділу 6.....	86
	ВИСНОВКИ.....	87
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	88
	Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	90

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ВН – висока напруга;
КЗ – коротке замикання;
НН – низька напруга;
ОПН – обмежувач перенапруги;
ПЛ – повітряна лінія;
ПС – підстанція;
РП – розподільчий пристрій;
ТМ – трьох фазний трансформатор;
КДР – кодове диспетчерське реле;
ЛР – лінійний роз'єднувач;
МРЛ – міжлінійний роз'єднувач;
РТ – теплове реле;
КРП – комплектний розподільчий пристрій;
СВ – секційний вимикач;
ТП – трансформаторна підстанція;
ЛЕП – лінія електропередачі;
КЛ – кабельна лінія;
ТС – трансформатор струму;
ТН – трансформатор напруги;
ТВП – трансформатор власних потреб;
РЗА – релейний захист і автоматика;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
РПН – регулювання напруги під навантаженням.

ВСТУП

Проектування систем електропостачання є складною і відповідальною задачею. Ухвалення проектних рішень безпосередньо впливає на об'єм і трудомісткість монтажних робіт, зручність і безпеку експлуатації електричного обладнання.

Основними завданнями електроенергетики є забезпечення надійного електропостачання споживачів та високого рівня якості електроенергії. Виконання цих поставлених задач неможливе без постійної модернізації електричних мереж та підстанцій, що зумовлено постійним ростом навантажень споживачів та старінням робочого обладнання.

Вибір розташування опор лінії електропередачі та підвішування повітряної ізолюваної лінії для підключення споживачів. Визначення потужності трансформаторів, вибір перерізів проводів ліній електропередачі. Вибір кількості трансформаторів залежить від навантаження споживачів, які живляться від даної мережі. Тому при проектуванні повинен проводитися детальний аналіз економічності проектних рішень і режимів роботи всіх елементів систем електропостачання.

В дипломному проекті розглядається реконструкція електричної мережі 0,4 кВ та приєднання житлового будинку. Реконструкція пов'язана зі збільшенням електричного навантаження, а також заміною лінії втрати якої перевищують норми та стандарти ПУЕ.

Задачею дипломного проекту є вирішення основних питань щодо реконструкції електричної мережі, підвищення надійності та пропускної здатності.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ

1.1 Характеристика енергорайону

Енергорайон належить до Васильківського РЕМ Київської енергосистеми. Живлення енергорайону здійснюється на напрузі 35 кВ від ПС 110/35 «Глеваха» та ПС 330/110/35 «Велика Солтанівка». Працює мережа за розімкненою схемою. Розділення мережі виконується лінійними вимикачами та СВ на стороні ВН 35 кВ ПС «Калинівка». Місцева мережа представлена наступними ЛЕП:

- дволанцюговою ПЛ 35 кВ «Глеваха – Калинівка», протяжністю 8,5 км, виконана дротом АСК – 150;
- одноланцюговою ПЛ 35 кВ «Велика Солтанівка – Калинівка», протяжністю 10,2 км, виконана дротом АСК – 95.

Схему мережі зображено на рис. 1.1.

Опис кліматичних умов для характеристики явищ ожеледі і вітрових навантажень наведено в таблиці табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Характеристика кліматичних умов

Назва характеристики	Показник кількості
- район по ожеледі	2
- нормативна стінка ожеледі, мм	10
- район по вітру	2
- швидкість вітру при ожеледі, м/с	18
- середньорічна температура, °С	7,1
- максимальна температура, °С	36
- мінімальна температура, °С	-37

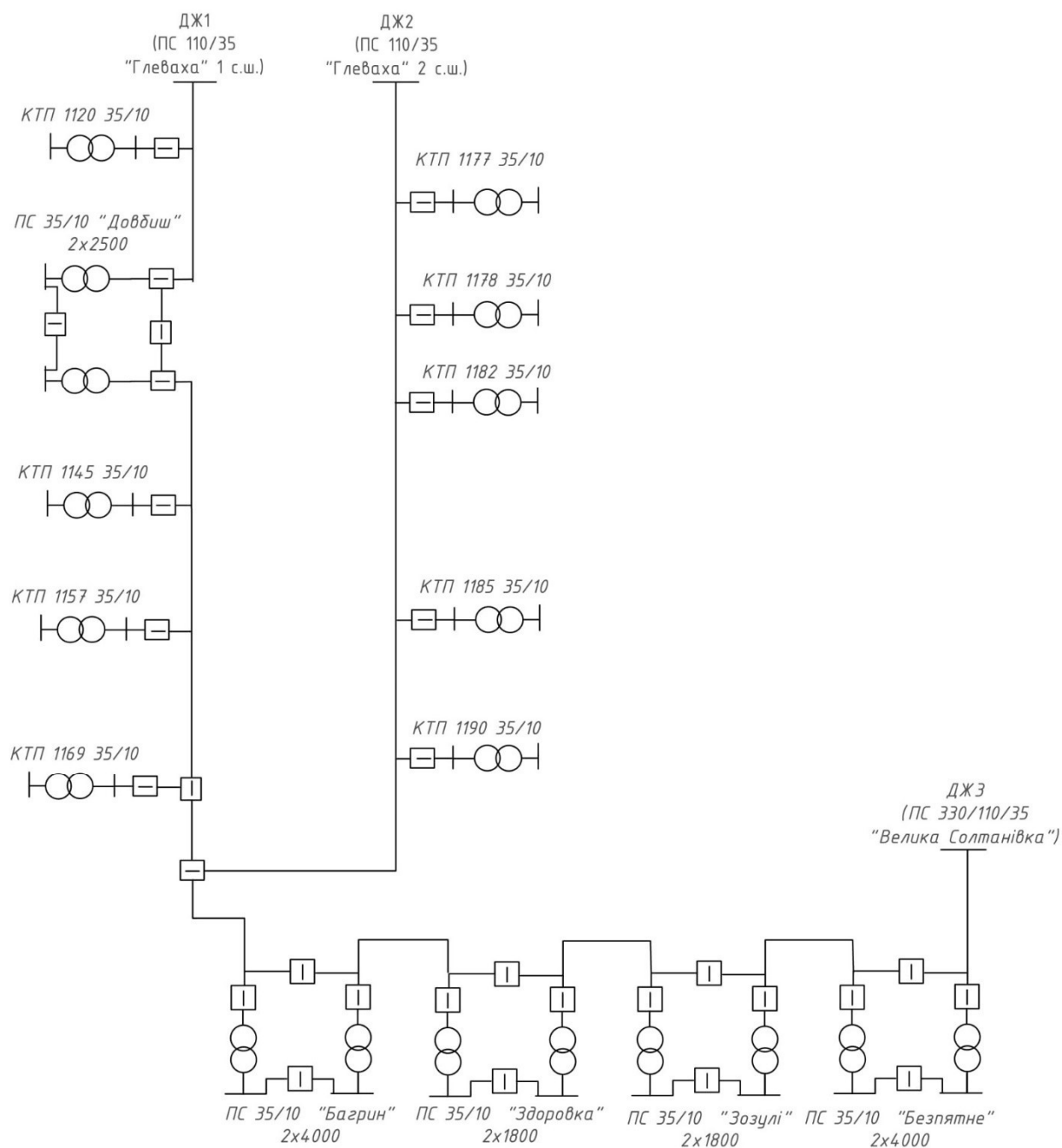


Рисунок 1.1 – Схема електричної мережі 35 кВ

Повітряні лінії напругою 35 кВ використовують як живильні з трансформацією на 10 кВ. Останнім часом застосовують глибокий ввід напруги 10 кВ до споживача, тобто безпосередньо трансформацію напруги з 10 кВ на 380 В.

Повітряні лінії напругою 35 і 110 кВ призначені для живлення підстанцій від енергосистем і для зв'язку між підстанціями. Лінії напругою 220 і 330 кВ

використовуються для електропостачання великих промислових районів, а також для зв'язку між окремими енергосистемами. Надпотужні енергосистеми об'єднують повітряними лініями напругою 500 і 750 кВ. Такі лінії використовують також для передачі великих потужностей на дуже великі відстані.

Електрична мережа виконана з використанням типових конструкцій і устаткування серійного виробництва і не містить технічних рішень.

Електрична мережа знаходиться за адресом с. Діброва, Васильківського району, вул. Грушевського, 13. На даний час споживання електричної енергії збільшилось, що є головною причиною для реконструкції лінії, а інша причина це застаріле обладнання, яке в даний час не відповідає нормативній документації.

1.2 Характеристика об'єкта проектування

В даному дипломному проекті передбачається реконструкція мережі Л – 2 від ТП – 1293, для приєднання до електричних мереж індивідуального житлового будинку з будівельними струмоприймачами, по вулиці Грушевського 13, с. Діброва, Васильківського району, Київської області. Технічні показники об'єкту наведені в таблиці табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Технічні характеристики об'єкту

Найменування показника	Значення показника
Максимальне розрахункове навантаження, кВт	25
Категорія надійності електропостачання	III
Напруга в точці приєднання, кВ	0,38

Згідно з завданням та іншої вихідної документації проектом передбачається:

- Будівництво ПЛЛ 0,4 кВ;
- Улаштування відгалуження;
- Встановлення опор;
- Підвішування проводу СІП.

1.3 Визначення класу наслідків об'єкта будівництва

Можлива небезпека для здоров'я і життя людей, які постійно (або періодично) перебувають на об'єкті. Оскільки об'єктом будівництва є повітряна лінія (ПЛІ) електропередачі 0,4 кВ на якій не можуть перебувати люди то об'єкт будівництва відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС1.

Можлива небезпека для життєдіяльності людей, які перебувають зовні об'єкта. Об'єктом будівництва є повітряна лінія (ПЛІ) електропередачі 0,4 кВ яка буде проходити в житловому масиві і може становити небезпеку для людей, які проживають біля неї. На момент будівництва ПЛЗ – 10 кВ та ПЛІ – 0,4 кВ, біля неї знаходяться 10 житлових одноповерхових будинків.

За кількістю осіб, які перебувають зовні об'єкту (ПЛІ) 0,4 кВ відноситься до класу наслідків СС1. Кількість осіб які перебувають на об'єкті – 4.

1.4 Обсяг можливого економічного збитку

Відповідно до [5] при розробленні проектної документації на реконструкцію, капітальний ремонт або технічне переоснащення частини існуючого об'єкта або технічне переоснащення всього об'єкта без повного призупинення його використання за функціональним призначенням категорію складності об'єкта будівництва за такою документацією визначають без урахування категорії складності об'єкта, що експлуатується. Прогнозовані збитки визначаються за формулою:

$$\Phi = 0,225 \sum_{i=1}^n P_i, \quad (1.1)$$

Отже, визначимо прогнозовані збитки:

$$\Phi = 0,225 \cdot 11,91 = 2,279 \text{ тис. грн.}$$

Обсяг можливого економічного збитку у мінімальних заробітних платах складає 0,766 м.р.з.п.

Виходячи з розрахунку повітряна лінія (ПЛІ) 0,4 кВ відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС1.

Втрата об'єктів культурної спадщини.

Повітряна лінія (ПЛІ) 0,4 кВ не розташована в охоронній зоні об'єктів культурної спадщини і не є об'єктом культурної спадщини.

Повітряна лінія (ПЛІ) 0,4 кВ відноситься до місцевого рівня енергопостачання і має клас наслідків відповідальності СС1 згідно [6].

Відповідно до [6] пн. 4.1 та пн. 4.4 клас наслідків (відповідальності) об'єкту будівництва встановлюється за найвищою характеристикою можливих наслідків, отриманих за результатами розрахунків. Виходячи з цього, повітряна лінія (ПЛЗ) 10 кВ та (ПЛІ) 0,4 кВ має клас наслідків (відповідальності) СС1.

1.5 Визначення тривалості будівництва об'єкта

Тривалість будівництва T_6 у місяцях визначають за формулою:

$$T_6 = \frac{T_c \cdot K_1 \cdot K_2}{K_3}, \quad (1.2)$$

де T_6 – усереднений показник тривалості будівництва;

K_2 – коефіцієнт, який враховує сукупність конструктивних особливостей будівлі;

K_3 – коефіцієнт, який враховує прийняті організаційно-технологічні заходи, що впливають на тривалість будівництва;

K_1 – коефіцієнт, який враховує сукупність конкретних умов зведення об'єкта визначають за формулою:

$$K_1 = K_{11} \cdot K_{12} \cdot K_{13}, \quad (1.3)$$

де K_{11} – коефіцієнт, при здійсненні будівництва в звичайних інженерно-геологічних умовах, 1;

K_{12} – коефіцієнт, який враховує будівництво в небезпечних умовах становить, 1,1;

K_{13} – коефіцієнт, який характеризує ступінь впливу умов ущільненої забудови на тривалість будівництва і визначається за формулою:

$$K_{13} = 1 + (\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3), \quad (1.4)$$

де P_1 – коефіцієнт, при враховує стиснені умови складування матеріалів або неможливість складування на будівельному майданчику для нормального забезпечення матеріалами робочих місць: 0,6;

P_2 – коефіцієнт, при враховує наявність на території будівельного майданчика інженерних мереж: $P_2 = 0,15$;

P_3 – коефіцієнт, при враховує інтенсивність руху транспорту та пішоходів поблизу місця проведення робіт: $P_3 = 0,25$;

$$K_{13} = 1 + (0,6 + 0,15 + 0,25) = 2;$$

$$K_1 = 1 \cdot 1,1 \cdot 2 = 2,2;$$

$$T_6 = \frac{1 \cdot 2,2 \cdot 1}{1,1} = 2 \text{ міс. трив. буд.}$$

Висновок до розділу 1

В даному розділі проведено характеристику енергорайону, визначено можливий клас наслідків економічного збитку, отриманих за результатом розрахунку. Розраховано тривалість будівництва об'єкту, яка становить 2 місяці.

2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ

2.1 Загальні дані

В магістерській дисертації виконаний проект живильної підстанції. До шин 110 кВ підходить 4 лінії 110 кВ, від шин 35 кВ відходить 4 лінії 35 кВ, від шин 10 кВ відходить 2 лінії 10 кВ.

Загальна споживана потужність з шин 35 кВ – 34 МВт, споживана потужність з шин 10 кВ становить 19 МВт. Згідно з навантаженнями на сторонах 35 кВ та 10 кВ вибрано два трансформатори типу ТДТН-40000/110.

При використанні даної схеми забезпечується безперебійне живлення споживачів при ремонтах та випробуваннях вимикача. Значення еквівалентування схеми заміщення мережі прийнято 1,044 в.о.

Розрахунок струмів 3-фазного короткого замикання.

Трифазне коротке замикання на шинах 110 кВ:

Вибір базисних умов:

$$U_6 = 115 \text{ кВ};$$

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Періодична складова струм короткого замикання, в точці К1:

$$I_{n0_110} = \frac{I_6}{x_{екв_1}} = \frac{5,02}{0,476} = 10,546 \text{ кА}.$$

Ударний струм короткого замикання, в точці К1:

де, $k_y = 1,61$ - ударний коефіцієнт.

$$I_{y110} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_110} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,546 = 24,01 \text{ кА}.$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n110} = I_{n0_110} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 10,546 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 13,928 \text{ кА}.$$

Структурну схему підстанції зображено на рис. 2.1.

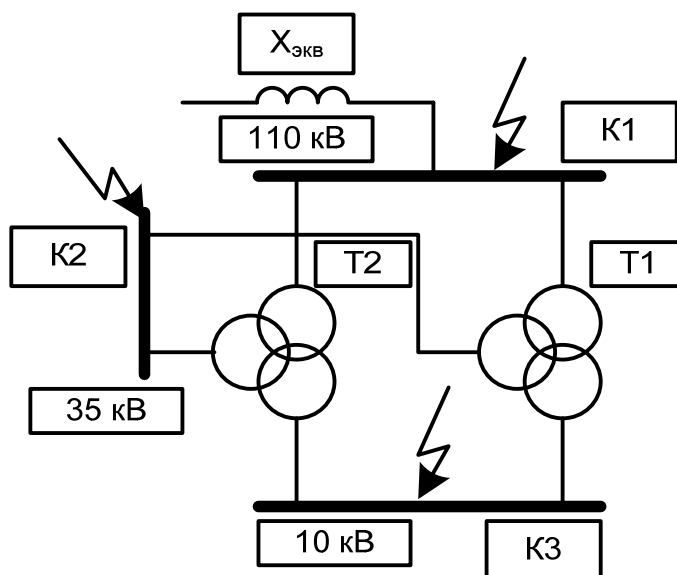


Рисунок 2.1 – Структурна схема підстанції

Трифазне коротке замикання на шинах 35 кВ зображено на рис. 2.2.

Для відключеного секційного вимикача.

Вибір базисних умов:

$$U_6 = 35,5 \text{ кВ};$$

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35,5} = 16,263 \text{ кА};$$

$$x_{e1\text{расч}} = x_{\text{екв}_1} \cdot \left(\frac{35,5}{115}\right)^2 = 0,476 \cdot \left(\frac{35,5}{115}\right)^2 = 0,045 \text{ в. о.}$$

- пряма послідовність:

$$x_{m_bc1} = \frac{U_{k_bc1} \cdot S_6}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 2,625 \text{ в. о.};$$

$$x_{e35-1} = x_{e1\text{расч}} + x_{m_bc} = 0,045 + 2,625 = 2,67 \text{ в. о.}$$

- зворотна послідовність:

$$x_{e35-2} = x_{e35-1} = 2,67 \text{ в. о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання, в точці K2:

$$I_{n0_35} = \frac{I_6}{x_{e35-1}} = \frac{16,263}{2,67} = 6,09 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання, в точці K2:

$$I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,09 = 13,866 \text{ кА.}$$

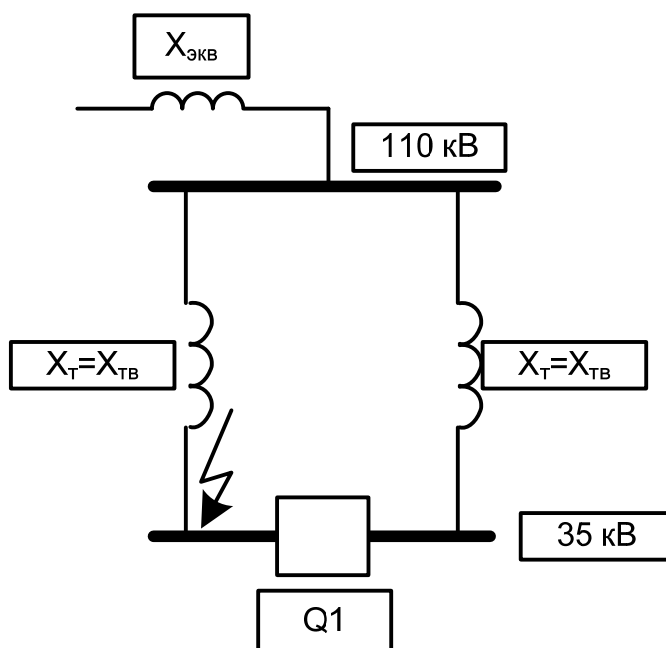


Рисунок 2.2 – КЗ на шинах 35 кВ

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,09 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 8,04 \text{ кА.}$$

Для включеного секційного вимикача:

- пряма послідовність:

$$x_{m_BC1} = \frac{U_{k-BC1} \cdot S_6}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 2,625 \text{ в. о.};$$

$$x_{e35-1} = x_{e1\text{расч}} + \frac{x_{m_BC}}{2} = 0,045 + \frac{2,625}{2} = 1,358 \text{ в. о.}$$

- зворотна послідовність:

$$x_{e35-2} = x_{e35-1} = 1,358 \text{ в. о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання, в точці К2:

$$I_{n0_35} = \frac{I_6}{x_{e35-1}} = \frac{16,263}{1,358} = 11,976 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання, в точці К2:

$$I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,976 = 27,247 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 11,976 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 15,816 \text{ кА.}$$

Трифазне коротке замикання на шинах 10 кВ, зображено на рис. 2.3.

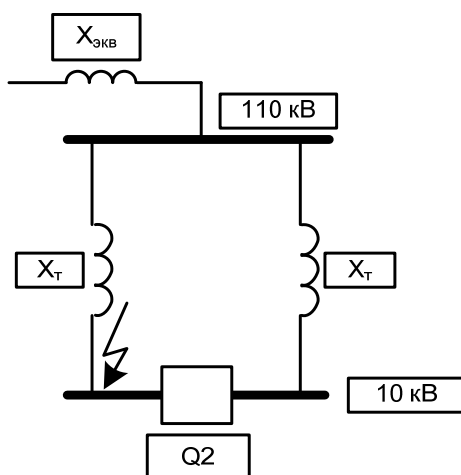


Рисунок 2.3– КЗ на шинах 10 кВ

Для відключеного секційного вимикача.

Вибір базисних умов:

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ};$$

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА};$$

$$x_{e1\text{расч}} = x_{\text{екв}_1} \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,476 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,004 \text{ в. о.}$$

- пряма послідовність:

$$x_{m_BH1} = \frac{U_{k-BH1} \cdot S_6}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{17 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 4,25 \text{ в. о.};$$

$$x_{e10-1} = x_{e1\text{расч}} + x_{m_BH1} = 0,004 + 4,25 = 4,254 \text{ в. о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання, в точці КЗ:

$$I_{n0_10} = \frac{I_6}{x_{e10-1}} = \frac{54,99}{4,254} = 12,927 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання, в точці КЗ:

$$I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,927 = 29,433 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 12,927 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 16,832 \text{ кА.}$$

Для включеного секційного вимикача

$$x_{m_BH1} = \frac{U_{k-BH2} \cdot S_6}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{17 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 4,25 \text{ в.о.};$$

$$x_{e10-1} = x_{e1\text{расч}} + \frac{U_{m_BH1}}{2} = 0,004 + \frac{4,25}{2} = 2,129 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання, в точці КЗ:

$$I_{n0_10} = \frac{I_{\bar{e}}}{x_{e10-1}} = \frac{54,99}{2,129} = 25,829 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання, в точці КЗ:

$$I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 25,829 = 58,81 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 25,829 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 34,112 \text{ кА.}$$

Розрахунок 1-фазного короткого замикання.

Однофазне коротке замикання на шинах напругою 110 кВ.

Періодична складова струму короткого замикання, в точці К1:

$$I_{n0_110} = \frac{I_{\bar{e}} \cdot 3}{x_{e1} + x_{e2} + x_{e0}} = \frac{5,02 \cdot 3}{0,476 + 0,476 + 1,044} = 7,545 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання, в точці К1:

$$I_{y110} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_110} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,545 = 17,179 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n110} = I_{n0_110} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 7,545 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 9,965 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів 2 – фазного короткого замикання.

Двофазне коротке замикання на шинах напругою 110 кВ.

Періодична складова струму короткого замикання, в точці К1:

$$I_{n0_110} = \frac{I_{\bar{e}} \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{5,02 \cdot \sqrt{3}}{0,476 + 0,476} = 9,133 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання, в точці К1:

$$I_{y110} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_110} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,133 = 20,795 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n110} = I_{n0_110} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 20,795 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 27,464 \text{ кА.}$$

Двофазне коротке замикання на шинах напругою 35 кВ.

Для відключеного секційного вимикача.

Періодична складова струму короткого замикання, в точці К2:

$$I_{n0_35} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{16,263 \cdot \sqrt{3}}{2,67 + 2,67} = 5,275 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання, в точці К2:

$$I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,275 = 12,01 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 5,275 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 6,967 \text{ кА.}$$

Для включеного секційного вимикача.

Періодична складова струму короткого замикання, в точці К2:

$$I_{n0_35} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{16,263 \cdot \sqrt{3}}{1,358 + 1,358} = 10,371 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання, в точці К2:

$$I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,371 = 23,614 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 10,371 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 13,697 \text{ кА.}$$

Двофазне к.з. на шинах напругою 10 кВ.

Для відключеного секційного вимикача.

Періодична складова струму короткого замикання, в точці К3:

$$I_{n0_10} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{54,99 \cdot \sqrt{3}}{4,254 + 4,254} = 11,195 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання, в точці К3:

$$I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,195 = 25,49 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 11,195 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 14,785 \text{ кА.}$$

Для включеного секційного вимикача.

Періодична складова струму короткого замикання, в точці К3:

$$I_{n0_10} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{54,99 \cdot \sqrt{3}}{2,129 + 2,129} = 22,369 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання, в точці К3:

$$I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 22,369 = 50,932 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 22,369 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 29,542 \text{ кА.}$$

Розрахункові значення струмів короткого замикання. зведені до табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахункові значення струмів к.з.

Місцеві умови КЗ		Вид КЗ	I_{no} , кА	I_{y0} , кА	I_n , кА
ВРП 110 кВ		3-фазне	10,546	24,01	13,928
		1-фазне	7,545	17,179	9,965
		2-фазне	9,133	20,795	27,464
ВРП 35 кВ	ШСВ	3-фазне	11,976	27,247	15,816
		2-фазне	5,275	12,01	6,967
	ШСВ	3-фазне	11,976	27,247	15,816
		2-фазне	10,371	23,614	13,697

2.2 Перевірка основних електричних елементів та апаратів на підстанції

Вимикачі.

Вимикач на стороні 110 кВ:

$$\begin{aligned} U_{уст} &\leq U_{ном.вим.} \\ I_{max} &\leq I_{ном.вим.} \end{aligned} \quad , \quad (2.1)$$

де, $U_{ном.вим.}$ і $I_{ном.вим.}$ – номінальна U та I вимикача.

Перевірка вимикача здійснюється за умов КЗ.

1) Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$\begin{aligned} I_{no} &\leq I_{гр.кр.} \\ i_y &\leq i_{гр.кр.} \end{aligned} \quad , \quad (2.2)$$

де $I_{гр.кр.}$ – діюче граничне значення крізного СКЗ для вимикача даного типу;

$i_{гр.кр.}$ – амплітудне значення граничного крізного СКЗ;

I_{no}, i_y – відповідні розрахункові значення з таблиці 3.5.

2) Перевірка на термічну стійкість проводиться по тепловому імпульсу:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (2.3)$$

де, $B_k = I_{no}^2 (t_{відк} + T_a) = 10,546^2 \cdot (0,16 + 0,02) = 20,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – розрахункове

значення теплового імпульсу;

I_T, t_T – граничний струм термічної стійкості і тривалість його протікання.

3) Перевірка на комутаційну здатність:

– перевірка за здатністю вимкнення періодичної складової СКЗ,

яка настає через $t = 0,16 \text{ с}$:

$$I_{nt} \leq I_{відк.ном.} \quad (2.4)$$

– перевірка за здатністю вимкнення аперіодичної складової СКЗ:

$$i_{at} \leq i_{aном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{відк.ном.}, \quad (2.5)$$

де, $\beta_{ном} = e^{-t/0,045}$ – номінальне значення відносного змісту аперіодичної складової у струмі, що відключається, до моменту часу $t = 0,14 \text{ с}$.

Якщо умова в п.3 не дотримується, а в п.2 справедлива, то допускається перевірку на здатність вимкнення проводити за повним струмом КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{nt} + i_{at}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{відк.ном.} (1 + \beta_{ном}), \quad (2.6)$$

Значення тривало допустимого струму через вимикач:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} U_{BH}} = 1,4 \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,14 \text{ А.}$$

До установки передбачається елегазовий вимикач ВГТ-110 (У1, УХЛ1).

Із $U_{н.в} = 110 \text{ кВ}$ та $I_{н.в} = 2000 \text{ А}$.

Вибір віддільника, короткозамикача для приєднання трансформаторів.

ОДЗ-110М/630 ($I_{уд} = 80 \text{ кА}$, $I_{пт} = 31,5 \text{ кА}$);

КЗ-110М ($I_{уд} = 34 \text{ кА}$, $I_{пт} = 13,3 \text{ кА}$).

Перевірку вимикачів ВГТ – 110, заносимо до табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Перевірка вимикача ВГТ-110 за умов КЗ

Дані з таблиці 2.5	Параметри вимикача
$I_{по}=10,546 \text{ А}$	$I_{пр.с.}=40 \text{ кА}$
$I_{уд}=24,01 \text{ кА}$	$i_{дин}=102 \text{ кА}$
$B_k=20,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T=40^2 \cdot 3=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{п}=13,928 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном.}=31,5 \text{ кА}$

Вимикачі на стороні 35 кВ.

Вимикачі вибрані за номінальним струмом:

$$I_{\max} = \frac{S_{сн}}{\cos \varphi_{сн} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{15 \cdot 10^3}{0,79 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 313,21 \text{ (А)};$$

$$B_k = I_{по}^2 (t_{відк} + T_a) = 11,976^2 \cdot (0,09 + 0,02) = 15,776 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

До установки передбачається вимикач ВР35-35-20/630 У2.

$$U_{ном.вим.} = 35 \text{ кВ та } I_{ном.} = 630 \text{ А};$$

$$I_{н.вим.} = 630 \text{ А} \geq I_{\max} = 313,21 \text{ А}.$$

Перевірку вимикача ВР35-35-20/630 за коротким замиканням занесено в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Перевірка вимикача ВР35-35-20/630 У2 за умов КЗ

Дані з таблиці 2.5	Параметри вимикача
$I_{по}=11,976 \text{ кА}$	$I_{пр.с.}=25 \text{ кА}$
$I_{уд}=27,247 \text{ кА}$	$i_{дин}=52 \text{ кА}$
$B_k=15,776 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T=25^2 \cdot 3=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{п}=15,816 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном.}=20 \text{ кА}$

Вимикачі на стороні 10 кВ:

$$I_{\max} = \frac{S_{нн}}{\cos \varphi_{нн} \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = \frac{13 \cdot 10^3}{0,76 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 987,57 \text{ А};$$

$$B_k = I_{по}^2 (t_{відк} + T_a) = 12,927^2 \cdot (0,01 + 0,02) = 5,013 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

До установки передбачається вимикач ВР2-10-20/1600 У2.

$$I_{н.вим.} = 1600 \text{ А} \geq I_{\max} = 987,57 \text{ А}.$$

Перевірка вимикача ВР2 за умов КЗ занесено до табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Перевірка вимикача ВР2 за умов КЗ

Дані з таблиці 2.5	Параметри вимикача
$I_{по}=12,927\text{кА}$	$I_{пр.с.}=20 \text{ кА}$
$I_{уд}=29,433\text{кА}$	$i_{дин}=52 \text{ кА}$
$B_k=5,013\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,3 = 120\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{п}=6,832\text{кА}$	$I_{відкл.ном}=31,5\text{кА}$

Вибір роз'єднувачів на сторонах ВН та НН.

Роз'єднувачі на стороні 110 кВ:

До установки передбачається двухколонковий роз'єднувач із заземлюючими ножами РДЗ-2-110/1000 НУХЛ1 з $U_{ном.вим.} = 110 \text{ кВ}$ і $I_{ном.} = 1000 \text{ А}$.

Перевірка роз'єднувача РДЗ-2-110/1000 НУХЛ1 занесена до табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Перевірка роз'єднувача РДЗ-2-110/1000 НУХЛ1

Розрахункові дані	Параметри роз'єднувача
$U_{ном} = 110\text{кВ}$	$U_{ном.роз.} = 110\text{кВ}$
$I_{\max} = 281,14 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 24,01 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63\text{кА}$
$B_k = 20,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Роз'єднувачі на стороні 35 кВ.

До установки передбачається двухколонковий роз'єднувач із заземлюючими ножами РДЗ-2-35/1000 НУХЛ1 з $U_{ном.вим.} = 35 \text{ кВ}$ і $I_{ном.} = 1000 \text{ А}$.

Перевірка роз'єднувача РДЗ-2-35/1000 НУХЛ1 зображена в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Перевірка роз'єднувача РДЗ-2-35/1000 НУХЛ1

Розрахункові дані	Параметри роз'єднувача
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.роз.}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 313,21 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 27,247 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 15,776 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 0.4 = 250 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ЗРП-10 кВ передбачається з установкою шаф КМ-1Ф на базі вакуумних вимикачів. Перевірка шафи для ЗРП – 10 кВ занесена до табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Перевірка шафи для ЗРП-10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.роз.}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 987,57 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 29,433 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$

Вибір збірних шин на стороні 10 кВ.

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{HH}}}{\cos \varphi_{\text{HH}} \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = \frac{13 \cdot 10^3}{0,76 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 987,57 \text{ А.}$$

Вибираємо жорсткі алюмінієві шини коробчастого перетину 75x35x5,5 мм з перетином 2x695 мм².

Відстань між фазами $a = 0,34 \text{ м}$, проліт $l = 0,8 \text{ м}$.

$$I_{\text{доп}} = 2670 \text{ А} \geq I_{\text{max}} = 987,57 \text{ А.} \quad (2.7)$$

Перевірка шин на термічну стійкість.

Тепловий імпульс на шинах 10 кВ при трифазному КЗ дорівнює:

$$B_k = 0,803 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (2.8)$$

Визначення температури шин до КЗ:

$$\Theta = \Theta_0 + (\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{0\text{ном}}) \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \left(\frac{987,57}{2670} \right)^2 = 31,156^\circ \text{C},$$

де, $\Theta_0 = \Theta_{0\text{ном}} = 25^\circ \text{C}$ – температура н.с. (прийнята як середньомісячна температура найжаркішого місяця);

$\Theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$ – допустима температура нагріву шин.

Температура нагріву провідників при КЗ для $f = 30^\circ \text{C}$:

$$f_K = f + k \frac{B_K}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \frac{0,803 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 30,004^\circ \text{C},$$

де, $k = 1,054 \cdot 10^{-2}$.

Таким чином температура нагріву провідників при КЗ менше допустимої, рівної 200°C .

2.3 Вибір розрядників

Вибір розрядників здійснюється за умов:

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &> U_{\text{мережі}} \\ U_{\text{проб}} &> U_{\text{проб.розрах.}} \end{aligned} \quad (2.9)$$

На підставі цього вибираємо для захисту від перенапружень розрядники:

- для ВРП - 110 кВ – РВС - 110М;
- для низької сторони силового трансформатора ОПН-10.

2.4 Вибір трансформатора струму в ланцюгах ліній зв'язку ВРП - 110

Умови за якими ми здійснюємо вибір:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}^{TT} \quad (2.10)$$

$$\begin{aligned} I_{\text{доп}} &\leq I_{1\text{ном}}^{TT} \\ I_{\text{max}} &\leq I_{1\text{ном}}^{TT} \end{aligned} \quad (2.11)$$

- 1) за конструкцією і класом точності;
- 2) за електродинамічною стійкістю (окрім шинних трансформаторів):

$$i_y \leq k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}^{TT}. \quad (2.12)$$

- 3) за термічною стійкістю:

$$B_K \leq (k_T \cdot I_{\text{ном}}^{TT})^2 \cdot t_T. \quad (2.13)$$

- 4) за вторинним навантаженням:

$$r_2 \leq r_{2\text{ном}}, \quad (2.14)$$

де, r_2 , $r_{2\text{ном}}$ – відповідно фактичне і номінальне допустиме вторинне навантаження у вибраному класі точності ТС.

При виборі трансформатора струму за напругою, необхідно щоб номінальна напруга трансформатора струму відповідала номінальній напрузі ланцюга:

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.уст}} \quad (2.15)$$

При виборі трансформатора струму за струмом, необхідно, щоб номінальний струм первинної обмотки $I_{\text{ном}}$ був рівний (більше) робочого струму найважчого режиму ланцюга $I_{\text{роб.утж}}$:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб.утж}} \quad (2.16)$$

Формула опору сполучних дротів:

$$r_{np} = \rho \cdot \frac{\lambda_p}{q}, \quad (2.17)$$

де q – перетин жили кабелю.

Для забезпечення електродинамічної стійкості трансформаторів струму повинна виконуватись умова:

$$i_{\text{дин.мах}} \geq i_{\text{уд.мах}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{н.о.}} \quad (2.18)$$

Для забезпечення термічної стійкості трансформаторів струму повинна виконуватись умова:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B. \quad (2.19)$$

Приймаємо комплект з трьох трансформаторів струму з фарфоровою ізоляцією для зовнішньої установки типу ТФЗМ-110Б-ХЛ1 з номінальними параметрами з трьома вторинними обмотками варіанту 0,5/10Р/10Р навантаження при класі точності 0,5 рівне 1,2 Ом.

$$U_{ном} = 110\text{кВ}, I_{1ном} = 200\text{А}, I_{2ном} = 5\text{А}.$$

Перевірка трансформатора струму:

1) за напругою

$$U_{ном} = 110\text{кВ} = U_{сети} \quad (2.20)$$

2) за струмом навантаження

$$I_{1ном} = 200\text{А} > I_{р.мах} = 112,46\text{ А} \quad (2.21)$$

На шинах 10 кВ ТПЛК-10-У3;

На шинах 35 кВ ТФЗМ-35-У1.

2.5 Вибір високовольтних запобіжників

Високовольтні запобіжники використовуються для захисту електрообладнання електричних мереж напругою вище 1000 В від струмів короткого замикання і струмів неприпустимих перевантажень.

Основними технічними характеристиками запобіжників є номінальна напруга, номінальний тривалий струм, залежність часу плавлення вставки від струму. Відключає запобіжників характеризують номінальною відключається потужністю. Захисним елементом запобіжника є плавка вставка, включена послідовно в електричний ланцюг, що захищається.

Вибір високовольтних запобіжників здійснюється за умов:

$$\begin{aligned} U_{ном} &> U_{мережі}, \\ I_{ном} &> I_{таб.мах}, \\ I_{відк.ном} &> I_{утж}^3 \end{aligned} \quad (2.22)$$

Високовольтні запобіжники призначені для установки в трифазних мережах змінного струму частоти 50 і 60 Гц із номінальною напругою 6, 10 і 35 кВ.

Запобіжники, що встановлюються на боці вищої напруги силового трансформатора, повинні підбиратися за умовою селективності із запобіжниками, що встановлюються на боці нижчої напруги з урахуванням очікуваних струмових перевантажень та струмів відключення. При цьому кратність номінального струму запобіжника до номінального струму трансформатора рекомендується: від 2 до 3 для трансформаторів до 135 кВА й від 1,5 до 2 для трансформаторів до 320 кВА.

При наявності струмів перевантаження трансформатора, здатних розплавити плавкий елемент запобіжника, величина яких менша ніж мінімальний струм відключення запобіжника, необхідно передбачити додаткову апаратуру, здатну відключати ці струми.

Запобіжники складаються із замінного плавкого елемента, опорних ізоляторів і контактів. Всі складові частини поставляються окремо.

Плавкий запобіжник складається із замінного плавкого елемента, контактів і опорних ізоляторів, що з'єднуються механічно. Патрони закріплюються в контактах спеціальною засувкою.

Патрон запобіжника розбірний, містить порцеляновий корпус із металевими ковпачками на торцях, у якому перебуває плавкий елемент, засипаний дрібнозернистим кварцовим наповнювачем, що забезпечує інтенсивне гасіння електричної дуги при відключенні струму.

Всі високовольтні запобіжники виготовлені по стандарту [14], та занесені до табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Параметри запобіжників

Тип запобіжника	Номінальна напруга, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Номінальний струм запобіжника, А	Номінальний струм відключення, кА
ПС-35МУ1	35	40,5	100	3,2
ПК4-10-160/100-20У3	10	12	200	20

2.6 Вимірювання на підстанції

До шин ВН приєднано два трансформатори напруги НКФ-110-57У1 і до шин НН вибираємо НТМІ-10-66. Параметри трансформаторів напруги вказано в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Параметри НКФ-110-57У1

Прилад	Тип	Споживана потужність, ВА	Число обмоток	Cos j	Sin j	К-ть приладів	Загальна споживана потужність	
							P, Вт	Q, Вт
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник активної енергії	СА4У-І672М	8	1	0.25	0.97	3	6	23.28
Лічильник реактивної енергії	СА4У-І672М	12	1	0.25	0.97	1	9	34.92
Ватметр	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	0
Всього							22	58.2

До шин ВН приєднано три трансформатори струму ТФНД-110М-1У.

$$U_H = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{1ном} = 600 \text{ А}, \quad I_{2ном} = 5 \text{ А};$$

$$K_{дин} = 75, \quad T_{терм} = 3 \text{ с};$$

$$K_{терм} = 60, \quad T_a = 0,03 \text{ с}.$$

Вибір трансформаторів струму проводиться індивідуально для кожного ланцюга, в яких передбачається їх установка. При цьому повинні дотримуватися умови:

$$1) \text{ по напрузі установки: } U_{уст} \leq U_{ном}^{TC}; 110 \leq 110;$$

$$2) \text{ по струму: } I_{ндоп} \leq I_{1ном}^{TT} (281,14 \leq 600);$$

$$3) \text{ по конструкції і класу точності};$$

Таблиця 2.10 – Параметри НТМІ-10-66

Прилад	Тип	Споживана потужність, ВА	Число обмоток	Cos j	Sin j	К-ть приладів	Загальна споживана потужність	
							Р, Вт	Q, Вт
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник активної енергії	СА4У- І672М	8	1	0.25	0.97	11	22	23.28
Лічильник реактивної енергії	СА4У- І672М	12	1	0.25	0.97	11	33	34.92
Ватметр	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	0
Всього							62	213.4

2) по електродинамічній стійкості (окрім шинних трансформаторів):

$$i_y \leq k_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}^{TT}, (24,01 \leq 63).$$

3) по термічній стійкості: $B_K \leq (k_T \cdot I_{\text{ном}}^{TT})^2 \cdot t_T$;

4) по вторинному навантаженню:

$$S_{\text{приб}} = 10,7 \text{ ВА}, I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А};$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{10,7}{5^2} = 0,427 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пров}} = 0,4 \text{ Ом}, R_{\text{кон}} = 0,15 \text{ Ом};$$

2.7 Блискавкозахист на підстанції

Ключовим завданням системи блискавкозахисту на підстанції є уловлення блискавок. При цьому важливим фактором є уникнення теплових електричних або механічних побічних ефектів, оскільки це може призвести до пошкодження конструкції що захищається та виникнення небезпечної крокової або контактної напруги. Зведення блискавкозахисту дозволяє запобігти можливості іскроутворення

всередині конструкції будівлі. Для підстанцій в цих цілях використовуються розрядники і громовідводи.

Захист підстанції буває внутрішнім та зовнішнім. Однак, якщо підстанція закритого типу, то захист може бути тільки внутрішнім, так як зовнішній захист забезпечує безпеку від перенапруги всієї будівлі, яке включає в себе і закриту підстанцію. Перенапруги, викликані ударом блискавки діляться на два типи: перенапруги прямого удару та індуковані перенапруги.

Перший тип характерний для ситуації безпосереднього попадання блискавки в електроустановку. В цьому випадку імпульсна напруга залежить від конструкційних особливостей об'єкта, від величини опору заземлення та режиму нейтралі. Так само великий вплив мають параметри і самої блискавки: швидкість росту блискавки, опір каналу блискавки. Для захисту від прямого удару використовують громовідводи.

Знаходимо радіус захисту устаткування на рівні $h_{x110-1}=11,35\text{м}$:

$$h_{x110-2}=4,3\text{м}.$$

$$h_{x35-1}=7,85\text{ м};$$

$$h_{x10-1}=4,3\text{ м}$$

Одиночний струмовідводу визначається за формулою:

$$r_x = 1,5(h - \frac{h_x}{0,92}) \quad (2.23)$$

На даній підстанції блискавкозахист виконуємо:

- 2-ма струмовідводами заввишки = 23 м, які розташовані на порталах 110-10 кВ ($r_x = 17,9\text{ м}$; $h_x = 11,35\text{ м}$);
- 2-ма струмовідводами заввишки = 23 м, які розташовані на порталах 35-10 кВ ($r_x = 29,7\text{ м}$; $h_x = 4,3\text{ м}$);
- 2-ма стрижньовими струмовідводами заввишки = 23 м, які розташовані біля КРУ-10-1 кВ ($r_x = 23,7\text{ м}$; $h_x = 7,85\text{ м}$).

2.8 Схема акумуляторної установки

На рис. 2.4. бачимо елементарний комутатор P1 – P2, призначення якого – підтримувати постійну напругу на затисках батареї.

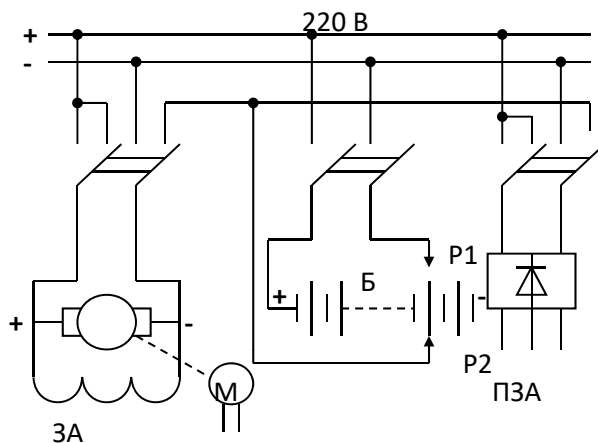


Рисунок 2.4 – Схема акумуляторної установки

Висновок до розділу 2

Складено головну схему електричних з'єднань на ПС110/35/10 кВ. Визначено типи розподільних пристроїв відповідних класів напруги. Розраховано струми КЗ на шинах 110, 35, 10 кВ. Обрано відповідні типи електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачів, роз'єднувачів тощо. Визначено тип системи оперативного струму на ПС. Виконано розрахунок системи блискавкозахисту та заземлення на ПС.

3 ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ

3.1 Розрахунок потужності існуючого силового трансформатора

Від ТП 10/0,4 кВ №1293 потужність якого становить $S = 63$ кВА буде живитися 17 фізичних споживача із загальною потужністю 159 кВт.

Враховуючи коефіцієнт одночасності для фізичних осіб $k = 0,3385$, та юридичних осіб $k = 0,6$, розрахункове навантаження групи жителів з різними питомими навантаженнями та загальної кількості приєднаних жителів 30 і менше, визначається за формулою (3.1):

$$P_{\text{роз}} = (P_{\text{П1}} \cdot N_1 + P_{\text{П2}} \cdot N_2 + \dots + P_{\text{Пi}} \cdot N_i) k_{\text{од}(1+2+\dots+i)}, \quad (3.1)$$

де $P_{\text{П1}}, P_{\text{П2}}, P_{\text{Пi}}$ – питомі навантаження на вводі жителів різновидів кВт (найбільшому значенню присвоюється номер 1, найменшому – останній номер);

N_1, N_2, N_i – кількість жителів відповідних різновидів;

$K_{\text{од1}}, K_{\text{од2}}, K_{\text{одi}}$ – коефіцієнт одночасності, визначений для кількості жителів кожного відповідного різновиду;

$K_{\text{од}(1+2+\dots+i)}$ – коефіцієнт одночасності для сумарної кількості жителів відповідних різновидів.

$$\begin{aligned} P_{\text{роз}} &= 22 \cdot 1 \cdot 1 + (10 - 3) \cdot 4 \cdot 0,6265 + (5 - 3) \cdot 11 \cdot 0,3504 + 3 \cdot 17 \cdot 0,3385 = \\ &= 58.0215 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Розрахункове навантаження підстанції рівне:

де $\cos\varphi = 0,93$ - згідно [22]

Завантаження трансформатора визначається за формулою (3.2):

$$\frac{S_{\text{розр.}}}{S_{\text{трансф.}}} \cdot 100\%, \quad (3.2)$$

Визначено завантаження трансформатора:

$$\frac{S_{\text{розн.}}}{S_{\text{трансф.}}} \cdot 100\% = 63,066 \cdot 100\% = 100,1\%.$$

Висновки по результатах розрахунків:

1. На Л-проект. ТП-1293:

- трьохфазних споживачів - 17 шт.

2. По результатах розрахунків падіння напруги (ΔU) на Л-проект, ТП – 1293 перевищує допустимі значення.

3. По результатах розрахунків достатності потужності силового трансформатора в ТП-1293 - коефіцієнт завантаження перевищує допустиму норму.

Отже, потрібно замінити силовий трансформатор. Зі зростанням потужності електроприймачів, необхідно встановлювати трансформатор із запасом потужності.

3.2 Розрахунок потужності проектного силового трансформатора

Проводимо аналогічний розрахунок для трансформатора з потужністю яка становить $S = 160$ кВА, буде жититися 17 фізичних споживачів із загальною потужністю 159 кВт.

Враховуючи коефіцієнт одночасності для фізичних осіб $k = 0,3385$, та юридичних осіб $k = 0,6$, розрахункове навантаження групи жителів з різними питомими навантаженнями та загальної кількості приєднаних жителів 30 і менше, визначається за формулою:

$$P_{\text{роз}} = (P_{\text{П1}} \cdot N_1 + P_{\text{П2}} \cdot N_2 + \dots + P_{\text{Пi}} \cdot N_i) k_{\text{од}(1+2+\dots+i)}, \quad (3.3)$$

де $P_{\text{П1}}, P_{\text{П2}}, P_{\text{Пi}}$ – питомі навантаження на вводі жителів різновидів кВт (найбільшому значенню присвоюється номер 1, найменшому – останній номер);

N_1, N_2, N_i – кількість жителів відповідних різновидів;

$K_{\text{од1}}, K_{\text{од2}}, K_{\text{одi}}$ – коефіцієнт одночасності, визначений для кількості жителів кожного відповідного різновиду;

$K_{од(1+2+...+i)}$ – коефіцієнт одночасності для сумарної кількості жителів відповідних різновидів.

$$P_{роз} = 22 \cdot 1 \cdot 1 + (10 - 3) \cdot 4 \cdot 0,6265 + (5 - 3) \cdot 11 \cdot 0,3504 + 3 \cdot 17 \cdot 0,3385 = 58.0215 \text{ кВт.}$$

Розрахункове навантаження розраховується за формулою (3.4):

$$S_{роз} = \frac{P_{роз}}{\cos\varphi}, \quad (3.4)$$

$$S_{роз} = 58,0215/0,92 = 63,066 \text{ кВА.}$$

де $\cos\varphi = 0,93$ - згідно ДБН В.2.5-23:2010;

Завантаження трансформатора розраховується за формулою (3.5):

$$\frac{S_{розр.}}{S_{трансф.}} \cdot 100\%, \quad (3.5)$$

$$\frac{S_{розр.}}{S_{трансф.}} \cdot 100\% = \frac{63,066}{160} = 0,3941 \cdot 100\% = 39,41\%.$$

Висновки по результатах розрахунків:

1. На Л-проект. ТП-1293:

- трьохфазних споживачів - 17 шт.

2. По результатах розрахунків падіння напруги (ΔU) на Л-проект, ТП – 1293 не перевищує допустимі значення.

3. По результатах розрахунків достатності потужності силового трансформатора в ТП-1293 - коефіцієнт завантаження не перевищує допустиму норму.

Отже, силовий трансформатор не перевищує допустимі норми, і повністю задовольняє вимоги ПУЕ.

3.3 Вибір та перевірка повітряної лінії

Основними конструктивними елементами повітряних ліній є:

а) проводи, призначені для передавання і розподілу електричної енергії;

б) опори, які потрібні для підтримування-проводів і тросів на певній відстані від поверхні землі, води або інженерних споруд;

в) ізолятори, що забезпечують ізоляцію проводів від опор;

г) арматура, яка потрібна для закріплення проводів на ізоляторах.

д) грозозахисні троси, призначені для захисту проводів від розрядів блискавки.

Захисні троси монтують на верхній частині опори, над фазними проводами ліній 110 кВ і вище.

В електричних мережах - напругою 35 кВ і менше захисні троси не використовуються. Смуга, яка безпосередньо прилягає до лінії електропередачі, називається трасою лінії. Горизонтальна відстань між сусідніми опорами називається довжиною проміжного прольоту, або просто прольотом. Крім проміжного прольоту, у повітряних лініях розрізняють ще анкерні прольоти — відстань між двома анкерними опорами.

Відстань між горизонталлю, що проходить через точки кріплення проводів на опорах, і найнижчою точкою проводу в прольоті називається стрілою провисання, а відстань від найнижчої точки проводу до поверхні землі, води або споруди габаритом лінії.

Особливості конструктивних елементів повітряних ліній—довжина проміжного і анкерного прольотів, тип опор, габарити і марка провода та грозозахисних тросів — визначаються напругою і потужністю лінії електропередачі, кліматичними умовами, рельєфом і заселеністю місцевості, по якій проходить повітряна лінія, наявністю споруд на трасі лінії електропередачі.

Усі конструктивні елементи повітряних ліній повинні протидіяти впливу зовнішніх факторів, головні з яких такі:

- 1) механічні сили, що створюються вагою елементів самої повітряної лінії, вагою льоду, яким покриваються проводи, троси і опори в ожеледь, тиском вітру на них, а також тяжінням по проводу чи тросу;
- 2) коливання температури навколишнього середовища протягом доби і сезону;
- 3) дія хімічних елементів які є в навколишньому середовищі; сюди відносять також хімічну і електрохімічну дію вологи.

Найпростішу конструкцію мають повітряні лінії напругою до 1000 В, призначені для приєднання споживачів до трансформаторних пунктів (ТП). З підвищенням напруги конструкція повітряних ліній ускладнюється.

При виборі конструктивної частини повітряної лінії завжди виходять з основної вимоги — забезпечення економічно доцільної передачі електричної енергії. Конструктивні матеріали і конструкції повітряних ліній повинні забезпечувати передачу потрібної потужності при достатній якості електропостачання, що досягається вибором відповідної напруги і проводів. Лінію слід споруджувати з недефіцитних, економічно доцільних матеріалів, доступних для масового типу. Матеріали повинні мати достатньо високу механічну міцність і бути стійкими проти корозії (впливу хімічних реагентів). Опори в повітряних лініях призначені, як було вже сказано, для підтримування проводів на належній відстані між собою і від поверхні землі, води та різних споруд. Їх виготовляють з дерева, залізобетону і металу.

На повітряних лініях електропередачі останнім часом найбільше використовують залізобетонні опори. Останні потребують значно менше металу порівняно з металевими опорами, вони майже не потребують ремонту, завдяки чому різко знижуються експлуатаційні витрати; Міцність залізобетонних опор залежить від способу ущільнення бетону. Центрифуговані опори, виготовлені на відцентрових верстатах заводським способом, надзвичайно міцні, їх застосовують на лініях напругою 35...500 кВ.

Залізобетонні опори ліній напругою 0,38 кВ, здебільшого виготовляють з віброваного попередньо напруженого залізобетону. Щоб зменшити масу опори і витрату бетону, стояки виготовляють порожнистими на висоту 6,5 (4,5) м від основи. Основним недоліком залізобетонних опор є їх порівняно велика маса, утворення тріщин і сколювання захисного шару бетону. Для захисту опори від вологи стояк на висоту 2,8 м від основи ґрунтують розчином бітуму в бензині або гасі, а потім покривають бітумом у два шари.

Іноді при пошкодженні ізоляції від замикання на землю перегоряє арматура і розплавляється бетон залізобетонних опор. Тому всі металеві елементи опори (штирі,

арматуру, траверси, оголовки тощо) треба надійно з'єднувати і між собою і заземляти. Для заземлення, незалежно від питомого опору ґрунту, використовують заземлювач з круглої сталі діаметром 6...8 мм завдовжки 1,8 м. Його приєднують до арматури, перед установленням опори обмотують навколо неї на довжину 1 м від основи і опускають у котлован разом із стояком. Якщо арматуру неможливо використати для заземлення, то всі металеві частини треба з'єднати і заземлити зовнішнім заземлюючим спуском. Для ненаселеної місцевості опір заземлення залізобетонних опор не визначають, а для населеної місцевості він не повинен перевищувати 10...30 Ом (при питомому опорі ґрунту відповідно 100 і 1000 Ом-м). Для забезпечення такого опору встановлюють додатковий заземлювач.

Високі експлуатаційні показники, простота обслуговування, можливість широкої індустріалізації виготовлення і монтажу сприяють щорічному збільшенню питомої ваги залізобетонних опор у будівництві електромереж.

Істотним недоліком металевих опор є те, що вони потребують значних витрат металу і періодичного фарбування протягом експлуатації. Згідно з останніми вимогами металеві опори повинні бути оцинкованими. Монтують металеві опори на залізобетонних фундаментах, які можуть бути монолітними (виготовляють їх на місці монтажу опори) або збірними чи пальовими, виготовленими на заводі. За призначенням опори повітряних ліній поділяють на проміжні, анкерні, перехідні, кутові, транспозиційні і спеціальні.

Проміжні опори використовують для підтримування проводів на прямих ділянках в анкерних прольотах. При необірваних проводах ці опори не зазнають дії зусиль уздовж лінії; тому їх виготовляють простішими порівняно з іншими конструкціями опор, а отже, вони дешевші. Проміжні опори становлять 85...90 % загальної кількості опор в лінії, тому спрощення конструкції і зменшення їх вартості дає значний економічний ефект. На однобічний натяг проміжні опори не розраховують. При обриві проводів з одного боку опори провід у місці кріплення проковзує, що зменшує його натяг.

Анкерні опори призначені для жорсткого кріплення проводів і повинні витримувати однобічний натяг частини проводів (здебільшого двох). При обриві

проводу однобічний натяг сприймається анкерною опорою і тим самим усувається можливість поломки проміжних опор, не розрахованих на цей натяг. Закріплюють провід на анкерних опорах спеціальними затискачами або встановлюють на кожен фазу по два Штирьові ізолятори. При використанні на лінії підвісних ізоляторів на анкерних опорах проводи закріплюють за допомогою двох гірлянд на фазу. Гірлянди ізоляторів на цих опорах ніби продовжують провід. До затискачів проводу на кінцях гірлянд приєднують петлю, яка з'єднує проводи тієї самої фази суміжних з опорою прольотів і розміщується під траверсою.

На лініях напругою понад 110 кВ при великих перерізах проводів використовують по дві паралельні натяжні гірлянди ізоляторів. На прямих ділянках лінії з глухими затискачами відстань між анкерними опорами не нормується і досягає 10...15 км. На лініях з випускаючими затискачами при перерізі проводів 120 мм² і більше ця відстань повинна бути не більшою за 10 км, а при менших перерізах проводів — не більшою за 5 км. Різновидністю анкерних опор є кінцеві опори, які встановлюють між власне повітряною лінією і розподільними пристроями. Ці опори постійно зазнають дії однобічного натягу, бо натяг проводів від розподільного пристрою завжди незначний.

Повітряні лінії передбачають обхід населених пунктів, аеродромів, боліт та інших об'єктів; тому їх траси непрямолінійні. Зміну напрямку траси виконують на кутових опорах. Кутом повороту лінії вважають кут, який доповнює внутрішній кут лінії до 180°. У точці повороту лінії постійно діє сила натягу проводів, напрямлена по бісектрисі внутрішнього кута повороту траси.

Кутові анкери використовують при значних кутах повороту (понад 10...20°). Характерними для кутових опор є діагональні елементи — розкоси, які працюють на розтяг або стиснення. Іноді в конструкціях кутових опор елементами, що працюють на розтяг, є сталеві троси — розтяжки. При кутах повороту до 20° і рівному профілю траси дозволяється замість кутових використовувати проміжні опори. Відповідно змінюється спосіб закріплення проводів.

Транспозиційні опори призначені для зміни розміщення фази на лінії (транспозиції). Транспозиція застосовується на лініях напругою 110 кВ і більше при

довжині лінії понад 100 км для вирівнювання індуктивного опору і ємності проводів відносно землі. У місцевих електромережах транспозицію не застосовують. Перехідні опори використовують на великих прольотах (при переходах через річку, озеро, міжгір'я тощо). Ці опори можуть бути досить високими і перебувати під невірноваженим тяжінням, оскільки на самому переході сприймають деяке послаблення проводів.

Відгалужувальні опори використовують для глухого відгалуження від лінії. Ізолятори використовуються для ізолювання проводів повітряних ліній від опори і її конструктивних елементів. Лінійні ізолятори виготовляють в основному з високоякісного фарфору і загартованого лужного або малолужного скла. Ці матеріали мають високі ізоляційні якості, досить високий опір під дією згинального моменту. Скло порівняно з фарфором має ряд переваг. Прозорість скляних ізоляторів дає змогу порівняно легко виявляти дефекти; При електричному пробіі скляні ізолятори здебільшого руйнуються, що полегшує виявлення місця пошкодження. За конструктивним виконанням лінійні ізолятори повітряних ліній поділяють на Штирьові і підвісні. Перші використовують на лініях напругою до 35 кВ включно, другі — на лініях напругою 35 кВ і більше. Тип ізоляторів вибирають залежно від номінальної напруги, матеріалу, опори і середовища.

Штирьові ізолятори для ліній напругою до 1000 В, а також для ліній 6—10 кВ виготовляють монолітними. У верхній частині є канавки для укладання провода, а в нижній — отвір з гвинтовою нарізкою для закручування ізолятора на штир або гак. Штир гайкою закріплюється на траверсі або спеціальній металевій частині опори, а гак вгвинчується в дерев'яний стояк опори.

На лініях низької напруги здебільшого використовують фарфорові ізолятори типу РФ, РФО, ТФ або скляні аналогічної будови типу НС (низьковольтний скляний НС – 18, НС – 16 для гаків або штирів діаметром відповідно 18 і 16 мм). На лініях 6-10 кВ найбільше поширені ізолятори-типу ШФ (наприклад, ШФ10 – Г) та скляні ізолятори ШС10 – А і ШС10 – Г (старі позначення ШСС – 10 і ШЖБ10 – С). На повітряних лініях напругою 20 кВ з дерев'яними опорами використовують ізолятори ШФ-20, а з металевими і залізобетонними — ШФ-35. Між собою вони різняться лише

розмірами. Конструкція штирьових ізоляторів для ліній 20—35 кВ подібна до конструкції ізоляторів ШФ10 і відрізняється лише тим, що тіло ізолятора складається з двох частин, скріплених цементом.

Для ліній напругою 35 кВ з дерев'яними опорами і проводами малих перерізів використовують ізолятори ШФ-35. При перерізах проводів понад 50 мм² на лініях напругою 35 кВ застосовують лише підвісні ізолятори. На лініях напругою 35 кВ із середніми і великими потреб різами проводів, а також на лініях вищої напруги застосовують підвісні фарфорові ізолятори типу ПФ класів 70, 160, 200 або підвісні скляні типу ПС класів 40, 70, 120, 160, 210, 300. За конструкцією і розмірами підвісні ізолятори, аналогічно до штирьових, мають виконання А, Б, В. На відміну від штрихових ізоляторів, для яких числа класу відповідає значенню номінальної напруги в кіловольтах, у підвісних ізоляторів клас ізолятора відповідає мінімальному руйнуючому електромеханічному навантаженню в кілоньютонах.

У позначенні ізоляторів зазначено тип і клас ізолятора, його виконання і номер стандарту (наприклад, ПС70-Д — ізолятор підвісний скляний, руйнуюче електромеханічне навантаження 70 кН, конструктивне виконання Д). На лініях, що проходять у забрудненій атмосфері, використовують ізолятори з підвищеною питомою довжиною шляху стікання (наприклад, ізолятори ПСГ70-А або ПСГ160 з довжиною шляху стікання 400 і 495 мм). Залежно від напруги (35, 110, 150, 220, 330 кВ) підвісні ізолятори на лініях з металевими і залізобетонними опорами складають у гірлянді по 3, 7, 9, 13, 17 і більше, а з дерев'яними — по 2, 6, 8, 12, 16. У натяжних гірляндах для ліній напругою 150 кВ і вище беруть таку саму кількість ізоляторів, а для ліній 35...110 кВ — на один більше. Лінійна арматура використовується для кріплення ізоляторів до опор, а проводів — до ізоляторів, її виготовляють здебільшого із сталі. Номенклатура її досить різноманітна.

Штирьові ізолятори, як було зазначено вище, закріплюють на опорах за допомогою гаків або штирів. Наприклад, для закріплення штирьових фарфорових і скляних ізоляторів на металевих і дерев'яних траверсах опор повітряних ліній напругою до 1 кВ використовують штирі С-16, С-14, С-12, С-16п, С-14п, Д-16, Д-14, Д-12, Д-16п, Д-14п. У цих позначеннях букви означають: С — стальна траверса,

Д-дерев'яна траверса, —проміжна опора; числа позначають діаметр верхнього кінця штиря в міліметрах.

Для приєднання проводів до гірлянди підвісних ізоляторів використовують затискачі. До гірлянд, що в нормальному режимі займають вертикальне положення, підвішують підтримуючі затискачі. Провід у затискачі закладається в коритоподібне заглиблення і закріплюється натискними плашками і гвинтовим кріпленням. До натяжних гірлянд провід кріплять за допомогою натяжних затискачів. Основні габаритні параметри.

При перетині з іншими лініями електропередачі відстань між проводами різних ліній повинна становити не менше 1 м — для ліній низької напруги, 2 м — для ліній напругою 6—10 кВ і 3 м — для ліній напругою 35 кВ. При перетині ліній електропередачі різної напруги відстань між проводами різних ліній вибирають за допустимим значенням для лінії вищої напруги. При визначенні відстані між проводами тієї самої лінії, довжини прольотів, а також габариту лінії враховують напругу лінії, тип опор і рельєф місцевості. Середні значення цих величин для різних номінальних напруг наведено в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Середнє значення довжини прольоту.

Напруга, кВ	До 1	6-10	35	110	220	330
Довжина прольоту, м	30...50	50...100	150...200	170...250	250...350	300...400
Відстань між проводами, м	0,2...0,4	0,8...1,5	3...3,5	4...5	5...8	6...12,8
Найменша відстань проводу від землі, м	6	6...7	6...7	6...7	7...8	7,5...8

3.4 Перевірка перерізів проводів повітряних ліній за технічними нормами

Обрані економічні перерізи проводів ділянок ЛЕП необхідно перевірити на відповідність наступним технічним умовам:

- допустимого нагрівання проводів $I_l \leq I_{idon}$, де I_l - струм і-ї ділянки мережі, кА; I_{idon} - допустимий струм для і-ї ділянки, кА, для відповідних економічних перерізів проводів.

- допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів понижуючих підстанцій, за яких ще можливо підтримувати бажаний режим напруги на вторинних шинах підстанції. Перевірка полягає у дотриманні нерівностей:

$U_s \geq U_{s \min}$; $U_s \leq U_{s \max}$, де U_s - фактичне значення рівня напруги у найбільш важкому після аварійному режимі роботи на вході трансформатора s -го пункту мережі, кВ;
 $U_{s \min}$, $U_{s \max}$ - відповідно мінімально та максимально допустимий рівень напруги на вході цього ж трансформатора, кВ.

На даному етапі розрахунку приймаємо величину погонного індуктивного опору ПЛ орієнтовно $x_{0i} = 0,4$ Ом / км.

Розрахунок перерізів проводів наведено на плакаті №6.

3.5 Ізоляція та лінійна арматура

ПЛІ-0,4 кВ проходить в місцевості з звичайним польовим забрудненням. На ПЛІ-0,4 кВ прийнята арматура фірми Sicame. Комплектація вузлів кріплення до елементів опор виконується згідно з рекомендаціями застосованих типових проектів, а кріплення проводів – за допомогою стандартної лінійної арматури.

За умовами навколишнього середовища, в зоні якій проходить траса ПЛІ-0,4 кВ лінійна арматура прийнята нормального виконання. Основним напрямком діяльності ТОВ «СИКАМ Україна» є впровадження в українські енергосистеми технологій і арматури для монтажу самоутримних ізольованих проводів (СІП), що використовуються в розподільних електричних мережах напругою до 1 кВ, арматури для захищених ліній електропередачі напругою 6-35 кВ і повітряних телекомунікаційних ліній, поставки нелінійних обмежувачів перенапруги, монтажного інструменту, надання технічної інформації, а також конкретних рекомендацій щодо застосування продукції SICAME Groupe.

Переваги самоутримних ізольованих проводів СІП:

1. Експлуатація та обслуговування. Вважаю, що основною перевагою самоутримних ізольованих проводів є значні скорочення трудових і матеріальних витрат на експлуатацію і обслуговування. При використанні СІП, практично

виключаються короткі замикання, під час сильного поривчастого вітру, або у разі налипання снігу. Також ці дроти володіють великою механічною міцністю, що мінімізує можливий їх обрив.

2. Монтаж проводу СПП дуже зручний і простий. Для цього є спеціальна арматура, яка виключає установлення на опору ПЛ траверс та ізоляторів, що прискорює процес монтажу і ремонтів. До речі, провід СПП можна прокладати прямо по фасаду будівлі.

3. На повітряній лінії електропередачі, що виконана самонесучими ізольованими проводами СПП, значно зменшуються втрати. Це досягається за рахунок зменшення реактивного опору ізольованого провідника, приблизно у 3 рази по відношенню до неізольованого.

4. Підключення до лінії можливо виконати без зняття напруги з електроустановки.

5. Зменшується кількість підключень до лінії, з метою крадіжки електричної енергії.

6. Термін служби проводів СПП становить більше 25 років тому, що у якості матеріалу, для ізоляції, обраний зшитий світлостабілізований поліетилен, який довго витримує ультрафіолетові випромінювання. Можна й надалі продовжувати говорити щодо переваг цих проводів. Але наведених фактів достатньо щоб зробити вибір на їхню користь.

3.6 Заземлення та захист від перенапруги

Заземленню підлягають всі металеві частини обладнання та устаткування, що за нормальних умов роботи електроустановки не проводять електричний струм, а при виникненні аварійних ситуацій можуть потрапити під його дію.

Всі залізобетонні опори і лінійну арматуру заземлити шляхом приєднання до верхнього заземлювального випуску опори з допомогою з'єднувального провідника ЗП (алюмінієвий дріт перерізом 16 мм²). На опорах з підкосами ЗП приєднати до верхнього заземлювального випуску стійки опори та підкосу.

Опір заземлювального пристрою повинен відповідати вимогам [10] та становити не більше - 10 Ом. При питомому опорі ґрунту більше 100 Ом. допускається збільшувати вказані норми в 0,01 рази, але не більше ніж в 10 разів. Нормовані величини опору повинні забезпечуватись в любую пору року.

На ПЛ слід заземлювати:

- а) опори, які мають грозозахисний трос або інші пристрої блискавкозахисту;
- б) залізобетонні і металеві опори ПЛ напругою від 3 кВ до 35 кВ;
- в) опори, на яких встановлено силові або вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі, запобіжники та інші апарати.

Всі необхідні вказівки щодо грозозахисту і заземлення, а також місць встановлення грозозахисних і заземлювальних пристроїв наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Значення питомого еквівалентного опору ґрунту.

Питомий еквівалентний опір ґрунту ρ , Ом·м	Найбільший опір заземлювального пристрою, Ом
До 100	10
Більше 100 до 500	15
Більше 500 до 1000	20
Більше 1000 до 5000	30

3.7 Організація системи обліку електроенергії

Розрахунковий облік електроенергії передбачається на проєктованій опорі шляхом встановлення електронного лічильника активної електроенергії маркою якої є НІК 2301 АП2, 3х220, 5-60А.

Лічильник електричної енергії НІК 2301 АП3 призначений для вимірювання активної електричної енергії в трифазних колах змінного струму. Лічильник відповідає вимогам [13].

Лічильник застосовується для обліку електричної енергії в будь яких галузях. За кліматичними та механічними вимогами лічильник відповідає вимогам [14] при використанні в приміщеннях, в яких відсутні агресивні пари та газу.

Лічильник занесений до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки, допущених до застосування в Україні під номером У2299-13. В колах обліку передбачити пристрої для пломбування кіл обліку та пристрої, що закривають доступ до струмоведучих частин, які знаходяться перед колами обліку. В щиті обліку потрібно встановити ввідний автоматичний вимикач типу ВА 47-29 $I_{np}=50A$.

Розрахунок номінального струму автоматичного вимикача виконано по виразу: $I_{n.p} > I_p$, де $I_{n.p}$ – номінальний струм розчіплювача; I_p – розрахунковий струм мережі, що захищається. Розрахунковий струм мережі, що захищається визначається по формулі (3.6):

$$I_p = \frac{P}{U_H \cdot \cos\varphi}, \quad (3.6)$$

$$I_p = \frac{25}{(\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,93)} = 41,286A.$$

Де $P = 25$ кВт – максимальне розрахункове навантаження споживача;

$U_H = 0,38$ кВ – напруга мережі;

$\cos\varphi = 0,93$ – згідно ДБН В.2.5-23:2010.

3.8 Будівельні рішення по повітряній лінії – 0,4 кВ

Будівельними рішеннями з приєднанням до електричних мереж індивідуального житлового будинку з будівельними струмоприймачами, відносять:

- На кінцевих опорах використати анкерне кріплення проводів.
- На проміжних опорах використати проміжне кріплення проводів.
- На кутових опорах використати кутове анкерне кріплення проводів.
- Траса запроектованих ПЛІ 0,4 кВ намічена на плані та уточнена на місцевості шляхом детального рекогносцирувального обстеження та візуального трасування.

Кут перетину з вулицями (проїздами) не нормується. У разі проходження ПЛІ уздовж вулиці допускається розташовувати проводи над проїзною частиною. Елементи і деталі опор ПЛІ 0,4 кВ захистити від корозії згідно з вимогами [16]. Траса

ЛЕП 0,4 кВ з техніко-економічної точки зору і вимог нормативно-технічних документів вибрана найкоротшою. Всі будівельні та монтажні роботи повинні виконуватись кваліфікованим персоналом з дотриманням вимог відповідних діючих будівельних норм і правил.

Для реконструкції мереж Л-проект. від ТП-1293 для приєднання до електричних мереж індивідуального житлового будинку з будівельними струмоприймачами по вул. Грушевського, №13, Васильківського району, Київської області необхідно:

1. Встановити одностоякову опору №9, №10 на базі стійки СВ95-2;
2. Встановити двостоякову опору №8, №11 на базі стійки СВ95-2;
3. Встановити підкіс №22 на базі стійки СВ95-2;
4. Улаштувати повторне заземлення нульового провідника на опорі №9, №11, №14, №17, №20, №22;
5. Улаштувати видимий спуск для повторного заземлення нульового провідника на існуючій опорі №14, №17, №20, №22;
6. Побудувати одноколову (магістральну) проектувану ПЛІ-0,4 кВ Л-проект. проводом AsXSn 4x50 від існуючої опори №6 до існуючої опори №22 довжиною 477 метрів;
7. Змонтувати трифазне відгалуження від існ. оп. №22 до щита обліку проводом AsXSn 4x16 довжиною 7 метрів;
8. Встановити щит обліку типу КДЕ-У на проект. оп. №22.

Потреба в будівельних конструкціях, матеріалах та устаткуванні на весь період будівництва, а також характеристика умов будівництва.

Запроектована лінія, як об'єкт будівництва, не має складної неосвоєної технології і за прийнятою класифікацією відноситься до нескладних об'єктів. Згідно з нормативною тривалістю будівництва ПЛ з урахуванням умов, що сповільнюють будівництво, становить 2 місяця, в тому числі підготовчий період 0,5 місяця. Враховуючи це, розподіл обсягів будівельно-монтажних робіт і потреби в будівельних конструкціях, виробках, матеріалах і устаткуванні за кварталами будівництва не виконується. Вантажні та розвантажувальні роботи, розвозка

конструкцій та обладнання по трасі ЛЕП передбачається механізмами і транспортними засобами.

Місцеві будівельні матеріали при будівництві не використовуються. Перед початком будівництва повинні бути виконані роботи з підготовки території будівництва: прибирання з траси дерев, обрізання гілок, перевлаштуванню споруд, які заважають будівництву. При виконанні всього комплексу будівельно-монтажних робіт повинно бути забезпечено виконання заходів по організації безпеки праці при застосуванні машин і транспортних засобів, проведенні робіт на висоті та інших технологічних операціях.

Заходи безпеки праці і техніки безпеки при будівництві наведені в дипломному розділі №5. Випробування і підготовка до здачі запроектованих об'єктів повинні проводитись по випробуванню електроустаткування та повинні бути закінчені монтаж засобів захисту від коротких замикань та заземлювальних пристроїв. Приєднання побудованої ділянки ЛЕП та інших об'єктів, передбачених проектом, до діючої мережі повинно виконуватись експлуатаційним персоналом підприємства після повного закінчення будівельно-монтажних і налагоджувальних робіт. Для розташування персоналу будівельно – монтажної організації та обслуговування будівництва використовуються пересувні інвентарні будівлі та споруди.

Висновок до розділу 3

В даному розділі розглянуто технічні рішення щодо реконструкції електричної мережі 0,4 кВ. Розраховано потужність існуючого та проектного силового трансформатору, вибрано та перевірено переріз проводів повітряних ліній на відповідність технічним нормам. Виконано організацію системи обліку електроенергії.

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

4.1 Загальні положення

Сучасна електроенергетична система являє собою складний комплекс електротехнічного обладнання, розміщеного на значній території та об'єднаного єдиним режимом генерування, транспортування та споживання електроенергії.

В електроенергетичній системі відбуваються постійні збурення. Ці збурення можуть мати плановий характер: вимкнення та увімкнення генераторів, добова зміна рівня генерування електричної енергії на електричних станціях, режимні перемикання в електроенергетичній мережі тощо.

Крім цих планових збурень в електроенергетичній системі можуть виникати пошкодження та небезпечні особливі режими, які мають істотний вплив на обладнання та роботу електроенергетичної системи, загалом. Одним з найнебезпечніших пошкоджень, які наявні в електроенергетичній системі, є короткі замикання (к.з.), що виникають внаслідок пошкодження ізоляції струмоведучих частин електричного обладнання. Короткі замикання можуть привести до:

- руйнування пошкодженого елемента струмами к.з., або дугою, яка може виникати в місці пошкодження;
- можливого руйнування обладнання на суміжних з пошкодженим елементом об'єктах електроенергетичної системи внаслідок теплової та динамічної дії струмів, величина яких перевищує допустимі значення;
- пониження рівня напруги у вузлових точках електроенергетичної системи, що може привести до порушення технологічних процесів на підприємствах, а також до можливого порушення стійкості роботи електроенергетичної системи, яке, своєю чергою, призведе до повної втрати живлення споживачів електричною енергією.

Отже, після виникнення в електроенергетичній системі к.з. необхідно якомога швидше вимкнути пошкоджений елемент від джерел живлення.

Крім аварій в електроенергетичній системі можуть виникати і особливі режими – перевантаження електротехнічного обладнання робочими струмами, хитання в системі, підвищення напруги вище номінального значення тощо.

Одним з найпоширеніших особливих режимів є режим перевантаження. Під час перевантаження в елементах електроенергетичної мережі виникають струми, величина яких є більшою від їх номінальних значень, хоча не до такого рівня, як під час к.з. Це спричиняє перегрівання обладнання та передчасного старіння ізоляції, що своєю чергою може привести до виникнення к.з.

Після виникнення особливих режимів необхідно вживати заходи для усунення таких режимів, а за неможливості таких дій, або у разі неуспішного діяння – вимикати обладнання, яке працює в особливому режимі. У такому разі вимикати обладнання від джерел живлення потрібно здійснювати, зазвичай, з витримкою часу.

Вимкнення пошкодженого обладнання або обладнання, яке працює в особливому режимі, здійснюють спеціальні пристрої автоматики – пристрої релейного захисту (РЗ).

Потрібно пам'ятати, що релейний захист не запобігає виникненню пошкодження, він діє тільки після його виникнення і мета його – унеможливити руйнування пошкодженого елемента або зменшити масштаб такого руйнування, а також обмежити розповсюдження пошкодження на інші суміжні елементи електроенергетичної системи, ліквідувати можливу небезпеку для людей.

4.2 Розрахунок струмового захисту повітряної лінії

Згідно даних РП трифазний розрахунковий струм Л-2 становить $I_{роз}=57,41$ А. Враховуючи перспективне навантаження 20% розрахунковий струм складатиме $I_p=57,41 \cdot 1,2=68,89$ А.

Струм спрацювання розчіплювача автомата вибирається з умови:

$$I_{роз} \geq 1,2 \cdot I_p = 68,89 \cdot 1,2 = 82,67 \text{ А.}$$

Струм спрацювання вибраного розчіплювача автомата становить $I_{роз} = 100$ А.

Згідно ПУЕ автоматичний вимикач перевіряється на умову спрацювання при коротких замиканнях в кінці лінії яка захищається.

Згідно «Рекомендацій щодо розрахунку опорів ланцюга «фаза-нуль» струм однофазного короткого замикання визначається за формулою (4.1):

$$I_k = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T}{3} + Z_{\phi-0}}, \quad (4.1)$$

де I_k - струм однофазного КЗ;

U_ϕ - фазна напруга мережі;

$U_\phi = 220\text{В}$;

Z_T - повний опір трансформатора струму однофазного замикання на корпус;

$Z_{\phi-0}$ - повний опір кола «фаза-нуль».

Згідно «Рекомендації щодо розрахунку опору ланцюга «фаза-нуль» :

$\frac{Z_T}{3}=0,162 \text{ Ом}$.

для трансформатора потужністю 160 кВА з групою з'єднань Y/Y_0 .

Опір кола «фаза-нуль» визначається по формулі (4.2):

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{(r_\phi + r_0 + r_a) + (x_\phi + x_0)^2}, \quad (4.2)$$

де, r_ϕ, r_0 - активний опір фазного та нульового проводу, Ом;

r_a - сумарний активний опір контактів кола «фаза-нуль» , Ом;

x_ϕ, x_0 - індуктивний опір фазного та нульового проводу, Ом.

Сумарний активний опір контактів кола «фаза-нуль» згідно «Рекомендації щодо розрахунку опору ланцюга «фаза-нуль»:

$r_a = 0,015 \text{ Ом}$.

Лінія виконана проводом AsXSn-4x50. Відстань до кінця лінії відповідно становить 0,496км.

Активний опір фазного проводу визначається за формулою (4.3):

$$r_{\phi} = r_{num} \cdot l, \quad (4.3)$$

$$r_{\phi} = 0,64 \cdot 0,496 = 0,317 \text{ Ом.}$$

де r_{num} - питомий опір проводу, для AsXSn-4x50:

$$r_{num} = 0,64 \text{ Ом/км;}$$

$$l=0,496\text{км.}$$

Активний опір нульового проводу визначається за формулою (4.4):

$$r_0 = r_{num} \cdot l, \quad (4.4)$$

$$r_0 = 0,64 \cdot 0,496 = 0,317 \text{ Ом.}$$

де r_{num} - питомий опір проводу, для AsXSn-4x50

$$r_{num} = 0,64 \text{ ом/км;}$$

$$l = 0,496 \text{ км.}$$

Індуктивний опір фазного проводу визначається за формулою (4.5):

$$x_{\phi} = x_{num} \cdot l, \quad (4.5)$$

$$x_{\phi} = 0,1 \cdot 0,496 = 0,05 \text{ Ом.}$$

де x_{num} - питомий опір проводу, для AsXSn-4x50:

$$x_{num} = 0,1 \text{ Ом/км;}$$

$$l = 0,496 \text{ км.}$$

Індуктивний опір нульового проводу визначається за формулою (4.6):

$$x_0 = x_{num} \cdot l, \quad (4.6)$$

$$x_0 = 0,1 \cdot 0,496 = 0,05 \text{ Ом.}$$

де x_{num} - питомий опір проводу, для AsXSn-4x50;

$$x_{num} = 0,1 \text{ Ом/км};$$

$$l = 0,496 \text{ км};$$

Опір кола «фаза-нуль» рівний:

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{(0,317 + 0,317 + 0,015) + (0,05 + 0,05)^2} = 0,657.$$

Струм трьохфазного короткого замикання визначається за формулою (4.7):

$$I_k = \frac{380}{0,162 + 0,657} = 463,980 \text{ А.} \quad (4.7)$$

Згідно часово-струмової характеристики на автомат ВА 59-35 струм 463,980А автомат відключить за 1,05с що менше 5 с. Умова розділу 1.7.82 ПУЕ виконується.

4.3 Струми короткого замикання за трансформаторами

Для вибору типів і параметрів спрацювання пристроїв захисту трансформаторів необхідно визначити максимальне та мінімальне значення струмів при КЗ на виводах НН трансформатора.

Максимальне значення струму відповідає трифазному металічному КЗ за трансформатором. Струм трифазного КЗ розраховується при максимальному режимі роботи живильної електромережі. Еквівалентний електричний опір електромережі до місця підключення трансформатора при цьому режимі має мінімальне значення, але позначається X_{max} , що має на увазі максимальний режим роботи енергосистеми. У такому режимі струм трифазного КЗ на виводах ВН трансформатора має максимальне значення. Цей струм враховується при виборі струму спрацювання струмових відсічок, які встановлюються на стороні ВН трансформатора, а також для вибору апаратури і кабелів сторони НН.

Мінімальне значення струмів при КЗ на стороні 0,4 кВ розраховується з урахуванням перехідного активного опору (електричної дуги) в місці КЗ до 15 МОм. Для трансформаторів зі схемою з'єднань обмоток Д/У₀ практично розраховується

мінімальне значення струму тільки при трифазному КЗ, оскільки при однофазному КЗ на землю струм в пошкодженій фазі має таке саме значення.

Для трансформаторів зі схемою з'єднань обмоток U/U_0 розраховуються струми як при трифазному, так і при однофазному КЗ, оскільки вони значно відрізняються один від одного та для їх вимикання повинні встановлювати різні захисти.

Для трансформаторів 10 кВ з напругою сторони НН вище 1 кВ (3, 6, 10 кВ) зі схемами з'єднання обмоток U/Δ , U/U , Δ/Δ мінімальне значення струму розраховується при двофазному металічному КЗ за трансформатором.

Для усіх типів понижувальних трансформаторів мінімальне значення струмів КЗ розраховується при мінімальному режимі роботи живильної електромережі. При цьому еквівалентний електричний опір енергосистеми до місця підключення трансформатора має максимальне значення, але позначається Z_{min} , або X_{min} , що має на увазі мінімальний режим роботи енергосистеми. За мінімальними значеннями струмів КЗ визначаються коефіцієнти чутливості для усіх типів захистів трансформаторів від внутрішніх та зовнішніх КЗ.

Розрахунки струмів КЗ за понижувальним трансформатором малої потужності (практично до 1600 кВА) виконують з урахуванням активної складової повного опору трансформатора.

4.4 Вибір захисту трансформаторів 10/0,4 кВ

Трансформатори 10/0,4 кВ в сільських та міських розподільних електричних мережах потужністю до 0,63 МВА включно, як правило, захищаються плавкими запобіжниками (ПЗ) на стороні 10 і 0,4 кВ. Можливе таке поєднання як ПЗ на стороні 10 кВ та автоматичні вимикачі (автомати) на стороні 0,4 кВ. На стороні ВН трансформаторів закритих підстанцій (ЗТП) ПЗ використовуються в поєднанні з вимикачами навантаження з автоматичним приводом, які вимикаються при спрацюванні ПЗ хоча б на одній з фаз.

На стороні 10 кВ трансформаторів встановлюються, головним чином, кварцові запобіжники типу ПК або ПКТ, на стороні 0,4 кВ – також переважно кварцові типу ПН.

При виборі ПЗ необхідно вибрати номінальну напругу (на стороні ВН - 10 кВ, на стороні НН - 0,4 кВ), а також значення номінального струму вимикання ($I_{\text{ном.вим}}$) та номінального струму запобіжника ($I_{\text{ном.з}}$). Для запобіжників типу ПКТ номінальний струм запобіжника дорівнює номінальному струму плавкої вставки.

Вибір запобіжників за номінальним струмом вимикання здійснюється за виразом (4.8):

$$I_{\text{ном.вим}} > I_{k.\text{max}}, \quad (4.8)$$

де $I_{k.\text{max}}$ – максимальне значення струму при КЗ в місці установки запобіжника.

Запобіжники ПКТ-10 випускаються з номінальними струмами вимикання від 12,5 до 31,5 кА, що, як правило, дозволяє виконати умову. Запобіжники ПН-2 розраховані на струм КЗ не більше 25 кА при напрузі 0,4 кВ. Максимальне значення струму при трифазному КЗ за найбільш потужним трансформатором 10/0,4 кВ, який захищається ПЗ, тобто потужністю 0,63 МВА дорівнює 16,5 кА, що менше ніж 25 кА.

Найменший струм запобіжників (плавких вставок) типу ПКТ і ПН-2 вибирається за умови не спрацювання при допустимих перевантаження трансформатора та при роботі трансформатора в режимі холостого ходу, а також за умов селективності відносно інших захисних апаратів 13 і їх між собою та за умов забезпечення необхідної чутливості до струмів КЗ в основній зоні та зонах дальнього резервування.

Директивні матеріали рекомендують вибрати номінальні струми запобіжників (плавких вставок) такими:

а) на стороні ВН:

$$I_{\text{ном}} = 2 \cdot I_{\text{ном.тр.ВН}} \quad (4.9)$$

б) на стороні НН:

$$I_{\text{ном}} = I_{\text{ном.тр.НН}} \quad (4.10)$$

за умови, що трансформатор працює без довготривалих перевантажень. В цих випадках запобіжники на стороні НН трансформатора захищають трансформатор від перевантажень та резервують захисні апарати ліній, що відходять, при КЗ в мережі цієї напруги. Запобіжники на стороні ВН захищають трансформатор тільки від КЗ на його виводах ВН та частково – від внутрішніх пошкоджень.

Для трансформаторів, з допустимими перевантаженнями, номінальні струми ПЗ на стороні 0,4 кВ повинні вибиратися згідно з розрахунками.

4.5 Вибір та розрахунок релейного захисту повітряної лінії 0,4 кВ

Для кабельних ліній 10кВ з одностороннім живленням передбачається згідно з ПУЕ [1] двоступеневий струмовий захист від міжфазних коротких замикань на лініях і захист нульової послідовності від однофазних замикань на землю.

Перший ступінь струмового захисту – струмова відсічка без витримки часу – захищає кабельну лінію і частково обмотку 10 кВ трансформаторів 10/0,4 кВ від міжфазних коротких замикань. Вона діє на миттєве вимикання лінії від живлення .

Другий ступінь струмового захисту – максимальний струмовий захист (МСЗ) з витримкою часу – забезпечує резервування струмової відсічки і запобіжників на стороні 10 кВ трансформаторів 10/0,4 кВ при їх неспрацьовуванні.

Уставку спрацьовування струмової відсічки розраховують, виходячи з наступних умов: 1) вона повинна захищати всю лінію і частково первинні обмотки трансформаторів 10/0,4 кВ; 2) вона не повинна спрацьовувати при коротких замиканнях на стороні 0,4 кВ трансформаторів і при кидках струмів при їх вмиканні під напругу, за формулою (4.11):

$$I_{CB} = 1,2 I_{\text{min}}^{3k}, \quad (4.11)$$

де I_{CB} - уставка струмової відсічки, А;

I_{min}^{3k} - значення струмів у лініях при трифазних коротких замиканнях на стороні 0,4 кВ трансформаторів 10/0,4 кВ.

Умови перевірки струмової відсічки на правильність функціонування згідно з ПУЕ [1] такі: 1) на відповідність коефіцієнта чутливості K_{CB} струмової відсічки нормам ПУЕ за формулою (4.12):

$$K_{CB} = \frac{I^{2K}}{I_{CB}}, \quad (4.12)$$

де I_{K2K4}^{2k} - струм у лініях при двофазних коротких замиканнях в кінці ліній, А;
2) на неспрацьовування від кидка струму при одночасному вмиканню під напругу трансформаторів 10/0,4 кВ за формулою (4.13):

$$I_{CB} > 4 \cdot \sum I_{BH}^{HOM}, \quad (4.13)$$

Уставку спрацьовування максимального струмового захисту (МСЗ) ліній розраховуємо за формулою (4.14):

$$I_{МСЗ} = \frac{K_3 \cdot K_{C3П} \cdot I_{МАКС}}{K_{П}}, \quad (4.14)$$

де $K_3 = 1,2$ - коефіцієнт запасу;

$K_{C3П} = 1,2$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів;

$K_{П} = 0,85$ – коефіцієнт повернення струмового реле;

$I_{МАКС}$ - максимальний робочий струм лінії.

Умови перевірки МСЗ на правильність функціонування полягає у відповідності коефіцієнта чутливості МСЗ нормам ПУЕ встановлюють за формулою (4.15):

$$K_{МСЗ} = \frac{I^{1K}}{I_{МСЗ}} > 1,2, \quad (4.15)$$

де I^{1K} - струм в лінії при однофазному к.з. на шинах 0,4 кВ визначають за формулою (4.16):

$$I^{1K} = \frac{2 \cdot I^{3K}}{3}, \quad (4.16)$$

де I^{3K} - струм в лінії при трифазному к.з. на шинах 0,4 кВ. Якщо уставка (струм) спрацьовування МСЗ не відповідає вимогам ПУЕ за коефіцієнтом чутливості МСЗ, то необхідно використати комбінований струмовий захист з пуском за мінімальною напругою або симетричними складовими за напругою чи струмом [3,4,5].

Уставку витримки часу при спрацьовуванні МСЗ вибирають, виходячи з наступних умов: 1) витримка часу повинна бути меншою інтервалу часу термостійкості кабеля при протіканні через нього струму трифазного к.з; 2) витримка часу повинна бути більшою ніж у три рази згідно з ПУЕ від часу спрацьовування запобіжників на стороні ВН трансформаторів 10/0,4 кВ.

Інтервал часу t_1 термостійкості кабелю обчислюють за формулою (4.17):

$$t_1 = \left(\frac{F}{\alpha I^{3K}}\right)^2 \quad (4.17)$$

де F - прийнятий поперечний переріз ліній, мм²;

I^{3K} - струм в лініях при трифазному к.з. на початку лінії (на шинах 10 кВ), А;

$\alpha = 0.01$ – розрахунковий коефіцієнт для кабелів з алюмінієвими жилами.

Запобіжники на стороні ВН трансформаторів 10/0,4 кВ вибирають наступним чином. Розрахунковий $I_{ПВ}^P$ струм плавкої вставки обчислюють за формулою (4.18):

$$I_{ПВ}^P = 2I_{ВН}^{НОМ}, \quad (4.18)$$

де $I_{ВН}^{НОМ}$ - номінальний струм первинної обмотки трансформатора 10 кВ, А.

За розрахунковим струмом згідно з рис. А1 (див. Додаток А) приймають плавку вставку із стандартним номінальним струмом, найближчим до розрахункового значення в більшу або меншу сторону з урахуванням похибки спрацьовування запобіжника плюс – мінус 20.

Визначають час спрацювання (плавлення) плавкої ставки таким чином: на нижній осі (вісь абсцис) струмів відкладають значення струму в лінії і, отже, в обмотці ВН трансформатора 10/0,4 кВ при двофазному к.з. на шинах 0,4 кВ і піднімають перпендикуляр до перетину з кривою, що відповідає вибраній плавкій

вставці. Від точки перетину опускають перпендикуляр на вісь часу (вісь ординат).

Перевірку чутливості запобіжника виконують за формулою (4.19):

$$K_{3П} = \frac{I_{BH}^{1K}}{I_{ПВ}^{НОМ}}, \quad (4.19)$$

де $K_{3П}$ - коефіцієнт чутливості запобіжника;

I_{BH}^{1K} - струм в лінії і в первинній обмотці трансформатора при однофазному к.з. на виводах його вторинної обмотки;

$I_{ПВ}^{НОМ}$ - номінальний стандартний струм прийнятої плавкої вставки запобіжника.

Якщо $K_{3П} < 3$, то необхідно прийняти номінальний стандартний струм плавкої вставки на крок менше.

Витримку часу спрацьовування МСЗ приймаємо в три рази більшою за час спрацьовування запобіжника, тобто (4.20):

$$T_{МСЗ} > 3T_{ПВ}. \quad (4.20)$$

Вона повинна бути меншою за час термічної стійкості кабеля.

За результатами розрахунків релейних захистів будуємо так звану карту селективності захистів, яка показує зони дії захистів відносно довжини лінії і узгодження часу їх спрацьовування.

На горизонтальній осі абсцис відкладаємо довжину самої довгої лінії у кілометрах, на вертикальній осі - струми коротких замикань. Будуємо прямолінійну залежність струмів двофазних і трифазних коротких замикань від довжини лінії за трьома точками:

- 1) початок лінії (шини 10 кВ);
- 2) кінець лінії;
- 3) шини 0,4 кВ.

На осі струмів відкладаємо значення уставок спрацьовування струмової відсічки та максимального струмового захисту і проводимо прямі лінії, паралельні осі

абсцис. Точки перетину ліній уставок з лініями струмів к.з. і визначають зони дії захистів.

Для захисту кабельних ліній 10 кВ від однофазних замикання на землю прийнято захист нульової послідовності, який діє на сигналізацію для оперативного персоналу підстанції 110/10 кВ. Уставку спрацьовування захисту $I_{ЗНП}$ розраховуємо за умовою відстройки захисту від власного ємнісного струму I_{BC} за формулою (4.21):

$$I_{ЗНП} = K_K K_B I_{BC}, \quad (4.21)$$

де $K_K = 1,5$ – коефіцієнт кидка струму при вмиканні лінії під напругу;

$K_B = 1,2$ – коефіцієнт відстройки;

I_{BC} – сумарний власний ємнісний струм ліній, підключених до одного вимикача 10 кВ, де встановлений цей захист.

Перевірку захисту нульової послідовності виконуємо за коефіцієнтом чутливості $K_{ЗНП}$ за формулою (4.22):

$$K_{ЗНП} = (I_C^{1K} - I_{BC}) / I_{ЗНП}, \quad (4.22)$$

На цьому розрахунок релейних захистів вважається закінченим.

Висновок до розділу 4

В даному розділі був розрахований захист трансформатора 10/0,4 кВ, та захист ліній 10 кВ і 0,4 кВ. Для цих елементів вибрані захисти: струмова відсічка та максимальний струмовий захист, розраховані уставки спрацьовування та вибрані уставки за струмом і часом. Розраховані захисти задовольняють умовам чутливості.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС РЕКОНСТРУКЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 10/0,4КВ

5.1 Вступ

Мета розділу – розроблення заходів щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих та небезпечних виробничих чинників, які виникають під час реконструкції ТП 10/0,4 кВ.

Об'єкт дослідження – трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ, що знаходиться на вул. Грушевського, №13, в с. Діброва, Васильківського району, Київської області. Трансформаторна підстанція використовується для живлення мережі 0,4 кВ.

Предмет дослідження – забезпечення безпечного перебування обслуговуючого персоналу на території ТП 10/0,4 за допомогою введення заходів з охорони праці.

Завдання досліджень, що передбачають в кінцевому варіанті:

- аналіз умов праці під час експлуатації ТП.
- обґрунтування рішень щодо безпечного розташування обслуговуючого персоналу під час реконструкції на ТП 10/0,4 кВ.

Розділ «Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під реконструкції трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ» виконується з урахуванням вимог [11], а також відповідно до [16-18], виконання яких гарантує безпечне обслуговування обладнання та пристроїв.

5.2 Технічна характеристика трансформатора

Трансформатор серії ТМ – 160 – 10 – 0,4 кВ призначений для роботи в електромережах за напругою 10 кВ в закритих електроустановках, та призначений для зниження високої напруги яка живить електромережі 0,4 кВ.

Характеристику трансформатора ТМ – 160 – 10 – 0,4 кВ зазначено в табл. 5.1 та табл. 5.2

Таблиця 5.1 Характеристика трансформатора

Потужність тр-ра, кВА	Втрати х.х, Вт/ Втрати к.з, Вт У/УН-0	Втрати к.з, Вт Д/УН-11	Напруга короткого замикання, %	Маса масла, кг
160	400/2650	3100	4,5	185

Таблиця 5.2 Характеристика трансформатора

Довжина, см	Ширина, см	Висота, см	Маса, кг
4440	2630	1950	635

Вводи ВН та НН знімні. Типи вводів на стороні ВН - ВСТА – 10/250, на стороні НН – ВСТ 1/250. Трансформаторне масло має пробивний струм 40кВ.

Встановлено автоматичний датчик iStick Pico 8436Z, для запобігання короткого замикання на трансформаторі. Який автоматично передає сигнал до диспетчерського центру районного підрозділу через GSM модуль.

5.3 Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів

До фізичних негативних факторів виробничого середовища відносяться:

1) електромагнітні фактори (підвищений рівень напруги і струму в електричній мережі, небезпека ураження електричним струмом).

2) робота з масляними речовинами (можливість вибуху, опіків, загоряння)

Окрема група факторів, що впливає на здоров'я персоналу є :

– важкість праці (навантаження на опорно – рушійні органи і функціональні системи організму, підйом важких елементів).

– напруженість праці (навантаження на центральну нервову систему, органи чуття, емоційну сферу – інтелектуальне, емоційне навантаження, ступінь монотонності навантаження) - (робота в одну зміну);

5.4 Вибір і розрахунок технічних засобів і заходів безпеки до електроустановок

Працівники з IV групою електробезпеки виконують такі роботи:

- 1) Відключення живлення на стороні ВН;
- 2) Встановлення трансформаторної підстанції;
- 3) Встановлення запобіжників;
- 4) Підключення сторони ВН та НН до мережі;
- 5) Перевірка трансформатора;
- 6) Вимірювання напруги;
- 7) Введення трансформатора в роботу.

Ремонтні роботи виконують без напруги (під час відключення трансформатора) за нарядом – допуском.

В наряді – допуску встановлено порядок виконання монтажних та ремонтно – профілактичних робіт. Усі працівники мають засоби індивідуального захисту.

Під час підключення та відключення трансформатора і перевірки захисного заземлення використовують додаткові діелектрично - захищені засоби: діелектричні рукавички та вимірювальні засоби (електровимірювальні кліщі).

Весь персонал що здійснює оперативне, технічне і ремонтне обслуговування, на об'єкті має спеціальний одяг, спеціальне взуття і інші засоби індивідуального захисту, які приведені в табл. 5.3.

Заземлення корпусів та інших частин виробничих і побутових електроустановок, які не перебувають зазвичай під напругою, дозволяє відвести електричний струм в ґрунт. Монтаж системи заземлення передбачає установку заземлюючих штирів і кріплення до них заземлюючих провідників, приєднаних до корпусів трансформатора.

Таблиця 5.3 – Засоби індивідуального захисту

Вид захисту	Тип
Запобіжний пояс для виконання робіт на висоті	CB221a
Окуляри захисні від механічних пошкоджень	OZON 7-014
Захисний одяг	Еп-4
Каска	PW97
Шкіряні рукавиці від механічних ушкоджень	DF132
Захисне взуття	S031 S1
Показник напруги	УВНУ-500 СЗИП

Вихідними даними для розрахунку будуть:

- напруга трансформатора на стороні ВН – 10 кВ;
- струм замикання на землю – 20 А;
- сумарна потужність – 160 кВт;
- ґрунт території розміщення електроустаткування – чорнозем.

Для початку визначимо допустимий опір ЕУ. Для ЕУ напругою 10 кВ можна прийняти до розрахунку опір 4 Ом.

Оскільки природні заземлювачі відсутні, перейдемо до розрахунку штучних заземлювачів. Для розрахунку будемо використовувати метод коефіцієнта використання електродів.

Потрібно обрати метод розміщення заземлювачів. Зазвичай є два методи розміщення заземлювачів: у низці та контурі.

Для цього об'єкту було обрано розміщувати електроди по контуру електроустановки.

В якості вертикальних заземлювачів будемо використовувати металеві прuti довжиною 3 м та діаметром 10 мм. В якості горизонтального заземлювача будемо також використовувати металевий прут довжиною приблизно 10 м, та діаметром 10 мм.

Оскільки об'єкт дослідження знаходиться у Київській області, де переважають чорноземні ґрунти, беремо до розрахунку чорнозем, що має питомий опір ґрунту – 30 Ом/м, та беручи до уваги середню вологість ґрунту в даній області, коефіцієнт сезонності ψ_i приймаємо 1,3.

Знайдемо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi = 30 \cdot 1,3 = 39 \text{ Ом/м.}$$

Заземлювачі можна розміщувати біля поверхні землі, або заглиблювати глибше зони промерзання ґрунту (цей показник становить 0,7..0,8 м). В нашому випадку будемо заглиблювати заземлювачі на глибину 0,8 м.

Перейдемо до розрахунку опору розтікання вертикального заземлювача:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left(\ln \frac{2 \cdot l_1}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1} \right) = \frac{39}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,01} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 13,396 \text{ Ом.}$$

де, $\rho_{\text{розр}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту для ВЗ, Ом · м;

l_1 – довжина ВЗ, м;

d – діаметр, м;

t – відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ, яку визначають за формулою:

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ м,} \quad (5.1)$$

де t_0 – відстань від поверхні ґрунту, м.

Отже, оскільки $R_B > R_{\text{шт}}$ (13,396 Ом > 4 Ом), тоді потрібно сполучити декілька вертикальних заземлювачів.

Розрахуємо необхідну кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_{B1}}{R_{\text{шт}} \cdot \eta_e} = \frac{13,396}{4 \cdot 0,59} = 5,905 \text{ шт.}$$

Округливши, отримуємо $n = 6$ вертикальних заземлювачів.

Знайдемо відстань між заземлювачами з співвідношення:

$$a = l_1 \cdot \eta_e = 3 \cdot 0,59 = 1,77 \text{ м.}$$

Розрахуємо довжину горизонтального заземлювача:

$$l_{\Gamma} = a \cdot n = 1,77 \cdot 6 = 10,62 \text{ м.}$$

Визначимо опір струму розтікання горизонтального заземлювача:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр.г.}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Gamma}} \left(\ln \frac{l_{\Gamma}^2}{d_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}} \right) = \frac{30 \cdot 3,5}{2 \cdot 3,14 \cdot 10,62} \left(\ln \frac{10,62^2}{0,01 \cdot 0,805} \right) = 17,205 \text{ Ом}$$

Де, $\rho_{\text{розр.г.}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту ГЗ, Ом · м;

t_{Γ} – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ, м;

d – діаметр ГЗ, м.

Перейдемо до визначення еквівалентного струму розтікання штучного заземлюючого пристрою:

$$R'_{\text{шт}} = \frac{R_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma}}{(R_{\text{В}} \cdot \eta_{\text{Геф}} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{\text{Веф}})} = \frac{13,396 \cdot 17,205}{(13,396 \cdot 0,4 + 17,205 \cdot 6 \cdot 0,59)} = 2,35 \text{ Ом}$$

Оскільки отримане значення опору штучного заземлюючого пристрою не перевищує значення що дорівнює 4 Ом, то розрахунки виконано правильно та беремо до встановлення 6 вертикальних заземлювачів, на відстані 0,8 м від поверхні землі.

Загальний вид захисного заземлення показано на рис. 5.1.

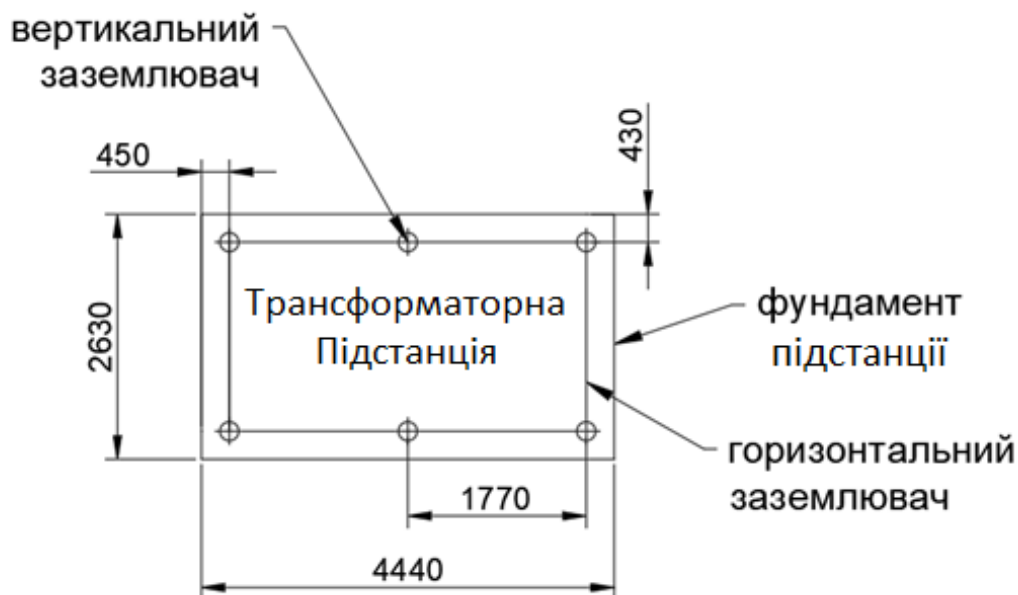


Рисунок 5.1 – План захисного заземлюючого пристрою

5.5 Охорона праці при виконанні монтажних робіт на підстанції

Проведення монтажних робіт на території підстанції буде виконуватись бригадою з 4 осіб та III групою електробезпеки. Оскільки підстанція має в роботі два трансформатори 10/0,4 кВ, то при реконструкції підстанція буде постійно знаходитися в роботі і знеструмлена буде тільки частина ВРП 10/0,4 кВ на якій будуть проводитися роботи.

До початку виконання робіт монтажною організацією крук розробляє проект, який погоджується з експлуатуючою організацією.

Даним проектом визначається:

- підготовчі роботи перед початком реконструкції;
- порядок та послідовність проведення демонтажних та монтажних робіт;
- перелік та необхідний обсяг автомобілів, механізмів та обладнання для виконання робіт;
- необхідний склад працівників з групами з електробезпеки для виконання кожної із операцій реконструкції.

Всі роботи з реконструкції виконуються відповідно з вимогами діючих нормативних документів з охорони праці, а також згідно з інструкціями з охорони праці діючих в рамках конкретного монтажного підприємства. На протязі всієї реконструкції перед початком на кожній із ділянок визначаються обсяги робіт та проводяться інструктажі з охорони праці керівником робіт.

При роботі на діючих підприємствах слід виконувати наступні вимоги безпеки:

- електромонтажники повинні дотримуватися правил внутрішнього трудового розпорядку та вимог безпеки діючого підприємства;
- керуватися вимогами наряду – допуску виданого на виконання робіт;
- при виконанні робіт забороняється використовувати для закріплення технологічних та монтажних пристроїв діючі трубопроводи та обладнання, а також технологічні конструкції.

З метою забезпечення збереження і надійної роботи електричних мереж за периметром трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів і пристроїв - на відстані 3 метрів від споруди. При роботі на проектуваному устаткуванні ремонтно-експлуатаційного персоналу необхідно користуватися захисними засобами безпеки, показниками напруги, а також вивішувати попереджувальні плакати. Розподільні пристрої 10/0,4 кВ повинні бути обладнані оперативним блокуванням, що виключає помилкові дії персоналу при виробництві перемикачів.

Блокування від помилкових перемикачів повинні виключати:

- відключення (включення) роз'єднувачів при включеному вимикачі;
- включення заземлюючих ножів до відключення роз'єднувача;
- включення роз'єднувачів при включених заземлюючих ножах.

При неповному блокуванні дверей (шафи), тобто при можливості їх відкривання і проникнення до обладнання, що знаходиться під напругою, двері комірки (шафи) повинні бути замкнені на замок.

На струмопровідні частини переносні заземлення необхідно накладати в встановлених для цього місцях.

Роботи в діючих електроустановках слід проводити за нарядом, розпорядженням та в порядку поточної експлуатації.

За нарядами слід виконувати всі роботи, які не ввійшли до переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації та за розпорядженням.

Забороняється самовільне проведення робіт, а також розширення робочих місць та обсягу завдання, визначених нарядом або розпорядженням.

Виконання робіт в електроустановках в зоні дії іншого наряду слід узгоджувати з працівником, який видав попередній наряд. Узгодження оформлюється до підготовки робочого місця записом на полях наряду «Узгоджено» та за підписом працівника, який узгоджує.

5.6 Вибір заходів та засобів безпеки в надзвичайних ситуаціях

Розподільні пристрої напругою 10 кВ повинні бути обладнані оперативним блокуванням, що виключає помилкові дії персоналу при виробництві перемикачів (блокування від помилкових перемикачів) і блокуваннями, що перешкоджають ненавмисному проникненню персоналу до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою.

Блокування від помилкових перемикачів повинні виключати:

- відключення (включення) роз'єднувачів при включеному вимикачі;
- включення заземлюючих ножів до відключення роз'єднувача;
- включення роз'єднувачів при включених заземлюючих ножах.

Пожежі на виробництві представляють собою велику небезпеку для працюючих і завдають великої шкоди. Тому протипожежному захисту підприємства, цехів і дільниць має приділятися належна увага. Приміщення комплектних трансформаторних підстанцій, а також трансформаторних підстанцій з пожежної безпеки мають категорію виробництва В.

Основними первинними засобами пожежогасіння є:

- вогнегасники (пінні). Типу ОП – 1, тип порошку АВСЕ.
- пожежний інвентар (покривала з негорючого теплоізоляційного полотна, грубововняної тканини або повсті, ящики з піском, діжки з водою, пожежні відра, совкові лопати);
- пожежний інструмент (гаки, ломи, лопати, сокири).

Вони можуть розміщуватися на пожежних щитах (стендах), які встановлюються на території об'єкта з розрахунку 1 щит на площу до 5.000 кв.м.

Маслонаповнені силові трансформатори, що містять велику кількість пального мінерального масла являють собою велику пожежну небезпеку. Тому при монтажі трансформатора під ним споруджується бетонований маслоприймач, в який спускають палаюче масло в разі розриву бака і витікання палаючого масла при аварії. Яма покривається сталевими ґратами, поверх якої насипають шар гравію.

Основними причинами виникнення пожеж є порушення інструкцій і Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, а саме неприпустимі небезпечні перегріву обмоток і магнітопроводів електричних машин і трансформаторів внаслідок тривалих перевантажень, які можуть призвести до загоряння ізоляції; електрична дуга у неповному замиканні в мережі на землю і між фаз і ін. У процесі експлуатації електроустановок необхідно контролювати температуру нагрівання електричних машин, апаратів, струмоведучих частин, проводів і контактів.

Для контролю температури відкритих струмовідних шин РУ слід використовувати спеціальну термоплівку, яка при нагріванні змінює колір. Температуру масла в силових трансформаторах контролюють термометром, який постійно опущений у футлярі у верхній частині бака.

Потужні масляні трансформатори обладнуються спеціальними газовими реле, які спрацьовують у разі витoku з бака масла і неприпустимого зниження його рівня, а також у разі, коли в результаті міжвиткових к.з. в обмотці внаслідок розкладання масла виділяються гази, що заповнюють резервуар реле, від чого воно спрацьовує на сигнал або на відключення.

Особливості гасіння пожежі в електроустановках визначаються специфікою горючих матеріалів, які застосовуються в конструкціях електрообладнання, у деяких горючих речовин, які використовуються при його експлуатації. Найбільш поширеним засобом для гасіння пожежі є вода, що подається до вогнища горіння у вигляді компактного струменя або у розпиленому вигляді. Ефективність гасіння водою пояснюється її великою теплоємністю і теплотою паротворення. Кращий ефект дає гасіння розпиленою водою. Гарний результат при гасінні пожежі дає хімічна піна. Повітряно-механічна піна високої кратності є основним засобом гасіння пожеж через загоряння трансформаторного масла. Також для гасіння пожеж застосовується вуглекислота, вона може бути використана для гасіння пожеж в закритих приміщеннях. Внаслідок низької її електричної провідності нею можна гасити пожежі в електроустановках, що знаходяться під напругою.

Невелике вогнище пожежі можна швидко згасити, засипавши горючу речовину піском, накинувши на нього азбестове полотно або грубу вовняну тканину.

Гасіння пожежі електрообладнання проводять при знятій напрузі, не допускаючи переходу вогню на поряд розташовані установки. Гасити компактними струменями води палаюче масло не рекомендується щоб уникнути збільшення площі пожежі.

Захист від впливу блискавки.

В ході проектування блискавкозахисту об'єкта слід розглянути можливість дії атмосферних та комутаційних перенапруг.

Атмосферні перенапруги можуть з'явитися на електрообладнанні у разі прямого попадання блискавки. В другому випадку набігаючі хвилі перенапруги досягають відкритих і закритих електроустановок по проводах лінії.

Кількість проривів блискавки протягом року на запобіжний об'єкт у зоні захисту може бути обчислена за формулою (5.2):

$$B = \psi \cdot N, \quad (5.2)$$

де ψ - ймовірність проривів блискавки у зону захисту (0,01 або 0,001);

N - сумарна кількість ударів блискавки у блискавковідвід протягом року, ударів/рік;

$$B = 3,6 \cdot 10^{-4}.$$

Очікувану кількість уражень блискавкою N протягом року можна розрахувати за формулою (5.3):

$$N = (S + 3 \cdot h) \cdot (L + 3 \cdot h) \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (5.3)$$

де S і L - відповідно довжина і ширина захисту будівлі чи споруди, м;

h - висота будівлі чи споруди по її бокових сторонах, $h = 8$ м;

n - середнє число уражень блискавкою 1 км² поверхні землі протягом року;

$$N = 0,036514 \text{ шт.}$$

Формула враховує кількість попадань блискавки у будівлю чи споруду, яка пропорційна площі, так і сумі площ проекцій захисних зон, створюваних гранями і кутами покрівлі.

У разі, коли окремі частини будівлі (споруди) мають різну висоту, зона захисту створювана висотною частиною, може увібрати в себе інші частини. Тоді очікувану кількість уражень блискавкою N розраховують лише для висотної частини, підставляючи до формули відповідні значення габаритних розмірів.

Зона захисту блисковідводу - це частина простору, всередині якого будівля чи споруда захищена від прямих ударів блискавки із визначеним ступенем надійності.

Надійність блискавкозахисту зростає від мінімальної на межі зони із просуванням до її середини.

Висновок до розділу 5

Вибрано заходи щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають при щоденних роботах під час реконструкції ТП 10/0,4 кВ.

Проведений аналіз умов праці на місці реконструкції трансформаторної підстанції, визначені небезпечні фактори: електромагнітні фактори та робота з масляними речовинами. Вибрані відповідні засоби індивідуального захисту такі як: запобіжний пояс для виконання робіт на висоті, окуляри, захисний одяг, каска, захисне взуття, рукавиці. Розглянуто технічні та організаційні заходи, що забезпечують безпеку робіт.

Вибрано захисний контур заземлення трансформаторної підстанції, в якому було визначено необхідну довжину заземлювачів, їхню кількість та опір. Також розраховано блискавкозахист.

Вибрано заходи з охорони праці при виконанні монтажних робіт на підстанції. Також враховано заходи та засоби безпеки в надзвичайних ситуаціях.

6 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

6.1 Опис ідеї проекту

Нагальна потреба в новому будівництві та заміні фізично та морально застарілого обладнання в енергетиці вимагає чималих обсягів інвестицій, для залучення яких необхідно обґрунтувати як їхню ефективність, так і можливості своєчасного повернення вкладених коштів.

Опис ідеї стартап-проекту наведено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Розроблення оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі	Передача та розподіл електричної енергії в електроенергетичній системі	Надійність роботи
		Якість електроенергії
		Енергоефективність
	Можливість підключення до мережі нових споживачів	Безпека і зручність експлуатації
		Можливість подальшого розвитку

Для того, щоб зрозуміти чим будуть відрізнятися запропоновані перерізи ділянок електричної мережі між собою, було проведено їх техніко-економічне порівняння та аналіз потенційних переваг.

Порівняно з конкурентними варіантами конфігурації електричної мережі оптимальний варіант має забезпечувати:

- виконання вимог ПУЕ, Кодексу системи розподілу, Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж, ЛЕП, ПС, інших нормативних документів;

- менші втрати електричної енергії;
- менші експлуатаційні витрати;
- кращі показники економічної ефективності;
- менший строк окупності.

6.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного підрозділу був проведений аудит технології, за допомогою якої можна реалізувати ідею проекту.

Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз наступних складових (табл. 6.2):

Таблиця 6.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Розроблення оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі	Розрахунок режимів	Наявна	Доступна, є програмні реалізації
	Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику	Наявна	Доступна, є програмні реалізації
	Вибір трансформаторів на ПС	Наявна	Доступна
	Вибір проводів ЛЕП	Наявна	Доступна
	Вибір опор ЛЕП	Наявна	Доступна
	Розрахунок релейного захисту та автоматики	Наявна	Доступна, є програмні реалізації

На рис. 6.1 наведено три варіанти перерізів ділянок електричної мережі.



а) AsXSn-4×50

б) AsXSn-4×70

в) АBBГ-4×70

Рисунок 6.1 – Порівнювані марки проводів для ділянок електричної мережі для першого (а), другого (б) і третього (в) варіантів

Варіант 1(2)

СП-5нг (AsXSn) – самонесучий провід (s) з алюмінієвими жилами (A), в ізоляції із зшитого поліетилену стійкого до впливу ультрафіолетового випромінювання (XS), що не розповсюджує горіння (n). Робоча напруга: 1 кВ з номінальною частотою 50 Гц. Кількість жил 4.

Цей самонесучий ізольований провід відрізняється неможливістю поширення горіння. Його застосовують для будівництва електромагістралей при підвищеній пожежонебезпеці, наприклад в лісосмугах де стійкий сухий і жаркий клімат.

Крім основних відмінностей між проводами варто і відзначити специфіку їх установки. Монтаж необхідно проводити при температурі не нижче -10°C , але зауважимо, що діапазон температур при експлуатації більш широкий. Якщо ж всі умови правильної експлуатації і монтажу будуть дотримані, то самонесучий ізольований провід зможе прослужити більше 25 років.

Варіант 3

Чотири алюмінієві жили секторної форми з площею перетину 70 мм^2 кожна, покриті ізоляційним полівінілхлоридним (ПВХ) пластиком товщиною 1.4 мм різного кольору – це несуча основа кабелю. Зкрутка жил для захисту від кліматичних і механічних впливів поміщені в захисну оболонку, виконану з ПВХ пластику товщиною не менше 2.1 мм. Щоб при обробленні було можливо відокремити ізоляцію

і оболонку, між ними є поліетилентерефталатна (ПЕТ) плівка, яка навивається внахлист.

В результаті розрахунковий діаметр по зовнішній поверхні дорівнює 31 мм².

Враховуючи особливості виконання кабелю його можна застосовувати для протягання:

- в сухих або з підвищеною вологістю виробничих будівлях, кабель-каналах, кабельних напівповерхах, колекторах, експлуатованих приміщеннях. А при наявності середовища з невеликої або високу корозійну активність, то навіть в частково затоплюваних спорудах;

- в повітрі без будь-якої небезпеки механічних пошкоджень в ході застосування;

- по мостам та в блоках, в спеціальних кабельних естакадах;

- на електричних станціях, в якості електропроводки в оселях і господарських будівлях, в промислових і електричних пристроях, освітлювальних і розподільних пристроях, в міських мережах.

З огляду на конструкцію, визначимо застосування кабелю - прокладається відкрито (під небом), при контакті з водою (підвали, тунелі), а також в будівлях. Чи не сприймає ударних і вібраційних навантажень, розуміється виключно стаціонарне розташування (при експлуатації не переміщують). Оболонка і ізоляція не поширюють горіння при одиночному розташуванні провідника.

Даний вид кабелю поширює горіння при одиночній прокладці. При експлуатації робоча температура всіх жил АВВГ 4×70: + 70 ° С, не вище.

Монтаж при температурі не нижче -15 ° С. У всіх інших випадках необхідний додатковий прогрів виробу.

6.3 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту

Визначаються наближені значення сумарних втрат активної потужності режиму максимальних навантажень останнього року розрахункового періоду в лініях

Таблиця 6.5 – Розрахунок втрат активної потужності в ЛЕП останнього року розрахункового періоду, кВт, для третього варіанта

Третій варіант							
Ділянка	Переріз	Довжина, км	r_0 , Ом/км	r_i , Ом	Для останнього року розрахункового періоду		
					P_i , кВт	Q_i , кВАр	ΔP , Вт
22-8	АВВГ- 4×70	0,452	0,447	0,202	25,0	10,6	932,5
8-6		0,025		0,011	31,5	13,4	81,9
6-2		0,11		0,049	33,0	14,1	395,4
2-ТП1293		0,025		0,011	33,3	14,2	91,5
Разом:							1501,2

Був визначений обсяг інвестиційних витрат – повних капіталовкладень в мережу (табл. 6.6-6.7) в цінах 2015 року.

Таблиця 6.6 – Розрахунок капіталовкладень в підстанції

Код ТП	Потужність і кількість трансформаторів	Загальна кошторисна вартість, тис. грн.
ТП-1293	1×160	110,319

Таблиця 6.7 – Розрахунок капіталовкладень у ЛЕП

Ділянка	Довжина, км	Варіант 1			Варіант 2			Варіант 3		
		Переріз, мм ²	Вартість, тис. грн.		Переріз, мм ²	Вартість, тис. грн.		Переріз, мм ²	Вартість, тис. грн.	
			1 км	Загальна		1 км	Загальна		1 км	Загальна
22-8	0,452	AsXSn-4×50	545,986	246,79	AsXSn-4×70	742,217	335,48	АВВГ-4×70	556,24	251,42
8-6	0,025			13,65			18,56			13,91
6-2	0,11			60,06			81,64			61,19
2-ТП1293	0,025			13,65			18,56			13,91
Разом:				334,1			454,2			340,4

Таким чином, сумарні інвестиції в підстанції і ЛЕП складуть (6.2):

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ПС}} + K_{\text{ЛЕП}}, \quad (6.2)$$

де $K_{\text{ПС}}$ – капіталовкладення (інвестиції) в підстанцію (з табл. 6.6);

$K_{\text{ЛЕП}}$ – капіталовкладення (інвестиції) в ЛЕП (з табл. 6.7).

Для варіанта 1:

$$K_{\Sigma 1} = 110,319 + 334,1 = 444,419 \text{ тис. грн.}$$

Для варіанта 2:

$$K_{\Sigma 2} = 110,319 + 454,2 = 564,519 \text{ тис. грн.}$$

Для варіанта 3:

$$K_{\Sigma 3} = 110,319 + 340,4 = 450,719 \text{ тис. грн.}$$

Втрати активної потужності в ЛЕП, отримані з розрахунку поточкорозподілу в режимі максимальних навантажень пунктів.

Для варіанта 1:

$$\Delta P_{\Sigma 1} = 2,149 \text{ кВт.}$$

Для варіанта 2:

$$\Delta P_{\Sigma 2} = 1,478 \text{ кВт.}$$

Для варіанта 3:

$$\Delta P_{\Sigma 3} = 1,501 \text{ кВт.}$$

Час максимальних втрат електроенергії:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{1800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 809,564 \frac{\text{год}}{\text{рік}},$$

де $T_{max} = 1800$ год/рік – час використання максимального навантаження.

Втрати активної енергії в ЛЕП складуть:

Для варіанта 1:

$$\Delta A_1 = \Delta P_{\Sigma 1} \cdot \tau = 2,149 \cdot 809,564 = 1740,077 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Для варіанта 2:

$$\Delta A_2 = \Delta P_{\Sigma 2} \cdot \tau = 1,478 \cdot 809,564 = 1196,293 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Для варіанта 3:

$$\Delta A_3 = \Delta P_{\Sigma 3} \cdot \tau = 1,501 \cdot 809,564 = 1215,318 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Сумарні втрати активної потужності в трансформаторі будуть однакові для всіх варіантів:

$$\Delta P_{\Sigma K3} = \Sigma \Delta P_{TZ} = 2,65 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma XX} = \Sigma \Delta P_{TY} = 0,51 \text{ кВт.}$$

Результати розрахунку річних витрат наведено в табл. 6.8.

Таблиця 6.8 – Розрахунок річних витрат

Витрати	Варіант		
	1	2	3
Щорічні експлуатаційні витрати на обслуговування та ремонт, тис. грн.			
ПЛ: $3,8 \% \cdot K_{\text{ЛЕП}}$	12,696	17,26	12,935
ПС: $4,3 \% \cdot K_{\text{ПС}}$	4,744		
Разом:	17,44	22,003	17,679
Амортизаційні відрахування, тис. грн.			
ПЛ: $3,0 \% \cdot K_{\text{ЛЕП}}$	10,023	13,626	10,212
ПС: $0,6 \% \cdot K_{\text{ПС}}$	0,662		
Разом:	10,685	14,288	10,874
Вартість втрат електричної енергії, тис. грн.			
В трансформаторах: к.з.: $C_{\text{ВХ}} \cdot \Delta A_{\Sigma \text{КЗ}}$	4,291		
В трансформаторах х.х.: $C_{\text{ВХ}} \cdot 0,75 \cdot \Delta A_{\Sigma \text{ХХ}}$	0,619		
В ЛЕП: $C_{\text{ВХ}} \cdot \Delta A$	3,48	2,393	2,431
Разом:	8,39	7,303	7,341
Разом витрат (В):	36,515	43,594	35,893

Величина сумарного максимального навантаження $P_{\text{max}} = 122,8$ кВт.

Для всіх варіантів розвитку схем прийняті припущення:

1) максимальні навантаження споживачів і число годин використання максимуму навантаження (T_{max}) приймаються незмінними протягом всього періоду експлуатації;

2) величина цінової надбавки (різниця тарифів на виході і вході в мережу) приймається рівною: $C_{\text{ВИХ}} - C_{\text{ВХ}} = 50$ коп./кВт · год;

3) податок на прибуток $p = 16$ %;

4) норма прибутку $E = 0,1$ 1/рік;

5) тариф на вході в мережу: $C_{\text{ВХ}} = 2$ грн./кВт · год.

Дохід однаковий для всіх варіантів:

$$D = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot (C_{\text{ВИХ}} - C_{\text{ВХ}}) = 122,8 \cdot 1800 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 110,52 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок основних фінансово-економічних показників проекту наведено в табл. 6.9.

Таблиця 6.9 – Розрахунок економічних показників

Показники	Варіант		
	1	2	3
Середньорічний обсяг електричної енергії, що передається мережею, $W_{\text{пер}}$, кВт*год/рік	1075728		
Дохід, тис. грн./рік	110,52		
Балансовий прибуток: $\Pi_6 = D - B$, тис. грн./рік	74,005	66,926	74,627
Податок на прибуток: $H_{\Pi} = p \cdot \Pi_6$, тис. грн./рік	11,841	10,708	11,94
Чистий прибуток: $\Pi_p = \Pi_6 - H_{\Pi}$, тис. грн./рік	62,165	56,218	62,686
Інтегральний ефект, $\Pi_{\text{дс}} = (\Pi_p + A_p)/E_n - K$, тис. грн.	284,076	140,54	284,883
Рентабельність інвестицій: $R_i = (\Pi_p + A_p)/K$, 1/рік	0,164	0,125	0,163
Строк окупності: $T_{\text{ок}} = 1/R_i$, років	6,101	8,007	6,127
Сумарні дисконтовані витрати: $Z_{\text{дс}i} = \frac{B_{\text{е}i} + B_{\text{втр}i}}{E_n} + K_i$, тис. грн.	702,716	857,578	700,915

З метою врахування ризиків, пов'язаних з можливими похибками в прогнозуванні вихідних даних, був проведений аналіз чутливості критеріїв ефективності інтегрального ефекту і строку окупності від зміни цінової надбавки в мережі, а також інтегрального ефекту від тарифу на входу в мережу. Відповідні графіки зображено на рис. 6.2-6.4.

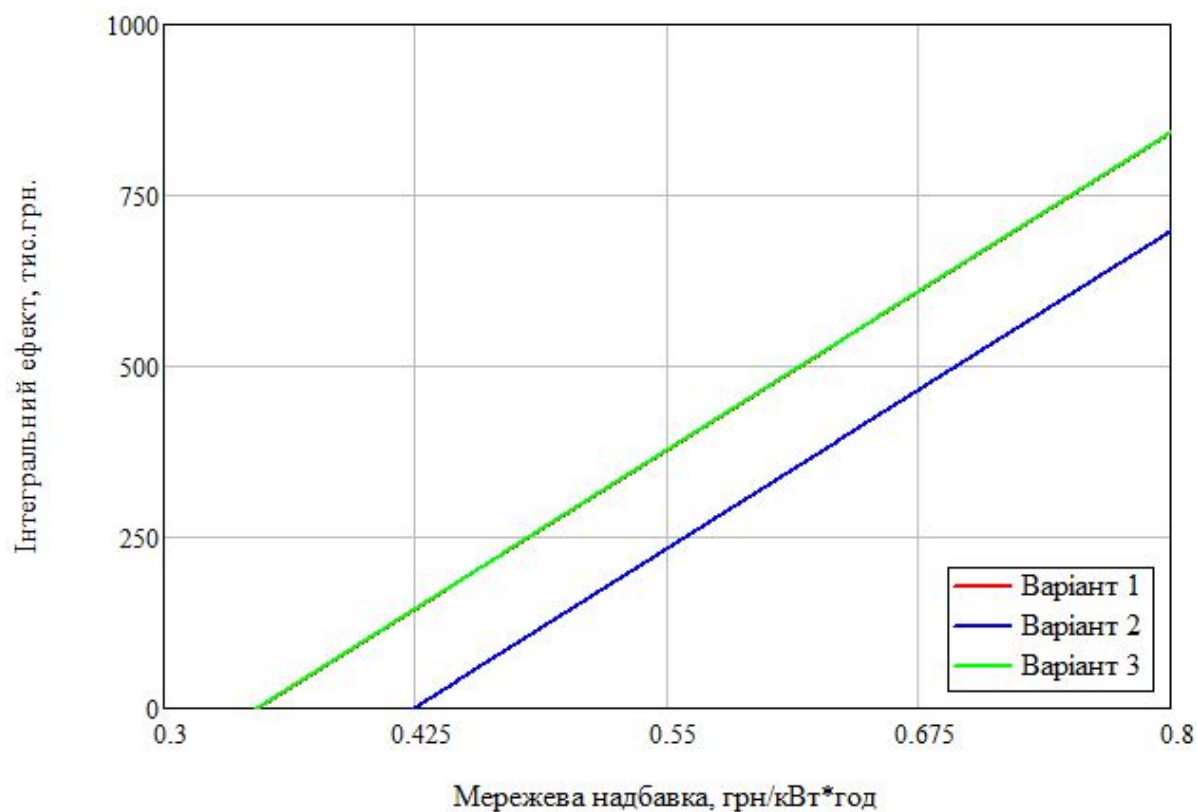


Рисунок 6.2 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни мережевої надбавки

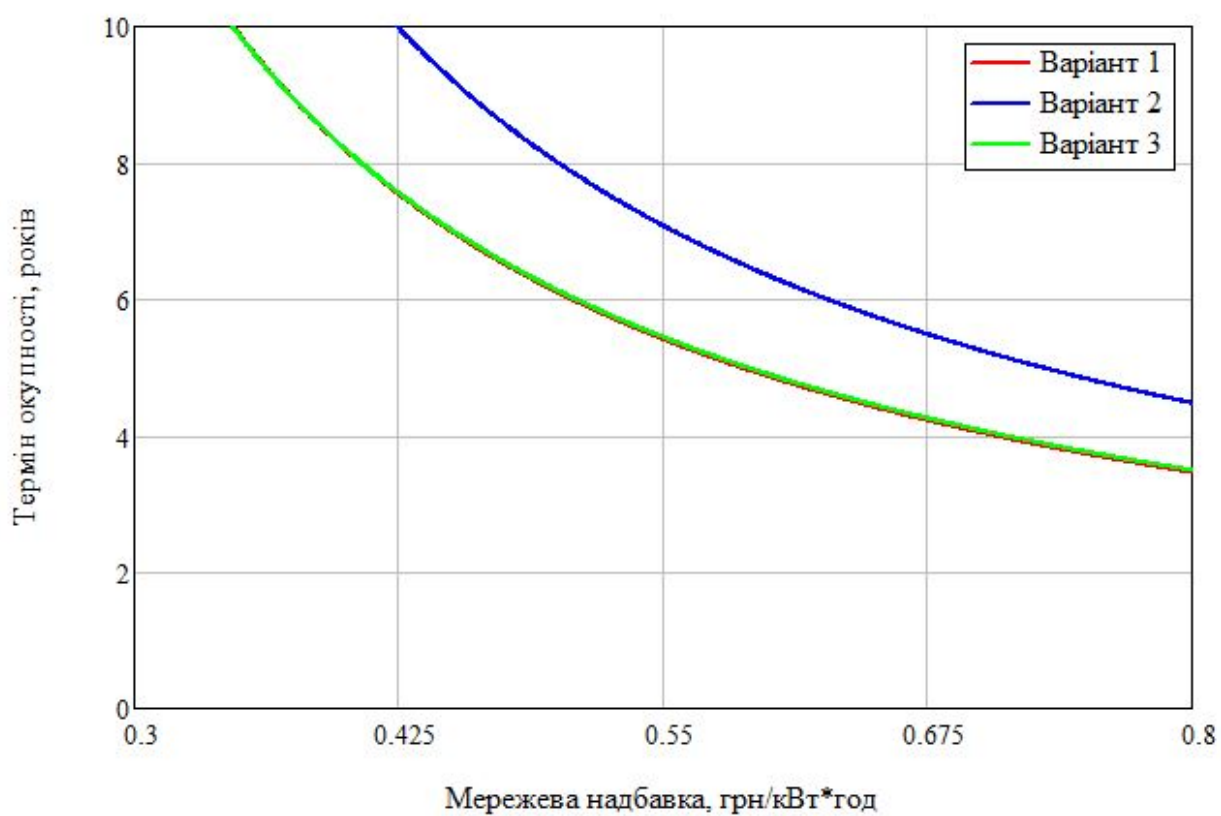


Рисунок 6.3 – Графік залежності строку окупності від зміни мережевої надбавки

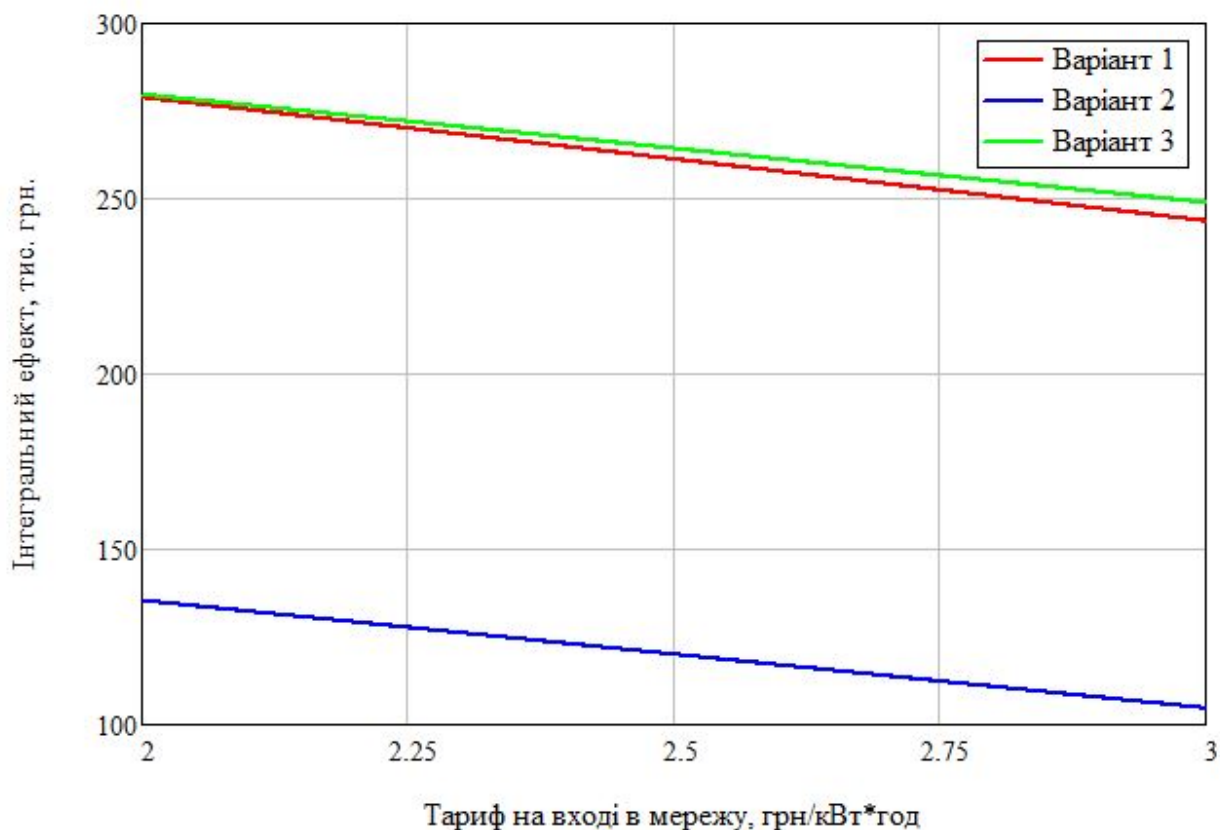


Рисунок 6.4 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни тарифу на вході в мережу

З графіків (рис. 6.2-6.3) видно, що при зміні величини цінової надбавки за передачу електроенергії в мережі 1 та 3 варіанти залишаються оптимальними, але при величині їх менше 0,32 грн./кВт·год вони стають нерентабельними. Для другого варіанта це значення становить 0,42 грн./кВт·год.

При зростанні тарифу на вході в мережу (рис. 6.4) рентабельність інвестицій знижується, але дуже незначно.

Проведений аналіз потенційних техніко-економічних переваг ідеї варіанту передбачає:

- визначення переліку техніко – економічних властивостей та характеристик;
- визначення техніко-економічних показників;

– проведення порівняльного аналізу показників: для власної ідеї визначаються показники, що мають а) гірші значення (W, слабкі); б) аналогічні (N, нейтральні) значення; в) кращі значення (S, сильні) (табл. 6.10).

Таблиця 6.10 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї проекту	Конкурентні варіанти			W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		Конкурент 1 (B1)	Конкурент 2 (B2)	Конкурент 3 (B3)			
1	Капіталовкладення в ПЛ, тис. грн.	334,1	454,2	340,4	B2	B3	B1
2	Капіталовкладення в ПС, тис. грн.	110,319	110,319	110,319	–	B1, B2, B3	–
3	Вартість втрат електричної енергії, тис. грн.	8,39	7,303	7,341	B1	B3	B2
4	Щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн.	17,44	22,003	17,679	B2	B3	B1
5	Інтегральний ефект, тис. грн.	284,076	140,54	284,883	B2	B1	B3

Визначений перелік слабких, сильних та нейтральних характеристик та властивостей ідеї потенційного товару є підґрунтям для формування його конкурентоспроможності.

6.4 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Був складаний SWOT-аналіз (матриці аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities) на основі виділених ринкових загроз та можливостей, та сильних і слабких сторін (табл. 6.11).

Таблиця 6.11 – SWOT-аналіз стартап-проекту

Сильні сторони: - надійність роботи; - низькі втрати електричної енергії; - кращі показники економічної ефективності;	Слабкі сторони: - високі капіталовкладення в мережу;
Можливості: - мережею, що пропонується можна передати значно більший обсяг електричної енергії, тобто підключити нових споживачів;	Загрози: - встановлення Державним регулятором тарифу на передачу (розподіл) електроенергії меншого за розрахований; - обсяг електроенергії може виявитись меншим за розрахунковий; - зростання тарифів на виробіток електричної енергії, що позначиться на вартості її втрат;

Висновок до розділу 6

Розглянуто стартап-проект з вибору оптимального перерізу ділянок схеми електричної мережі.

При встановленні цінової надбавки в розмірі 50 коп/кВт·год за передачу електроенергії в мережі, проектний варіант матиме позитивний інтегральний ефект, що дозволяє покрити всі поточні витрати та відшкодувати понесені капіталовкладення за менший строк окупності. Аналізуючи потребу в потужності в роботі та рентабельність даного стартап-проекту, ринкова комерціалізація проекту є актуальною та буде мати попит на ринку.

З наведених трьох альтернатив доцільно обрати перший варіант для ринкової реалізації проекту.

ВИСНОВКИ

1. Визначено тривалість, класи наслідків та обсяг можливого економічного збитку об'єкту будівництва.
2. Спроектований проект електричної знижувальної підстанції 110/35/10 кВ.
3. Розраховано потужність існуючого та проектного силового трансформатора. Вибрано та перевірено переріз повітряної лінії.
4. Проведений аналіз релейного захисту повітряної лінії. Визначено струми короткого замикання за трансформаторами.
5. Розроблено заходи щодо запобігання та зменшення впливу шкідливих та небезпечних чинників, які виникають під час реконструкції підстанції 10/0,4 кВ.
6. В межах стартап-проекту вибрано оптимально – фінансовий варіант реконструкції електричної мережі.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сулейманов В.М. Электричні мережі та системи / В.М. Сулейманов, Т.Л. Кацадзе. – К.: НТУУ «КПІ», 2008.
2. Рожкова Л.С., Кузьмин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 648 с.
3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П., Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 608 с.
4. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику./ Методика. Загальні методичні положення. Затверджені наказом Міненерго України від 23.02.95. №1ПС та введені в дію з 01.03.95, -51 с.
5. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику./ Методика. Енергосистеми й електричні мережі. Затверджені наказом Міненерго України від 20.01.97 №1ПС та введені в дію з 01.01.97.
6. ГКД 341.004.003-94. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище.
7. ГКД 341.004.001-94. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ.
8. ГКД 341.004. 002-94. Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередач 0,38-750 кВ. Проводи ліній електропередачі 35-750 кВ.
9. Методи розрахунку і аналізу електричних полів в високовольтних конструкціях і апаратах: метод. вказівки до виконання розрахункової роботи з дисц. для студ. напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Уклад.: Є. О. Троценко, І. М. Маслюченко. – К. : НТУУ «КПІ», 2015. – 36 с.
10. В.О. Бржезицький, д-р техн. наук, проф., В.М. Сулейманов, канд. техн. наук, проф., Є.О. Троценко, канд. техн. наук, доц., В.І. Хомініч, канд. техн. наук, доц., А.Г. Кулакевич, магістрант. Експериментальне дослідження електричного поля повітряної лінії електропередавання змінного струму класу 330 кВ // Енергетика: економіка, технологія, екологія – 2016 – №2 – С. 7-12.

11. Стандарт організації України 40.1-00013741-36 – К.:2010. – 44 с.
12. Розрахунок уставок диференціального захисту трансформатора на терміналі RET 670 – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://raschet.info/view_post.php?id=65
13. Розрахунок уставок резервних захистів триобмоткового трансформатора – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://raschet.info/view_post.php?id=115#4
14. Правила улаштування електроустановок. – Харків: Індустрія, 2017 – 800 с.
15. ДНАОП 64.2-1.06-98. «Правила безпеки при роботах на повітряних лініях і лініях зв'язку».
16. ДСН 239-96 «Державні санітарні норми і правила захисту населення від впливу електромагнітних випромінювань».
17. ДСН 3.3.6.042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень».
18. Балаков Ю. Н. Проектирование схем электроустановок: Учеб. Пособие для вузов / Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов: - Москва: Издательский дом МЭИ, 2006. – 288 с.
19. Свирен С. Я. Электрические станции, подстанции и сети: Пособие по курсовому и дипломному проектированию / С.Я. Свирен. – Киев: Государственное издательство технической литературы УССР, 1962. – 308 с.
20. Правила улаштування електроустановок. – 5-те вид., перероблення і доповнення. - К. Міненерговугілля України, 2014.- 793 с.
21. Карапетян И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файсибович, И. М. Шапиро. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.
22. НПАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок (затверджене наказом Державного комітету по нагляду за охороною праці від 06.10.97, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 13 січня 1998 р. за №11/2451).
23. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (затверджене наказом Міністерства праці та соціальної політики від 09.01.98, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10 лютого 1998 р. за №93/2533).

Doc vs My Database

87.43% Originality

12.57% Similarity

32 Sources

Database sources: 32 sources found

1. Year: 2016 Name: Максим Surname: Івашко Speciality Code: EC 11.52%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Спеціаліст_Івашко_Максим_Петрович/Д
2. Year: 2016 Name: Максим Surname: Івашко Speciality Code: EC 11.52%
File path: /EC/2016/Спеціаліст_Івашко_Максим_Петрович/ДП Івашко М.П. EC-41с.pdf
3. Year: 2016 Name: Максим Surname: Петрович Speciality Code: EC 11.52%
File path: /EC/2016/Спеціаліст_Петрович_Максим_Сергійович/ДИПЛОМ!!!.docx
4. Year: 2016 Name: Руслан Surname: Хабурський Speciality Code: EC 11.52%
File path: /EC/2016/Спеціаліст_Хабурський_Руслан_Володимирович/ДИПЛОМ.docx
5. Year: 2016 Name: Руслан Surname: Хабурський Speciality Code: EC 11.52%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Спеціаліст_Хабурський_Руслан_Володи
6. Year: 2016 Name: Максим Surname: Петрович Speciality Code: EC 11.52%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Спеціаліст_Петрович_Максим_Сергійов
7. Year: 2018 Speciality Code: EC 10.99%
File path: /EC/2018/Спеціаліст_Ратошнюк_Віталій_Миколайович/ДП - Ратошнюк.pdf
8. Year: 2013 Name: Сергій Surname: Захаров Speciality Code: EC 4.71%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2013/Спеціаліст_Захаров_Сергій_Олегович/Г
9. Year: 2012 Name: Дмитро Surname: Тютін Speciality Code: EC 4.71%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Тютін_Дмитро_Олександров
10. Year: 2012 Name: Микола Surname: Якимчук Speciality Code: EC 4.71%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Якимчук_Микола_Вячеслав
11. Year: 2013 Name: Павло Surname: Васюха Speciality Code: EC 4.71%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2013/Спеціаліст_Васюха_Павло_Борисович/Г
12. Year: 2016 Name: Олег Surname: Руднев Speciality Code: EC 4.71%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Спеціаліст_Руднев_Олег_Валерійович/Г
13. Year: 2013 Name: сергій Surname: Усач Speciality Code: EC 4.71%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2013/Спеціаліст_Усач_сергій_Васильович/Ус
14. Year: 2015 Name: Андрій Surname: Сапінський Speciality Code: EC 4.71%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Сапінський_Андрій_Дмитро
15. Year: 2012 Name: Юлія Surname: Кардаш Speciality Code: EC 4.71%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Кардаш_Юлія_Миколаївна/Д
16. Year: 2016 Name: Сергій Surname: Чигринець Speciality Code: EC 4.71%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Спеціаліст_Чигринець_Сергій_Олексан
17. Year: 2012 Name: Олексій Surname: Ваколюк Speciality Code: EC 4.71%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Ваколюк_Олексій_Григоров

 Similarity

 Similarity from a chosen source

 Possible character replacement

 Citation

 References

