

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

**«ПРОЕКТУВАННЯ РАЙОННОЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ
ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ»**

Виконав: студент II курсу

групи Ен – 22сп спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

_____ **Розв'язєв О. Д.**

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник: _____ **Левонюк В. Р.**

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент: _____ **Сиротюк С. В.**

(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2023

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський) рівень
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)
д.т.н., професор Калахан О. С.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Розвезєву Олександрю Дмитрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Проектування районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ»
керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП 453/к-с від 30.12.22 р.

2. Строк подання студентом роботи 16.06.23 р.

3. Вихідні дані
технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

1 Вихідні дані та обґрунтування кваліфікаційної роботи

2 Розрахунок електричної мережі

3 Вибір електричного устаткування та організація релейного захисту

4 Охорона праці та релейного захисту

5 Організаційно-економічна частина

Висновки

Перелік джерел посилання

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

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	<i>Городецький І. М., к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання 30.12.22 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Виконання аналізу вихідних даних для проектування та здійснення обґрунтування актуальності кваліфікаційної роботи</i>	<i>30.12.2022 – 31.01.2023</i>	
2	<i>Розрахунок електричної мережі 10 кВ, вибір трансформаторів та обґрунтування первинної схеми районної трансформаторної підстанції</i>	<i>1.02.2023 – 17.03.2023</i>	
3	<i>Вибір електричного устаткування та організація релейного захисту</i>	<i>20.03.2023 – 21.04.2023</i>	
4	<i>Виконання структурно-функціонального аналізу процесу та розробка моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій</i>	<i>24.05.2023 – 5.05.2023</i>	
5	<i>Вивчення питання охорони довкілля та здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень</i>	<i>8.05.2023 – 19.05.2023</i>	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	<i>22.05.2023 – 2.06.2023</i>	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	<i>5.06.2023 – 16.05.2023</i>	

Студент

Розв'єзєв О. Д.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.7.47:10

Розвезев О. Д. «Проектування районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2023 р. 45 с. текстової частини, 23 таблиці, 7 рисунків, 24 джерел посилання.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка проектних рішень організації районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

Для досягнення поставленої мети, необхідно виконати такі **завдання**: здійснити аналіз вихідних даних для проектування; здійснити обчислення навантажень та втрат напруги у лініях електропередач; розробити та обґрунтувати первинну схему ПС; обчислити струми КЗ та вибрати устаткування та РЗ для ПС; здійснити техніко-економічні розрахунки.

Здійснено загальну характеристику проектованої ПС. Розкрито актуальність кваліфікаційної роботи та обґрунтовано її тему. Проведено обчислення навантажень та втрат напруги ліній електропередач 10 кВ. Запропоновано первинну схему проектованої ПС та здійснено її обґрунтування. Здійснено обчислення струмів КЗ у режимах максимальних навантажень, розраховано та вибрано устаткування та РЗ для ПС. Здійснено аналіз процесів формування та виникнення аварійних та травмонебезпечних ситуацій під час ремонту та монтажу устаткування ПС. Здійснено планування основного виробництва, кількості персоналу та заробітної плати, витрат на технічне обслуговування електричних мереж та прибутку підприємства від експлуатації проектованої ПС.

Ключові слова: проектування, підстанція, лінія електропередачі, трансформатор, роз'єднувач, вимикач, релейний захист.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ВИХІДНІ ДАНІ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ.	7
1.1 Вихідні дані.....	7
1.2 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи.....	8
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	9
2.1 Розрахунок розгалуженої лінії електропередачі 10 кВ.....	9
2.2 Обчислення повного електричного навантаження трансформаторної підстанції на шинах 10 кВ.....	12
2.3 Вибір трансформатора і запобіжників для найвіддаленішої ТП...	13
2.4 Обґрунтування первинної електричної схеми районної трансформаторної ПС.....	14
3 ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНОГО УСТАТКУВАННЯ ТА ОРГАНІЗАЦІЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ.....	15
3.1 Обчислення струмів короткого замикання.....	15
3.2 Розрахунок та вибір електротехнічного устаткування.....	17
3.3 Розрахунок релейного захисту ЛЕП 10 кВ.....	28
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	31
4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій	31
4.2 Правила техніки безпеки при виконання технологічних процесів.	32
4.3 Розрахунок заземлення.....	33
4.4 Вплив електромагнітних полів та людину та інші організми.....	35
5 ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	37
5.1 План основного виробництва.....	37
5.2 Планування кількості персоналу та заробітної плати.....	38
5.3 Укладання плану витрат на технічне обслуговування електромереж	39
5.4 Укладання плану прибутку підприємства.....	41
ВИСНОВКИ.....	43
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	44

ВСТУП

Передавання електроенергії повітряними та кабельними лініями проводиться в усіх країнах світу. Сьогодні дальність ліній перевищила 1000 км, а найвища напруга перевищила 1000 кВ. Однак, у світі дотепер не існує однозначної позиції щодо способів забезпечення найдоцільнішого у технічному відношенні та найекономічнішого ведення режимів передавання електричної енергії. Окрім цього, при збільшенні впливу фінансових інтересів великих виробників високовольтного електротехнологічного обладнання, розвиток техніки передавання електричної енергії дуже ускладнюється використанням дорогих пристроїв, які не сприяють підвищенню надійності функціонування енергосистеми, які обмежують пропускну здатність ліній електропередавання.

Одними із ключових задач, які ставляться перед електроенергетичними системами є утримання належного рівня функціонування систем електропостачання, які займаються передаванням і розподілом електроенергії для усіх споживачів, забезпечуючи необхідну потужність при максимальних навантаженнях, нормовану надійність електрозабезпечення та зміну показників якості електроенергії, що повинно задовольняти умови економічності експлуатації і мати надійне управління [1].

Досвід експлуатації електропостачальних систем показує, що електроенергія не завжди застосовується ефективно не лише під час споживання, але і під час передавання її споживачам. Відтак, чолове місце в розв'язку задач електрозабезпечення займають правильне проектування та правильне функціонування систем електрозабезпечення виробничих об'єктів.

Для здійснення будівництва систем електрозабезпечення, потрібно здійснити обчислення і вибір приладів та апаратури, обґрунтування виконання певних робіт, співставлення варіантів із раніше виконаними роботами, здійснення необхідних обчислень систем у цілому та окремих її елементів.

1 ВИХІДНІ ДАНІ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

1.1 Вихідні дані

Схему лінії електропередачі 10 кВ представлено на рис. 1.1. Довжину ділянок ЛЕП, максимальні навантаження існуючих трансформаторних підстанцій (ТП) ($P_{МАКС}$) і види споживачів (к – комунально-побутові, з – змішані, в – виробничі) представлені у табл. 1.1. Решта вихідних даних електричної мережі представлено в таблиці 1.2.

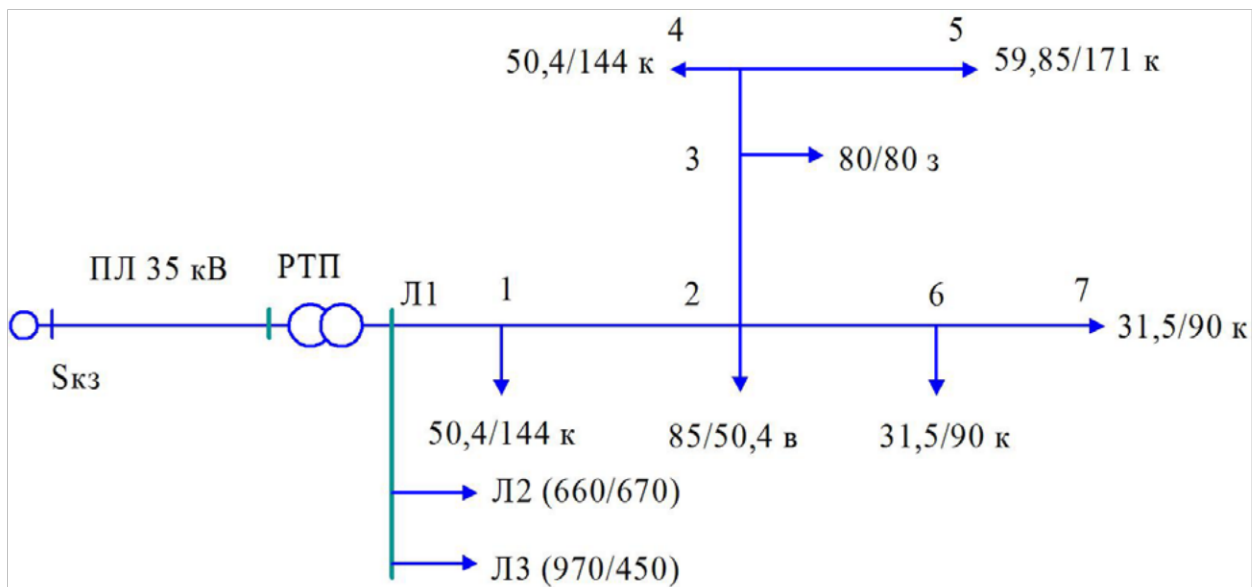


Рисунок 1.1 – Розрахункова схема електричної мережі

Таблиця 1.1 – Довжина ділянок лінії 10 кВ та максимальне навантаження ТП-10/0,4 кВ

Літерні назви	К	О	В	Ц	У	Н	Я
Номер ділянки	0–1	1–2	2–3	3–4	4–5	2–6	6–7
Довжина ділянки l , км	0,5	0,9	0,6	0,3	0,6	0,8	0,4
Номер ТП-10/0,4 кВ	1	2	3	4	5	6	7
Потужність P_M , кВт	80	40	40	80	95	50	50
Вид споживача	к	в	з	к	к	к	к

Таблиця 1.2 – Дані для розрахунку електричної мережі

$U_{ВН}$, кВ	$S_{КЗ}$, МВА	$l_{ВН}$, км	Марка проводу	$P_{Д2}$, кВт	$P_{В2}$, кВт	$P_{Д3}$, кВт	$P_{В3}$, кВт	ΔU , %
35	88	14	АС95	660	670	970	450	± 1

1.2 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи

Ключовим завданням електроенергетики є якісне та надійне електрозабезпечення споживачів електричною енергією. Це завдання діє сьогодні та не може бути знятим у перспективі. Детермінування перспективних потреб максимальної потужності та електричної енергії є ключовим завданням прогнозу розвитку електроенергетики у якості галузі народного господарства із забезпеченням згаданих потреб.

Прогноз електроспоживання, зокрема електричних навантажень та енергетичних балансів потрібно здійснювати для великих діапазонів часу (від року до 30 років) та різноманітних підрозділів (від об'єднаних енергетичних систем до конкретних вузлів електричних мережі та споживачів). Прогноз навантаження можна здійснити різними методами, але незалежно від застосовуваного методу у результаті детермінуються потреби максимальної потужності та електричної енергії у вигляді діапазону можливих значень. Чим більший термін прогнозу, тим більший інтервал невизначеності прогнозу електричних навантажень та електричного споживання [2].

У таких умовах розв'язувати завдання проектування та прогнозування оптимального розвитку електроенергетичних систем як відокремлених практично неможливо, відтак проблема розбивається на ряд взаємопов'язаних задач на підґрунті системного підходу. Під час цього виділяється задача проектування оптимального розвитку електричних мереж, яка замінюється вибором найраціональнішого розв'язку із сукупності варіантів. Вибір найраціональнішого варіанту здійснюється за результатами аналізу їхньої порівняльної ефективності. Проект розвитку електричних мереж здійснюється як самостійна робота для кожного об'єкта або у вигляді єдиного проекту [3].

Враховуючи вищенаведене обґрунтування, бачимо, що тема кваліфікаційної роботи «Проектування районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ» є актуальною.

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Розрахунок розгалуженої лінії електропередачі 10 кВ

Для обчислення електромережі 10 кВ необхідно: обчислити розрахункові навантаження існуючих ТП 10/0,4 кВ; обчислення електричних навантажень, обчислення втрат напруги на ділянках ЛЕП 10 кВ та вибір перерізів проводів.

Розрахункові навантаження P_P діючих ПС 10/0,4 кВ за обчислювальний рік обчислюють за виразом [4]:

$$P_P = k_H \cdot P_M, \quad (2.1)$$

де P_M – діюче максимальне навантаження ТП (згідно завдання); k_H – коефіцієнт збільшення навантаження, який залежить від виду споживача (значення коефіцієнта представлено у таблиці 3).

Таблиця 2.1 – Коефіцієнт збільшення навантаження

Вид споживача	10 розрахунковий рік
комунально-побутові	1,8
виробничі	2,1
змішані	2,0

Вечірні та денні навантаження діючих ТП детермінують множенням розрахункового навантаження на його коефіцієнт участі у вечірньому та денному максимумах, які рівні: для комунально-побутових $k_D = 0,3 - 0,4$; $k_B = 1,0$; для виробничих споживачів $k_D = 1,0$; $k_B = 0,6$; для змішаних $k_D = k_B = 1,0$. Результати проведених обчислень представлено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахункові навантаження ТП-10/0,4 кВ

№ ТП	P_M , кВт	Вид навантаження	$P_P = k_H \cdot P_M$, кВт	$P_D = k_D \cdot P_P$, кВт	$P_B = k_B \cdot P_P$, кВт
1	81	комунальне	143	50,5	144,1
2	39	виробниче	83	83	50,3
3	39	змішане	79	79	79
4	81	комунальне	143	50,5	144,1
5	96	комунальне	172	59,8	172
6	51	комунальне	91	31,6	91
7	49	комунальне	89	31,4	89

Обчислення електричних навантажень на ділянках ЛЕП 10 кВ розпочинають із кінця лінії, сумуючи навантаження ТП за вечірнім та денним максимумах. Для кожної ділянки ЛЕП обчислюють виробниче навантаження $P_{ВИР}$, до якого входять у денний час навантаження ТП зі змішаним та виробничим видами споживачів, а в вечірній час лише навантаження ТП із виробничим видом і загальне навантаження $P_{ЗАГ}$, до якого входить навантаження усіх ТП. Проведені обчислення навантажень ЛЕП 10 кВ у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Обчислення навантажень на ділянках ЛЕП 10 кВ

№ ділянки	Вид на-ння	Денне навантаження, кВт				Вечірнє навантаження, кВт			
		$P_{ДБ}$	$P_{ДМ}$	$\Delta P(P_{ДМ})$	$P_{Д}$	$P_{ВБ}$	$P_{ВМ}$	$\Delta P(P_{ВМ})$	$P_{В}$
6–7	$P_{ВИР}$	0	–	–	0	0	–	–	0
	$P_{ЗАГ}$	31,6	–	–	31,6	89	–	–	89
2–6	$P_{ВИР}$	0	–	–	0	0	–	–	0
	$P_{ЗАГ}$	31,6	31,6	20,5	51,8	89	89	66	158
4–5	$P_{ВИР}$	0	–	–	0	0	–	–	0
	$P_{ЗАГ}$	59,59	–	–	59,8	172	–	–	172
3–4	$P_{ВИР}$	0	–	–	0	0	–	–	0
	$P_{ЗАГ}$	59,8	50,5	36,6	96,3	172	145	105	276
2–3	$P_{ВИР}$	81	–	–	81	50,5	–	–	50,5
	$P_{ЗАГ}$	96,3	79	69,6	165,8	278	79	69,6	343,4
1–2	$P_{ВИР}$	85	79	69,6	153,6	50,5	–	–	50,5
	$P_{ЗАГ}$	249,8	51,8	36,4	286,3	343,4	156	126	516,8
0–1	$P_{ВИР}$	153,	–	–	153,	50,3	–	–	50,3
	$P_{ЗАГ}$	286,3	50,3	36,4	322,8	516,8	145	106	622,8

Переріз проводів ЛЕП 10 кВ вибираємо із застосуванням економічних інтервалів потужностей в залежності від еквівалентної потужності S_E на ділянці ЛЕП. Еквівалентна потужність ділянки ЛЕП 10 кВ дорівнює [5]:

$$S_E = k_D \cdot S_M, \quad (2.2)$$

де k_D – коефіцієнт, що ураховує динаміку збільшення навантаження (для мереж, які знаходяться у сільських районах $k_D = 0,7$); S_M – максимальна поту-

жність ділянки ЛЕП (найбільше із розрахункових навантажень вечірнього S_B або денного S_D максимумів).

Розрахункове вечірнє S_B та денне S_D навантаження обчислюють, опираючись на загальне вечірнє P_B та денне P_D навантаження і коефіцієнти потужності. Обчислення та вибір перерізів проводів починаємо із головної ділянки ЛЕП, а отримані дані заносимо у таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати обчислень та вибору перерізу проводів ЛЕП 10 кВ

Ділянка	Денне навантаження			Вечірнє навантаження			S_M , кВА	S_E , кВА	Провід	Втрати напруги
	$P_{ВВР} / P_{ЗАГ}$	$\cos \varphi$	S_D	$P_{ВВР} / P_{ЗАГ}$	$\cos \varphi$	S_B				ΔU_ϕ
6–7	0	0,7	46	0	0,7	129,6	129,6	91,2	АС-35	0,044
2–6	0	0,7	74,1	0	0,7	224,4	224,4	158	АС-35	0,149
4–5	0	0,7	85,6	0	0,7	245,3	244,4	172	АС-35	0,122
3–4	0	0,7	137,7	0	0,7	396,7	396,7	279	АС-35	0,099
2–3	0,49	0,84	199	0,15	0,89	394,9	394,9	277	АС-35	0,207
1–2	0,54	0,83	351	0,098	0,89	586,5	586,5	411	АС-50	0,376
0–1	0,48	0,85	384,4	0,081	0,88	699	699	491	АС-50	0,249

Вибрані за допомогою економічних інтервалів потужностей перерізи проводів ЛЕП 10 кВ, потрібно перевірити за допустимою втратою напруги. Фактичні втрати напруги до найбільш віддаленої точки мережі не має перевищувати допустимо $\Delta U_\phi < U_{\text{доп}}$.

Фактичні втрати напруги на i -й ділянці ЛЕП [6]

$$\Delta U = \left(\frac{P_i \cdot r_i}{U_n} + \frac{Q_i \cdot x_i}{U_n} \right) \cdot \frac{1}{10U_n}, \quad (2.3)$$

де r_i – активний опір ділянки ЛЕП; x_i – реактивний опір ділянки ЛЕП; P_i – розрахункова активна потужність ділянки ЛЕП; U_n – номінальна напруга ЛЕП; Q_i – розрахункова реактивна потужність ділянки ЛЕП.

$$Q_i = \sqrt{S_M^2 - P_i^2}, \quad r_i = r_{0i} \cdot l_i, \quad x_i = x_{0i} \cdot l_i, \quad (2.4)$$

де r_{0i} – питомий активний опір проводу для i -ї ділянки ЛЕП; x_{0i} – питомий реактивний опір проводу для i -ї ділянки ЛЕП; l_i – довжина ділянки ЛЕП.

Для проводу АС-35 – $r_0 = 0,773$ Ом/км; АС-50 – $r_0 = 0,592$ Ом/км.

Для приблизних обчислень повітряних мереж, які виконані проводами із кольорових металів, для ЛЕП напругою 10 – 35 кВ можна прийняти $x_0 = 0,4$ Ом/км.

Для детермінування втрат на кожній ділянці ЛЕП складаємо таблицю у якій вказуємо значення опорів та довжин ділянок ЛЕП

Таблиця 2.5 – Визначення втрат напруги

Ділянка	Провід	S_M , кВА	P_i , кВт	Q_i , кВА	l_i , км	r_i , Ом	x_i , Ом	ΔU , %
6–7	АС-35	128,5	89	91,85	0,4	0,3	0,17	0,044
2–6	АС-35	224,4	156	160,19	0,8	0,619	0,33	0,149
4–5	АС-35	244,4	172	174,47	0,6	0,465	0,25	0,122
3–4	АС-35	395,8	276	282,57	0,3	0,233	0,13	0,099
2–3	АС-35	394,9	343	194,61	0,6	0,465	0,25	0,207
1–2	АС-50	586,5	516	276,9	0,9	0,534	0,37	0,376
0–1	АС-50	699	622	319,36	0,5	0,297	0,21	0,24

Фактичні напруги будь-яких споживачів детермінують як суму втрат напруг на окремих ділянках ЛЕП.

В загальному випадку фактичні втрати напруги необхідно обчислювати за вечірніми та денними максимумами навантажень окремо. Проте, у певних випадках дозволяється оцінювати, за якого навантаження (денного або вечірнього) буде при більших втратах.

2.2 Обчислення повного електричного навантаження трансформаторної підстанції на шинах 10 кВ

Додаванням вечірніх і денних максимумів навантажень для трьох ЛЕП 10 кВ обчислюємо вечірнє і денне навантаження трансформаторної ПС на шинах 10 кВ. В обчисленнях використовуватимемо більший максимум навантаження. Загальне навантаження на шинах трансформаторної ПС обчислюємо за формулою:

$$S_p = \frac{\sum P_B}{\cos \varphi} \cdot 1,12, \quad S_p = \frac{660 + 970 + 322,8}{0,8} \cdot 1,12 = 2734 \text{ кВА}, \quad (2.5)$$

де S_p – загальна розрахункова потужність; $\sum P_B$ – більший із максимумів навантаження на шинах 10 кВ трансформаторної ПС (денний або вечірній); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження; 1,12 – коефіцієнт, який ураховує втрати електроенергії;

Після здійснення обчислень навантажень, бачимо, що для трансформаторної ПС доцільно буде використати трансформатор типу ТМ-4000-35/10.

Таблиця 2.6 – Паспортні дані трансформатора типу ТМ-4000-35/10 [7]

Тип	$S_{НОМ}$, кВА	Напруга		Схема- група	Втрати		Напруга КЗ, $u_{КЗ}$, %	Струм НХ, $I_{НХ}$, %
		$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ		$P_{НХ}$, кВт	$P_{КЗ}$, кВт		
ТМ	4000	35	11	Y/Δ-11	6,7	33,5	7,5	1,0

2.3 Вибір трансформатора і запобіжників для найвіддаленішої ТП

Згідно з розрахунковими даними по активному навантаженню найвіддаленішої ТП № 5, вибираємо більший максимум і за вище представленою формулою розраховуємо повне розрахункове навантаження:

$$S_p = \frac{171}{0,92} = 186 \text{ кВА.}$$

Вибираємо трансформатор ТМ-250-10/0,4. Паспортні цього трансформатора представлено у таблиці 2.7.

Таблиця 2.6 – Паспортні дані трансформатора типу ТМ-250-10/0,4 [7]

Тип	$S_{НОМ}$, кВА	Напруга		Схема- група	Втрати		Напруга КЗ, $u_{КЗ}$, %	Струм НХ, $I_{НХ}$, %
		$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ		$P_{НХ}$, кВт	$P_{КЗ}$, кВт		
ТМ	250	10	0,4	Y/Y-0	0,74	3,7	ТМ	250

Детермінуємо номінальний струм трансформатора зі сторони 10 кВ за виразом:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3}U_H}, \quad I_p = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,43 \text{ А.} \quad (2.6)$$

Для захисту від КЗ у ТП використаємо запобіжники типу ПКТ101-10-31,5УЗ. Його номінальний струм плавкої вставки складає 40 А.

2.4 Обґрунтування первинної електричної схеми районної трансформаторної ПС

Під час обґрунтування первинної електричної схеми районної трансформаторної ПС потрібно ураховувати схему її живлення, виконання розподільчих пристроїв, кількість силових трансформаторів, вимоги до ступеня надійності [8].

Первинна схема трансформаторної ПС представлена на рис. 2.1.

*Схема видалено керівником кваліфікаційної роботи
з ціллю енергетичної безпеки України*

Рисунок 2.1 – Первинна схема трансформаторної ПС

Розподільчі пристрої класу напруги 35 кВ, зазвичай, виконуються відкритими (ВРП), а 10 кВ – закритими (ЗРП) або ж з використанням комплектних пристроїв (КРП). Розподільчі пристрої 10 кВ виконуються за схемою двох секційних шин, які з'єднуються між собою за допомогою вимикача. Окрім цього розподільчі пункти 10 кВ мають мати по два трансформатори власних потреб, а також трансформатори струму та напруги, вимикачі введів 10 кВ та ліній 10 кВ і обмежувачі перенапруги. Рівень автоматики районної трансформаторної ПС має передбачати її експлуатацію без обслуговуючого персоналу.

3 ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНОГО УСТАТКУВАННЯ ТА ОРГАНІЗАЦІЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

3.1 Обчислення струмів короткого замикання

Розрахункова схема електричної мережі представлена на рисунку 3.1.

*Схема видалено керівником кваліфікаційної роботи
з ціллю енергетичної безпеки України*

Рисунок 3.1 – Схема електричної мережі

*Схема видалено керівником кваліфікаційної роботи
з ціллю енергетичної безпеки України*

Рисунок 3.2 – Схема заміщення для обчислення струмів КЗ

Згідно із завданням на кваліфікаційну роботу маємо такі параметри для обчислення струмів КЗ: базисна потужність – $S_{\sigma} = 100$ МВА; потужність КЗ – $S_{K3} = 88$ МВА; напруга повітряної ЛЕП живлення – $U_{35} = 35$ кВ; питомий активний опір проводів ЛЕП живлення – $R_{035} = 0,306$ Ом/км; питомий індуктивний опір проводів ЛЕП живлення – $X_{035} = 0,421$ Ом/км; довжина ЛЕП живлення – $L_{35} = 14$ км; напруга КЗ силового трансформатора районної трансформаторної ПС – $U_{K335} = 7,5$ %; кількість силових трансформаторів на районній трансформаторній ПС – $N = 1$ шт; номінальна потужність силового трансформатора районної трансформаторної ПС – $S_{НРТП} = 4000$ кВА; питомий активний опір проводів ЛЕП 10 кВ – $R_{010} = 0,910$ Ом/км; питомий індуктивний опір проводів ЛЕП 10 кВ – $X_{010} = 0,4$ Ом/км.

Обчислюємо значення опорів елементів схеми заміщення. Опір системи:

$$X_C = \frac{S_6}{S_{K3}}, \quad X_C = \frac{100}{88} = 1,137 \text{ Ом.} \quad (3.1)$$

Активний опір ЛЕП живлення [9]:

$$R_{Л35} = R_{035} \cdot l_{Л35} \cdot \frac{S_6}{U_{Л35}^2}, \quad R_{Л35} = 0,306 \cdot 14 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,351 \text{ Ом.} \quad (3.2)$$

Індуктивний опір ЛЕП живлення [10]:

$$X_{Л35} = X_{035} \cdot l_{Л35} \cdot \frac{S_6}{U_{Л35}^2}, \quad X_{Л35} = 0,421 \cdot 14 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,482 \text{ Ом.} \quad (3.3)$$

Індуктивний опір трансформаторів на районній трансформаторній ПС:

$$Z_{ТРТП} = X_{ТРТП} = U_{K3} \frac{S_6}{100 \cdot S_{ТРТП} \cdot N}, \quad Z_{ТРТП} = 7,5 \cdot \frac{10000000}{100 \cdot 400000 \cdot 1} = 1,876 \text{ Ом.} \quad (3.4)$$

Активний опір ЛЕП 10 кВ:

$$R_{Л10} = R_{010} \cdot l_{Л10} \cdot \frac{S_6}{U_{Л10}^2}, \quad R_{Л10} = 0,91 \cdot 4,1 \cdot \frac{100}{10^2} = 3,732 \text{ Ом.} \quad (3.5)$$

Індуктивний опір ЛЕП 10 кВ:

$$X_{Л10} = X_{010} \cdot l_{Л4,1} \cdot \frac{S_6}{U_{Л10}^2}, \quad X_{Л10} = 0,4 \cdot 4,1 \cdot \frac{100}{10^2} = 1,65 \text{ Ом.} \quad (3.6)$$

Опір до розрахункової точки К1 обчислюємо за формулами:

$$X_{K1} = X_C + X_{Л35}, \quad Z_{K1} = \sqrt{X_{K1}^2 + R_{Л35}^2}. \quad (3.7)$$

Базисний струм при КЗ в точці К1 обчислюється за формулою:

$$I_{635} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{35}}. \quad (3.8)$$

Струм трифазного КЗ в точці К1 обчислюється за формулою:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{635}}{Z_{K1}}. \quad (3.9)$$

Ударні струми при КЗ в точках К1, К2 та К3 обчислюються за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_{K3}^{(K3)}, \quad K_y = 1,5. \quad (3.10)$$

Опір до розрахункової точки К2 обчислюємо за формулами [11]:

$$X_{K2} = X_{K1} + X_{ТРТП}, \quad Z_{K2} = \sqrt{X_{K2}^2 + R_{Л35}^2}. \quad (3.11)$$

Базисні струми при КЗ в точках К2 і К3 обчислюються за формулами:

$$I_{610} = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{10}}. \quad (3.12)$$

Струм трифазного КЗ в точці К2 обчислюється за формулою:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{610}}{Z_{K2}}. \quad (3.13)$$

Опір до розрахункової точки К3 обчислюємо за формулами [12]:

$$X_{K3} = X_{K2} + X_{Л10}, \quad R_{K3} = R_{Л35} + R_{Л10}, \quad Z_{K3} = \sqrt{X_{K3}^2 + R_{K3}^2}. \quad (3.14)$$

Струм трифазного КЗ в точці К3 обчислюється за формулою:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{610}}{Z_{K3}}. \quad (3.15)$$

Для уникнення перевантаження кваліфікаційної роботи математичними розрахунками, представимо лише кінцеві результати у вигляді таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати обчислень опорів та струмів КЗ

Точка схеми	К1	К2	К3
Опір до розрахункової точки	$X_{K1} = 1,61 \text{ Ом},$ $Z_{K1} = 1,65 \text{ Ом}$	$X_{K2} = 3,49 \text{ Ом},$ $Z_{K2} = 3,51 \text{ Ом}$	$X_{K3} = 5,14 \text{ Ом},$ $R_{K3} = 4,09 \text{ Ом},$ $Z_{K3} = 6,56 \text{ Ом}$
Базисний струм	$I_{635} = 1652 \text{ А}$	$I_{610} = 5775 \text{ А}$	$I_{610} = 5775 \text{ А}$
Трифазний струм КЗ	$I_{K3}^{(3)} = 999 \text{ А}$	$I_{K3}^{(3)} = 1646 \text{ А}$	$I_{K3}^{(3)} = 819 \text{ А}$
Ударний струм КЗ	$i_v = 2178 \text{ А}$	$i_v = 3510 \text{ А}$	$i_v = 1739 \text{ А}$

3.2 Розрахунок та вибір електротехнічного устаткування

Розрахунок та вибір електричних шин. Шини у розподільчих пристроях будуть розміщуватися в одній горизонтальній площині на ребро, відстань між їх центрами становить $a = 0,25 \text{ м}$, а відстань між опорними ізоляторами однієї фази становить $l = 1,5 \text{ м}$. Для електричних установок змінного струму класом напруги 10 кВ зазвичай вибирають алюмінієві шини з прямокутним перерізом.

Обчислюємо максимальний робочий струм з урахуванням можливого перевантаження трансформатора на 40 % за формулою [13]:

$$I_{P.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{H(B)}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad I_{P.МАКС} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 323,3 \text{ А}, \quad (3.16)$$

де $S_{H(B)}$ – більша номінальна потужність трансформатора.

Обчислюємо допустимий струм за умовою нагрівання за температури навколишнього середовища $\theta_0 = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$I_{ДОП} = I'_{ДОП} \sqrt{\frac{\theta_{ДОП} - \theta_{МАКС}}{\theta_{ДОП} - \theta_0}}, \quad I_{ДОП} = 365 \sqrt{\frac{70 - 30}{70 - 25}} = 344,1 \text{ А}, \quad (3.17)$$

де $\theta_{ДОП}$ – максимально допустиме нагрівання шин; $\theta_{МАКС}$ – максимальне значення середньої температури за рік.

Згідно з ПУЕ [14] потрібно вибрати переріз електричних шин, для яких буде виконуватись умова:

$$I_{P.МАКС} \leq I_{ДОП}, \quad 323,3 \leq 344,1 \text{ А}. \quad (3.18)$$

Відтак, здійснюємо вибір алюмінієвих шин з розміром 30×4 мм.

Здійснимо перевірку струмових шин на термічну стійкість. Під час КЗ температура шин не має перевищувати $+ 200 \text{ }^\circ\text{C}$. Це є основною умовою термічної стійкості шин.

Обчислюємо тепловий імпульс за умов термічної стійкості:

$$B_K = I_{K3}^{(3)2} \cdot t_{ПР}, \quad B_K = 1654^2 \cdot 0,3 = 820715 \text{ А}^2\text{с}, \quad (3.19)$$

де $t_{ПР}$ – приведений час дії струму КЗ; $I_{K3}^{(3)}$ – струм трифазного КЗ у точці встановлення шин.

Обчислюємо значення мінімально допустимого перерізу шин за формулою:

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad F_{MIN} = \frac{\sqrt{820715}}{88} = 10,2 < 120 \text{ мм}^2, \quad (3.20)$$

де C – коефіцієнт матеріалу шин.

Здійснюємо перевірку струмоведучих шин на динамічну стійкість. Основною умовою перевірки струмоведучих шин на динамічну стійкість є порівняння розрахункового та максимального допустимого механічних напружень.

Обчислюємо електродинамічне зусилля:

$$f = 1,76 \cdot K_{\phi} \cdot \left(\frac{l}{a}\right) \cdot 10^{-1} \cdot i_y^2, \quad f = 1,76 \cdot 1 \cdot \left(\frac{1,5}{0,25}\right) \cdot 10^{-1} \cdot 3,51^2 = 13 \text{ Н}, \quad (3.21)$$

де a – відстань між центрами шин сусідніх фаз; l – відстань між опорними ізоляторами кріплення шин однієї фази; i_y – ударний струм КЗ; K_{ϕ} – коефіцієнт форми, який залежить від розташування та перерізу шин.

Обчислюємо момент опору за розташування шин на ребро:

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad W = \frac{0,03^2 \cdot 0,004}{6} = 6 \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (3.22)$$

де h – товщина шини; b – ширина шини.

Розрахункове механічне напруження у шинах [15]:

$$\sigma_{\text{розрах}} = \frac{f \cdot l}{10 \cdot W}, \quad \sigma_{\text{розрах}} = \frac{13,003 \cdot 15}{10 \cdot 6 \cdot 10^{-7}} = 3,251 \cdot 10^6 \text{ Па}. \quad (3.23)$$

Здійснюємо перевірку:

$$\sigma_{\text{розрах}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad 3,251 \leq 70 \text{ МПа}, \quad (3.24)$$

де $\sigma_{\text{розрах}}$ – розрахункове механічне напруження у шинах.

Відтак, бачимо, що шини вибрано правильно.

Вибір вимикачів для розподільчих пунктів 10 кВ. Для розподільчих пунктів 10 кВ рекомендовано застосовувати елегазові та вакуумні вимикачі. Для вводу 10 кВ ми вибрали вакуумний вимикач типу ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-41. Порядок вибору цих вимикачів представлено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Умови вибору вимикачів [16]

Параметри	Обчислювальні формули	Розрахункові дані	Умова	ВВ/TEL-10
Номінальна напруга	$U_{H.B} > U_H$	10 кВ	$U_{H.B} > U_H$	10/12 кВ
Номінальний струм	$I_{P.MAX} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	128,6 А	$I_{H.B} > I_{P.MAX}$	630 А
Доп. струм відмикання	$I_{P.VIM} = \sqrt{2} \cdot I_{K3}^{(3)}$	2,34 кА	$I_{Д.ВИМ} > I_{P.VIM}$	12,5 кА
Струм динамічної стійкості	$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3}^{(3)}$	3,51 кА	$i_{MAX} > i_{VD}$	32 кА
Струм термічної стійкості	$I_{TH}^2 t_K > (I_{K3}^{(3)})^2 t_{TP}$	0,82 кА	$I_{TH}^2 t_K > (I_{K3}^{(3)})^2 t_{TP}$	469 кА

У таблиці 3.2 змінні у формулах означають наступне: $I_{P.MAX}$ – максимальний робочий струм; I_{HB} – номінальний струм вимикача; $I_{Д.ВИМ}$ – допустимий струм вимикання; U_{HB} – номінальна напруга вимикача; $I_{KЗ}^{(3)}$ – усталений струм трифазного КЗ; I_{TH} – струм термічної стійкості вимикача; $i_{УД}$ – ударний струм трифазного КЗ; i_{MAX} – струм динамічної стійкості; $t_{ПР}$ – приведений час термічної дії струму КЗ; t_K – номінальний час термічної стійкості вимикача.

Аналогічні вимикачі вибрано і для ЛЕП 1, 2, 3.

Вибір обмежувачів перенапруги для розподільчих пунктів 10 кВ.

Найвища допустима напруга обмежувачів перенапруг (ОПН) $U_{НД}$ має бути більшою за робочу напругу мережі $U_{НД} > U_{Н.Р.}$. В мережах з компенсацією ємнісних струмів або з ізольованою нейтраллю за найвище значення напруги приймається лінійна напруга мережі. Задля отримання найвищих показників захищеності обмежувачі перенапруг 10 кВ випускаються з певним набором $U_{НД}$, зокрема: 10,5; 11,5; 12,0; 12,7.

Значення тимчасових перенапруг має бути меншим від максимального значення напруги промислової частоти, яке витримує ОПН за час t :

$$T \cdot U_{Н.Д.} > U_{ПЕР}, \quad (3.25)$$

де T – кратність перенапруги; $U_{ПЕР}$ – рівень квазістаціонарних перенапруг (резонансний зсув нейтралі, ферорезонансні перенапруги).

Для систем електропостачання сільськогосподарських районів приймаються такі вихідні дані для обчислення $U_{ПЕР}$ [17]: відношення I_d/I_p становить – 0,5; ймовірність виникнення внутрішніх перенапруг 10 %.

Значення внутрішніх перенапруг для мережі 10 кВ може становити:

$$U_{ПЕР} = 2,6 \cdot U_{\phi}, \quad U_{ПЕР} = 2,6 \cdot 5,78 = 15,0 \text{ кВ}. \quad (3.29)$$

Обчислюємо допустимі кратності перевищення напруги T :

$$T = \frac{15,0}{10,5} = 1,4; \quad T = \frac{15,0}{11,5} = 1,3; \quad T = \frac{15,0}{12,0} = 1,25; \quad T = \frac{15,0}{12,7} = 1,18.$$

Обмежувачі мають забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал за грозовими впливами $A_{ГР}$

$$A_{ГР} = (U_{ВИП} - U_{ЗАЛ}) / U_{ЗАЛ} > (0,2 - 0,25), \quad (3.30)$$

де $U_{ЗАЛ}$ – напруга, яка залишається на ОПН за номінального розрядного струму; $U_{ВИП}$ – рівень грозового випробувального імпульсу; $(0,2 - 0,25)$ – координаційний інтервал.

$$A_{ГР} \text{ (для ОПН-РС)} = (80 - 42,8) / 42,8 = 0,87 > (0,2 \dots 0,25) \text{ – умова виконується;}$$

$$A_{ГР} \text{ (для ОПН-КС)} = (80 - 33) / 33 = 1,42 > (0,2 \dots 0,25) \text{ – умова виконується.}$$

Також, обмежувачі мають забезпечувати захисний координаційний інтервал за внутрішніми перенапругами $A_{ВН}$:

$$A_{ВН} = (U_{ДОП} - U_{ЗАЛ}) / U_{ЗАЛ} > (0,15 - 0,25), \quad (3.31)$$

де $U_{ЗАЛ}$ – напруга, яка залишається на ОПН під час комутаційного імпульсу; $U_{ДОП}$ – допустимий рівень внутрішніх перенапруг.

Для силового трансформатора $U_{ДОП} = 57,9$ кВ ($U_{НОМ} = 10$ кВ); для захисту трансформатора напруги $U_{ДОП} = 39,7$ кВ ($U_{НОМ} = 10$ кВ); $U_{ЗАЛ} = 42,8$ кВ – для ОПН-РС – ($U_{НД} = 12,7$ кВ); $U_{ЗАЛ} = 33$ кВ – для ОПН-КС – ($U_{НД} = 10,5$ кВ).

Тоді

$$A_{ВН} \text{ (для ОПН-РС)} = (57,9 - 42,8) / 42,8 = 0,35 > (0,15 \dots 0,25) \text{ – умова виконується;}$$

$$A_{ВН} \text{ (для ОПН-КС)} = (39,7 - 33) / 33 = 0,2 > (0,15 \dots 0,25) \text{ – умова виконується.}$$

Умова вибухонебезпечності ОПН:

$$I_{КЗ}^{(3)} < I_{ВЗ.БЕЗ} = I_{НОМ} \cdot \quad (3.32)$$

Для ОПН-РС номінальний струм $I_{НОМ} = 5$ кА, а для ОПН-КС – $I_{НОМ} = 10$ кА; $I_{КЗ} = 1654$ А. Бачимо, що для нас підходять обмежувачі перенапруг ОПН-РС.

Вибір трансформаторів струму. Вибір трансформаторів струму будемо здійснювати за параметрами та умовами вибору представленими у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Вибір трансформаторів струму [18]

Параметри трансформаторів струму	Умови вибору
Номинальна напруга, кВ	$U_{HT} > U_H$
Номинальний первинний струм, А	$I_{H1} > I_{P.MAX}$
Номинальний вторинний струм, кА	$I_{H2} = 5 \text{ А}$
Клас точності	(*)
Номинальна вторинна потужність	$S_{H2} > S_2$
Кратність струму: термічної стійкості $K_T = \frac{I_t}{I_{H1}}$ динамічної стійкості $K_D = \frac{I_{макс}}{(\sqrt{2}) \cdot I_{H1}}$	$(K_T I_{H1})^2 > (I_{K3}^{(3)})^2 \cdot t_k$ $\sqrt{2} \cdot I_{H1} \cdot K_D > i_{y0}$

У таблиці 3.3 змінні мають такі значення: $I_{МАКС}$ – струм динамічної стійкості трансформаторів струму; I_t – струм термічної стійкості трансформаторів струму; (*) – у відповідності з приєднувальними приладами.

Максимальний робочий струм для вводу та ЛЕП 10 кВ можна обчислити за формулою:

$$I_{P.MAKC} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3.33)$$

де S_p – розрахункова потужність ЛЕП 10 кВ.

$$S_p = \frac{P_{MAX}}{\cos \varphi}, \quad (3.34)$$

де P_{MAX} – максимальна активна потужність ЛЕП 10 кВ.

Обчислені струми та потужності ЛЕП 10 кВ представлено у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Обчислені значення струмів та потужностей вводу та головних ділянок ЛЕП напругою 10 кВ

	Ввід 10 кВ	Лінія1	Лінія2	Лінія 3
P_{MAX} , кВт	1952,9	622,8	671	971
S_p , кВА	2441,2	778,7	837,6	1212,6
$I_{P.MAK}$, А	140,9	35,9	38,6	56,1

Для вводу та усіх ЛЕП 10 кВ вибрано трансформатори струму ТПЛ-10М.

Для найбільш завантаженої фази у вторинній обмотці здійснюємо перевірку трансформаторів струму на необхідний клас точності. Дані наванта-

ження вторинної обмотки трансформаторів струму (за розрахункову фазу прийнято фазу А) представлено у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Навантаження вторинних обмоток ТС та дані приладів

Навантаження	Тип ТС	Кі- сть	Фаза А		Фаза С	
			R, Ом	S, ВА	R, Ом	S, ВА
Лічильник активної та реактивної енергій	FINTRONIC ФПН – 2306	1	0,032	0,246	0,032	0,246
Амперметр	Э 30	1	0,071	1,76	–	–
Всього		2	0,103	1,996	0,032	0,246

Обчислюємо опір з'єднувальних проводів у фазі:

$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{S_{H2} - (\sum S_H + I_{H2} \cdot R_K)}{I_{H2}^2}, \quad R_{\text{ПРОВ}} = \frac{30 - (1,996 + 5 \cdot 0,1)}{5^2} = 1,1 \text{ Ом}, \quad (3.35)$$

де I_{H2} – номінальний вторинний струм, $I_{H2} = 5$ А; R_K – опір контактів, $R_K = 0,1$ Ом; S_{H2} – номінальне навантаження ТС; $\sum S_H$ – загальна потужність послідовно увімкнених приладів.

Значення перерізу приєднувальних проводів обчислюємо за виразом:

$$F_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot L}{R_{\text{ПРОВ}}}, \quad F_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0178 \cdot 3}{0,3} = 1,78 \text{ мм}^2, \quad (3.36)$$

де l – розрахункова довжина проводів; ρ – питомий опір металу проводів.

Приймаємо мідний провідник з перерізом $2,5 \text{ мм}^2$.

Вибір трансформаторів напруги. Для живлення контура вимірювальних приладів та для контролю ізоляції в РП 10 кВ інсталюють трансформатори напруги (ТН).

ТН вибирають за такими умовами:

- номінальною вторинною потужністю $S_{H2} > S_2$;
- номінальною напругою $U_{H.T} \geq U_H$;
- класом точності (клас точності під час обчислення навантаження має відповідати найвищому класу точності приладів).

Навантаження ТН представлено у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Параметри електричного навантаження

Назва і тип приладу	Кількість	P , Вт	Q , ВАр
Лічильник активної та реактивної енергій FINTRONIC ФПН – 2306	1	23	53,7
Вольтметр	2	12	–
Всього	3	35	53,7

Обчислюємо вторинне навантаження S_2 за виразом:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad S_2 = \sqrt{35^2 + 53,7^2} = 64,1 \text{ кВА}, \quad (3.37)$$

де P , Q – активна та реактивна потужності приладів, які приєднані до вторинної обмотки ТН.

Для встановлення на ПС вибираємо ТН типу НТМИ-10-66У3 із номінальною потужністю 120 ВА і класом точності 0,5 ($S_{2НОМ} = 120 > S_2 = 64,1$ ВА).

Вибір трансформаторів власних потреб. На районній ТП трансформатори власних потреб (ТВП) застосовуються для живлення: приладів обігріву (розподільчих пристроїв закритого типу, приміщень чергових, приладів); засобів освітлення; блоків живлення кіл релейного захисту і автоматики (РЗА); приводів вимикачів; систем обдування радіаторів силових трансформаторів; тощо.

Кількість ТВП, які встановлюють на ПС відповідає кількості силових трансформаторів або кількості секцій шин РП 10 кВ. Обчислюємо навантаження ТВП за формулою:

$$S_{ТВП} = 0,01 \cdot S_{\Sigma Н}, \quad S_{ТВП} = 0,01 \cdot 4000 = 40 \text{ кВА}, \quad (3.38)$$

де $S_{\Sigma Н}$ – загальна номінальна потужність силових трансформаторів на РТП.

Обчислюємо загальну потужність споживачів власних потреб першої категорії за умовами надійності за виразом:

$$S_{ТВП1} = 0,6 \cdot S_{ТВП} \quad S_{ТВП1} = 0,6 \cdot 40 = 24 \text{ кВА}. \quad (3.39)$$

За величиною $S_{ТВП1}$ вибирають потужності ТВП, з урахуванням умови:

$$S_{ТВП1} \leq S_{НОМ.ТВП}, \quad (3.40)$$

де $S_{НОМ.ТВП}$ – номінальна потужність одного ТВП для РТП.

Ми вибрали силовий трансформатор ТМ-40/10.

Розрахунок та вибір електричних шин РП 35 кВ. Шини для розподільчих пристроїв 35 кВ вибирають за такими самими умовами, як для РП 10 кВ.

Обчислюємо максимальний робочий струм трансформатора за формулою:

$$I_{P.МАКС} = \frac{1,4 \cdot (S_{H1} + S_{H2})}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad I_{P.МАКС} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,3 \text{ А}, \quad (3.41)$$

де S_{H1}, S_{H2} – номінальні потужності силових трансформаторів.

Обчислюємо допустимий струм за умовою нагрівання за температури навколишнього середовища $\theta_0 = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$I_{ДОП} = I'_{ДОП} \sqrt{\frac{\theta_{ДОП} - \theta_{МАКС}}{\theta_{ДОП} - \theta_0}}, \quad I_{ДОП} = 165 \sqrt{\frac{70 - 30}{70 - 25}} = 156 \text{ А}.$$

Згідно з ПУЕ [14] вибираємо переріз електричних шин, для яких буде виконуватись умова:

$$I_{P.МАКС} \leq I_{ДОП}, \quad 92,3 \leq 156 \text{ А}. \quad (3.18)$$

Відтак, здійснюємо вибір алюмінієвих шин з перерізом 45 мм^2 .

Здійснимо перевірку струмових шин на термічну стійкість. Під час КЗ температура шин не має перевищувати $+200 \text{ }^\circ\text{C}$.

Обчислюємо тепловий імпульс за умов термічної стійкості:

$$B_K = I_{K3}^{(3)^2} \cdot t_{ПР}, \quad B_K = 998^2 \cdot 0,3 = 298801 \text{ А}^2\text{с}.$$

Обчислюємо значення мінімально допустимого перерізу шин:

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad F_{MIN} = \frac{\sqrt{298801}}{88} = 6,2 < 45 \text{ мм}^2.$$

Здійснюємо перевірку струмоведучих шин на динамічну стійкість. Основною умовою перевірки струмоведучих шин на динамічну стійкість є порівняння розрахункового та максимального допустимого механічних напружень.

Обчислюємо електродинамічне зусилля:

$$f = 1,76 \cdot K_\phi \cdot \left(\frac{l}{a}\right) \cdot 10^{-1} \cdot i_y^2, \quad f = 1,76 \cdot 1 \cdot \left(\frac{1,5}{0,25}\right) \cdot 10^{-1} \cdot 2,17^2 = 5 \text{ Н}.$$

Обчислюємо момент опору для шин перерізом 45 мм^2 :

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad W = \frac{0,015^2 \cdot 0,004}{6} = 1,1 \cdot 10^{-7} \text{ Н.}$$

Розрахункове механічне напруження у шинах:

$$\sigma_{\text{роЗР}} = \frac{f \cdot l}{10 \cdot W}, \quad \sigma_{\text{роЗР}} = \frac{5 \cdot 1,5}{10 \cdot 1,1 \cdot 10^{-7}} = 1,17 \cdot 10^5 \text{ Па.} \quad (3.23)$$

Здійснюємо перевірку:

$$\sigma_{\text{роЗР}} \leq \sigma_{\text{доП}}, \quad 1,173 \leq 70 \text{ МПа.} \quad (3.24)$$

Відтак, бачимо, що шини вибрано правильно.

Вибір вимикачів для розподільчих пристроїв 35 кВ. Вибирати вимикачі будемо за умовами, які представлені у таблиці 3.7. У розподільчих пристроях 35 кВ можуть бути встановлені елегазові чи вакуумні вимикачі.

Таблиця 3.7 – Умови вибору вимикачів для РП 35 кВ

Параметри	Умови вибору	
	Паспортні дані	Розрахункові дані електричної мережі
Номінальна напруга, кВ	35	35
Номінальний струм, А	630	65,985
Доп. струм відмикання, кА	12,5	1,412
Динамічна стійкість	35	2,118
Термічна стійкість	12,5	0,3

Здійснюємо вибір вимикача ВГБ-35/630, який підлягає усім умовам вибору.

Вибір роз'єднувачів для розподільчих пунктів 35 кВ. Вибір роз'єднувачів будемо здійснювати за такими умовами:

Номінальною напругою:

$$U_{\text{Н.Р}} > U_{\text{УСТАН}}, \quad (3.25)$$

де $U_{\text{УСТАН}}$ – номінальна напруга установки; $U_{\text{Н.Р}}$ – номінальна напруга роз'єднувача.

Номінальним струмом:

$$I_{\text{Н.Р}} > I_{\text{Р.МАХ}}, \quad (3.26)$$

де $I_{\text{Н.Р}}$ – номінальний робочий струм роз'єднувача.

Струмом динамічної стійкості:

$$i_{MAX} > i_{yD}. \quad (3.27)$$

Струмом термічної стійкості:

$$I_{TH}^2 t > (I_{K3}^3)^2 \cdot t_k. \quad (3.28)$$

Для розподільчих пристроїв 35 кВ вибираємо роз'єднувачі РНД-35/630. Результати вибору роз'єднувачів представлено у таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Результати вибору та перевірки роз'єднувачів РП 35 кВ

Роз'єднувач	Розрахункові дані				Каталожні дані			
	$U_{P.MAKC}$, кВ	$I_{P.MAKC}$, А	i_{yD} , кА	$(I_{K3}^3)^2 \cdot t_k$, кА	$U_{H.P.}$, кВ	$I_{H.P.}$, А	i_{MAX} , кА	$I_{TH}^2 t$, кА
РНД-35/630	35	65,9	2,11	0,3	35	630	64	20

Вибір обмежувачів перенапруги для розподільчих пристроїв 35 кВ.

Вибір обмежувачів перенапруг для РП 35 проводиться так само як і для РП 10 кВ. Обмежувачі перенапруг 35 кВ випускаються з певним набором U_{HD} , зокрема: 38,5; 40,5; 42,0.

Значення внутрішніх перенапруг для мережі 35 кВ може становити:

$$U_{ПЕР} = 2,6 \cdot U_{\phi}, \quad U_{ПЕР} = 2,6 \cdot 20,21 = 52,5 \text{ кВ.}$$

Обчислюємо допустимі кратності перевищення напруги T :

$$T = \frac{52,55}{40,5} = 1,29; \quad T = \frac{52,5}{42} = 1,25; \quad T = \frac{52,5}{38,5} = 1,36.$$

Обмежувачі мають забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал за грозовими впливами $A_{ГР}$

$$A_{ГР} = (U_{ВИП} - U_{ЗАЛ}) / U_{ЗАЛ} > (0,2 - 0,25),$$

$$A_{ГР} \text{ (для ОПН-У)} = (200 - 128) / 128 = 0,56 > (0,2 \dots 0,25) \text{ – умова виконується;}$$

$$A_{ГР} \text{ (для ОПН-У)} = (200 - 133) / 133 = 0,5 > (0,2 \dots 0,25) \text{ – умова виконується.}$$

Також, обмежувачі мають забезпечувати захисний координаційний інтервал за внутрішніми перенапругами $A_{ВН}$:

$$A_{ВН} = (U_{ДОП} - U_{ЗАЛ}) / U_{ЗАЛ} > (0,15 - 0,25).$$

Для силового трансформатора $U_{\text{ДОП}} = 140,6 \text{ кВ}$ ($U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$); для захисту трансформатора напруги $U_{\text{ДОП}} = 140,6 \text{ кВ}$ ($U_{\text{НОМ}} = 38,5 \text{ кВ}$); для ОПН-У – ($U_{\text{НД}} = 38,5 \text{ кВ}$); $U_{\text{ЗАЛ}} = 140,6 \text{ кВ}$.

Тоді

$$A_{\text{ВН}}(\text{для ОПН-У}) = (140,6 - 128) / 128 = 0,1 < (0,15 \dots 0,25) \text{ – умова не виконується.}$$

Умова вибухонебезпечності ОПН:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} < I_{\text{ВЗ.БЕЗ}} = I_{\text{НОМ}} \cdot$$

Для ОПН-У номінальний струм $I_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кА}$. Бачимо, що для нас підходять обмежувачі перенапруг ОПН-У-35-38,5УХЛ1.

3.3 Розрахунок релейного захисту ЛЕП 10 кВ

Для організації захисту ЛЕП 10 кВ використаємо максимальний струмовий захист (МСЗ). У якості РЗ використаємо два реле типу РТ-85, які під'єднані до сердечника за схемою неповна зірка.

Для мереж класу напруги 10 кВ МСЗ виконується у двофазному варіанті, тобто ТС інсталиуються лише у двох фазах, відтак можна використати схеми з'єднання ТС на різницю струмів двох фаз або у неповну зірку.

Обчислюємо максимальний робочий струм шляхом порівняння навантаження вечірнього та денного максимумів [19]:

$$I_{\text{Р.МАКС}} = \frac{P_{\text{Д}}(P_{\text{В}})}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad I_{\text{Р.МАКС}} = \frac{622,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 35,96 \text{ А}, \quad (3.29)$$

де $U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга мережі.

Обчислюємо струм спрацювання МСЗ:

$$I_{\text{С.З}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{С.З.Д.}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Р.МАКС}}, \quad I_{\text{С.З}} = \frac{1,3 \cdot 2}{0,95} \cdot 35,96 = 98,42 \text{ А}. \quad (3.30)$$

де $K_{\text{С.З.Д.}}$ – коефіцієнт, який ураховує самозапуск електродвигунів; $K_{\text{Н}}$ – коефіцієнт надійності; $K_{\text{В}}$ – коефіцієнт повернення.

Обчислюємо струм спрацювання реле за виразом:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.З.}}{n_{T.T.}} \cdot K_{C.X.}, \quad I_{C.P.} = \frac{98,42}{20} \cdot 1 = 4,92 \text{ А}, \quad (3.31)$$

де $n_{T.T.}$ – коефіцієнт трансформації ТС; $K_{C.X.}$ – коефіцієнт схеми (у випадку з'єднання на різницю струмів двох фаз $K_{C.X.} = 3,0$, а за з'єднання ТС у неповну зірку $K_{C.X.} = 1,0$).

Ураховуючи дискретність уставок струму спрацювання РЗ, для захисту розгалуженої ЛЕП 10 кВ, потрібно здійснити вибір найближчого більшого значення струму уставки $I_{УСТ} = 5 \text{ А}$.

Обчислюємо уточнене значення струму спрацювання РЗ:

$$I'_{C.З.} = \frac{I_{УСТ} \cdot n_{T.T.}}{K_{C.X.}}, \quad I'_{C.З.} = \frac{5 \cdot 20}{1} = 100 \text{ А}. \quad (3.32)$$

Захист трансформаторної ПС 10/0,4 кВ зі сторони 10 кВ забезпечується запобіжниками ПКТ-10. Номінальний струм плавкої вставки запобіжників вибирається залежно від потужності трансформатора ТП 10/0,4 кВ. Тому, потрібно узгодити МСЗ лінії 10 кВ із роботою запобіжників трансформаторної ПС.

Задля детермінування часу спрацювання МСЗ ЛЕП 10 кВ і погодження її із часом спрацювання запобіжників трансформаторної ПС 10/0,4 кВ потрібно побудувати карту узгодження захисту мережі, на якій по осі абсцис відкладають струм КЗ, а по осі ординат – час спрацювання захисту.

Після побудови захисної характеристики запобіжника через точку ($I_{КЗ} = 1654 \text{ А}$, $t_{ЗП} = 0,03 \text{ с}$), що відповідає струму КЗ на шинах 10 кВ, проводять вертикальну пряму, паралельну осі ординат. Перетин прямої з захисною характеристикою запобіжника детермінує його час спрацювання $t_{ЗП}$ (рис. 3.3).

Задля пришвидшення дії захисту ЛЕП МСЗ може доповнюватися струмовою відсічкою, яку застосовують для термінового відмикання пошкодженої ділянки при КЗ у певній зоні. Для забезпечення відналаштування за струмом ΔI від захисту наступної ділянки, беруть відповідний коефіцієнт надійності k_H .

*Карту видалено керівником кваліфікаційної роботи
з ціллю енергетичної безпеки України*

Рисунок 3.3 – Карта узгодження часу спрацювання МСЗ та
запобіжників ПС 10/0,4 кВ [19]

Селективність струмової відсічки забезпечується відповідним вибором струму його спрацювання:

$$I_{CB} \geq k_H I_{K3 \max}^{(3)}, \quad I_{CB} \geq 1654 \cdot 1,3 = 2150,2 \text{ А}, \quad (3.33)$$

де $I_{K3 \max}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного КЗ у місці інсталяції найвіддаленішого від джерела живлення комплекту РЗ; k_H – коефіцієнт надійності.

Для відналаштування струмової відсічки від кидка намагнічуючих струмів трансформаторів має виконуватися умова:

$$I_{CB} \geq 0,25 \Sigma S_{УСТ}, \quad I_{CB} \geq 0,25 \cdot 1136 = 284 \text{ А}, \quad (3.34)$$

де $\Sigma S_{УСТ}$ – загальна потужність трансформаторів 10/0,4 кВ, які приєднані до ЛЕП.

Обчислюємо струм спрацювання реле струмової відсічки:

$$I_{C.PB} \geq \frac{k_{CX}}{k_{TP}} I_{CB}, \quad I_{C.PB} \geq \frac{1}{20} \cdot 2150,2 = 107,5 \text{ А}. \quad (3.35)$$

де I_{CB} – більша із величин.

Обчислюємо уточнений первинний струм відсічки (струм спрацювання):

$$I_{C.3B} = \frac{k_{TP}}{k_{CX}} I_{УСТ}, \quad I_{C.3B} = \frac{20}{1} \cdot 110 = 2200 \text{ А}. \quad (3.36)$$

Обчислюємо коефіцієнт чутливості відсічки:

$$k_{чБ} = \frac{I_{K3 \min}}{I_{C.3B}} \geq 2, \quad k_{чБ} = \frac{819,9}{2200} = 0,37 \leq 2, \quad (3.37)$$

де $I_{K3 \min}$ – мінімальний струм КЗ на початку лінії.

Бачимо, що застосування струмової відсічки є недоцільним.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій

Розробка та вживання ефективних заходів запобігання аварійним і травмонебезпечним ситуаціям можливі лише при завчасному виявленні тих небезпек, з яких починаються процеси їх формування. Оскільки небезпечні умови не завжди завчасно можна виявити, а для вивчення небезпечних дій іноді потрібно багато часу, щоб зібрати статистичний матеріал, то і методи виявлення цих небезпек повинні бути відповідно диференційовані [20].

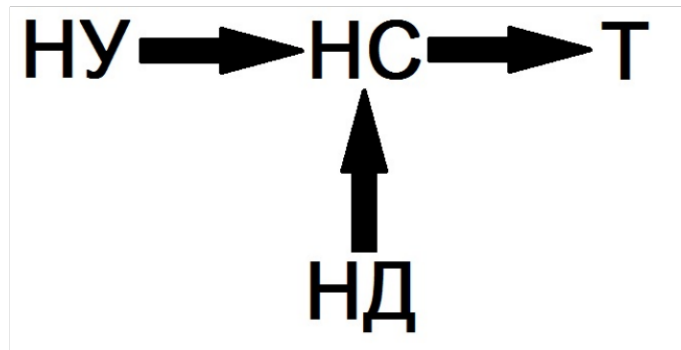


Рисунок 4.1 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при проведенні ремонту устаткування підстанції: НУ – небезпечна умова (не вимкнено живлення); НД – небезпечна дія (нехтування правилами ТБ); НС – небезпечна ситуація (ураження струмом); Т – травма.

На рисунку 4.1 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при проведенні ремонту устаткування підстанції. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основним заходом запобігання небезпечної ситуації є проведення додаткових інструктажів із техніки безпеки.

На рисунку 4.2 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при виконанні робіт на свердлильному верстаті. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основними заходами запобігання небезпечної ситуації є організація постійного контролю за станом свердлильного верстату та розробка пристрою, який блокує кнопку «пуск» при небезпечному розмірі зазору.

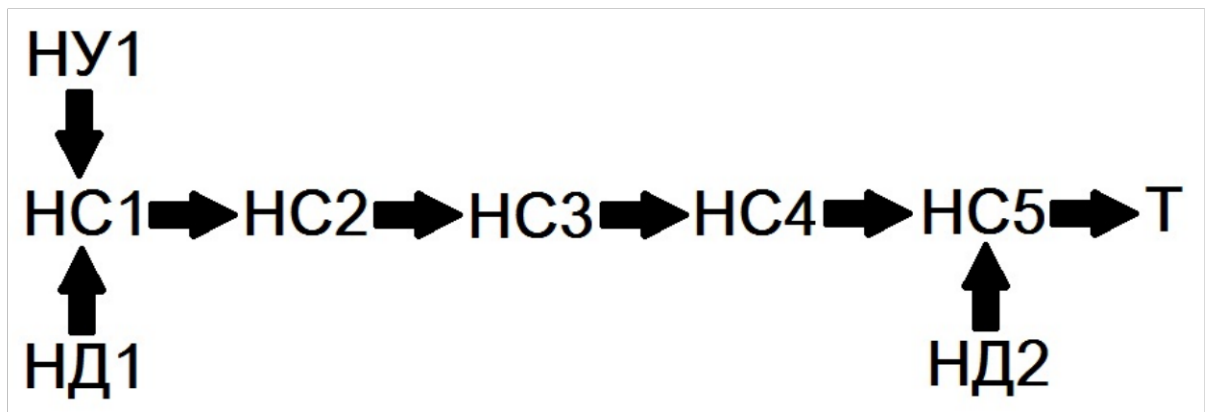


Рисунок 4.2 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при виконанні робіт на свердлильному верстаті: НУ1 – небезпечна умова (зазор між підручником та свердлом перевищує допустимий); НД1 – небезпечна дія (при свердлінні робітник неправильно тримає деталь); НД2 – небезпечна дія (робітник знаходиться у небезпечній зоні); НС1 – небезпечна ситуація (захоплення деталі свердлом); НС2 – затягування; НС3 – заклинення; НС4 – заклинення; НС5 – викидання осколків; Т – травма.

4.2 Правила техніки безпеки при виконання технологічних процесів

Загальні вимоги. При експлуатації установок необхідно керуватися «Правилам технічної експлуатації електроустановок споживачів і правил технічної безпеки при експлуатації електроустановок споживачів. Обслуговуючий персонал станції повинен бути ознайомлений з інструкцією по експлуатації обладнання. Електропроводка повинна знаходитись на висоті не менше 2,5 м від підлоги.

Вимоги безпеки перед початком роботи. Одягнути спецодяг і засоби індивідуального захисту. Осіб, які не досягай 18 років не допускати до обслуговування електрообладнання. Електромонтеру приступати до роботи лише після проведення інструктажу з техніки безпеки. Впевнитись у справності засобів автоматизації.

Вимоги техніки безпеки під час роботи. Під час роботи на переносних електроустановках повинно бути встановлено тимчасове заземлення. Забороняється допускати сторонніх осіб до робочого місця. При роботі з електрообладнанням яке знаходиться під напругою необхідно працювати на ізоляційному килимку.

Вимоги техніки безпеки після закінчення роботи. Прибрати робоче місце. Вимкнути електрообладнання. Спецодяг повісити в спеціально відведених місцях. При порушенні вимог даної інструкції з техніки безпеки робітники несуть відповідальність згідно з важкістю наслідків і заподіяної ним шкоди. Порушення інструкції розглядається як невикористання правил внутрішнього трудового розпорядку.

Протипожежні заходи. Приміщення в яких розміщене електрообладнання мають відповідати всім діючим правилам пожежної безпеки для підприємств. Оснащеність протипожежним інвентарем повинна відповідати «Типовим правилам протипожежної безпеки для підприємств». Особам, які працюють на забороняється застосовувати джерела відкритого вогню. Експлуатаційні заходи передбачають такі режими експлуатації машин і обладнання в результаті яких повністю виключається можливість виникнення іскор, полум'я при роботі машин. До технічних належать заходи, що стосується правильного монтажу та експлуатації електрообладнання. До заходів режимного характеру відносяться заборона куріння, запалювання вогню, сірників, правильне зберігання та контроль за зберіганням запасів вугілля, торфу та інших матеріалів. Тактико-профілактичні заходи передбачають швидку дію пожежних команд, своєчасне встановлення первинних засобів вогнегасіння, а також підтримка в справному стані водопровідної системи [21].

4.3 Розрахунок заземлення

Захисне заземлення – це спеціальне електричне з'єднання із землею або її еквівалентом металевих струмонепровідних частин, на яких може з'явитися напруга. Основне призначення захисного заземлення – запобігти ураженню електричним струмом при дотиканні до корпусу та інших струмонепровідних частин електроустановки, на яких з'явилася напруга. Заземлюють усі металеві струмопровідні частини електрообладнання, на яких внаслідок несправностей ізоляції може з'явитися напруга і до яких можливе доти-

кання людей або тварин. Принципом дії захисного заземлення пояснюється зниженням напруги між корпусом, на якому вона з'явилася, і землею до безпечного рівня.

Заземлювачі, що застосовуються для заземлення електроустановок, бувають штучні (виключно для заземлення) і природні (металеві предмети, що знаходяться в землі і мають інше призначення). Для штучних заземлювачів застосовують вертикальні і горизонтальні електроди. Вертикальні електроди (стержні) виготовляють із сталевих прутків діаметром 10 – 20 мм, кутової сталі розміром від 40х40 до 60х60 мм і сталевих труб діаметром 30 – 50мм, довжиною 2,5 – 3 м. Вертикальні електроди з'єднують між собою сталюю штабою розмірами 4х12 мм або круглою – діаметром не менше як 6 мм, яку застосовують також як самостійний заземлювач. Опір заземлюючого пристрою не повинен перевищувати 4 – 10 Ом залежно від характеру заземлення і конструкції електричних установок. З'єднання заземлюючих провідників виконують за допомогою зварювання.

Розрахуємо заземлюючий контур підстанції напругою 10/0,4кВ із глухозаземленою нейтраллю. Характер ґрунту – чорнозем з $\rho = 0,4 \cdot 10^4$ Ом·см, кліматична зона – Ш ($K_c = 1,4$, $K_n = 2$). Струм замикання на землю у мережі становить 30 мА.

Згідно з правилами, опір заземлюючого пристрою повинен становити

$$R = \frac{125}{I_3} = \frac{125}{30} = 4,2 \text{ Ом}, \quad (4.1)$$

де I_3 – струм замикання на землю, мА.

Приймаємо $R = 4$ Ом. Контур заземлення розміщуємо в ряд з $a = 5$ м, $l = 2,5$ м. Е якості стержневого заземлювача приймаємо кутникову сталь 60х60х6 мм, а протяжного – пластинчасту сталь 40х4 мм.

Обчислюємо опір одиничного стержня

$$R_o = 0,00318 \cdot \rho \cdot K_c, \quad R_o = 0,00298 \cdot 0,4 \cdot 10000 \cdot 1,4 = 16,7 \text{ Ом}, \quad (4.2)$$

де K_c – коефіцієнт сезонності для стержневого заземлювача ($K_c = 1,4$).

Число стержнів приймаємо 10. При цьому коефіцієнт використання стержневих заземлювачів становить $\eta_c = 0,75$. Опір усіх стержнів розтікання струму становить:

$$R_c = \frac{R_o}{n \cdot \eta_c}, \quad R_c = \frac{16,7}{10 \cdot 0,75} = 2,2 \text{ Ом}, \quad (4.3)$$

де: n – число стержнів, шт.

Довжина протяжного заземлювача становить $l = 35$ м (3500см); приймаємо $t = 50$ см, $b = 0,4$ см.

Обчислюємо опір протяжного заземлювача

$$R_{np} = \frac{0,366}{l} \cdot \rho \cdot 2 \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{t \cdot b}, \quad R_{np} = \frac{0,366}{5000} \cdot 0,4 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot \lg \frac{2 \cdot 3500^2}{50 \cdot 0,4} = 2,6 \text{ Ом}. \quad (4.4)$$

Приймаємо 3 Ом. Коефіцієнт використання протяжного заземлювача $\eta_n = 0,75$. Дійсний опір протяжного заземлення становить:

$$R_n = \frac{R_{np}}{\eta_n} = \frac{2}{0,75} = 4 \text{ Ом}. \quad (4.5)$$

Опір всього заземлюючого пристрою становить:

$$R_u = \frac{R_c \cdot R_n}{R_c + R_n} = \frac{2,2 \cdot 3}{2,2 + 4} = 1,4 < 4 \text{ Ом}. \quad (4.6)$$

Відповідно кількість стержнів вибрана правильно.

4.4 Вплив електромагнітних полів на людину та інші організми

Вплив електромагнітного поля на нервову систему. Перші експериментальні дослідження з впливу електромагнітного поля на нервову систему були проведені ще в минулому столітті. В монографіях професора Холодова Ю. А. опубліковані результати його багаторічних досліджень із проблеми впливу електромагнітних та магнітних полів на центральну нервову систему. Було встановлено наявність прямої дії електромагнітного поля на мозок, мембрани нейронів, пам'ять, умовно-рефлекторну діяльність. В модельних експериментах показана можливість впливу слабких електромагнітних полів

на процеси синтезу в нервових клітинах. Отримані чіткі зміни імпульсації коркових нейронів, що приводять до порушення інформації, що передається у більш складні структури мозку. Крутиковим Р. І. виявлено, що при впливі електромагнітного поля у надвисокочастотному діапазоні може розвинути порушення короткочасної пам'яті [22].

Вплив електромагнітного випромінювання на імунну систему. Нині накопичено достатньо даних, які вказують на те, що при впливі електромагнітного поля порушуються процеси імуногенезу. Встановлено, що під впливом електромагнітного поля змінюється характер інфекційного процесу, виникають порушення білкового обміну, спостерігається зниження вмісту альбумінів і підвищення гамма-глобулінів в крові. Крім того, електромагнітне поле може виступати в якості алергену або пускового фактора, викликаючи важкі реакції у хворих алергіків при контакті з електромагнітним полем.

Вплив електромагнітного поля на статеву систему. Під впливом електромагнітного випромінювання знижується функція сперматогенезу, змінюється менструальний цикл, уповільнюється ембріональний розвиток, виникають вроджені вади у новонароджених дітей і зменшення лактації у годуючих мам.

Вплив слабких електромагнітних полів на живі організми. Слабкі електромагнітні поля при інтенсивності меншого порогу теплового ефекту також впливають на зміни в живій тканині. Дослідження біологічних впливів мобільного телефону, комп'ютерного блока та інших електронних засобів проведені у ряді наукових центрів.

Результати проведених досліджень з оцінки впливу мобільного телефону, комп'ютера та інших сучасних радіоелектронних засобів на різні організми як в робочому, так і у вимкненому стані виявились невтішними і показали вкрай негативний їх вплив на стан біологічних об'єктів, що проявилось:

- у зменшенні рухомої активності та виживаності мікроорганізмів;
- у збільшенні смертності мікроорганізмів;
- у порушенні ембріонального і личиночного розвитку;
- у зниженні біохімічних реакцій, порушенні метаболізму;
- у зниженні енергетичного потенціалу в усіх життєво важливих системах організму.

5 ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 План основного виробництва

Розрахунок втрат електроенергії та потужності. Первинними даними для розрахунку втрат електроенергії та потужності в трансформаторних ПС та ЛЕП є їх характеристики, дані про перетоки потужностей лініями та параметри режимів максимальних навантажень підстанцій. Втрати електроенергії обчислюються для кожної лінії та усіх трансформаторів враховуючи час роботи обладнання протягом року [23]

$$\Delta W = \Delta P_{\text{пост}} \cdot T_{\text{роб}} + \Delta P_{\text{зм}}, \quad (5.1)$$

де $T_{\text{роб}}$ – час роботи обладнання протягом року; $\Delta P_{\text{пост}}$, $\Delta P_{\text{зм}}$ – постійні та змінні витрати потужності.

Укладання плану передавання електричної енергії. До укладання плану програми виробництва та електричного балансу мереж входить обчислення корисного відпуску електроенергії споживачам зі всіх підстанцій, що входять до мережі. Затим, що в нашій мережі не має електростанцій, то необхідна електрична енергія одержується із енергетичної системи. Баланс електричної енергії мережі представлено у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Баланс електричної енергії у мережі

Прихід			Витрати		
	млн. кВт·год	відсотки до під- сумку		млн. кВт·год	відсотки до під- сумку
1. Отримання електроенергії від енергосистеми	46,683	100	1. Відпуск електроенергії споживачам з шин підстанції	45,836	98,152
			2. Втрати електроенергії в ЛЕП і трансформаторах	0,847	1,848
Всього:	46,683	100	Всього:	46,683	100

5.2 Планування кількості персоналу та заробітної плати

Розрахунок чисельності персоналу електромереж проводиться з використанням нормативів, які затверджені Міністерством енергетики та вугільної промисловості України [23].

Враховуючи норми чисельності, обчислюється розрахункова чисельність персоналу підприємств електромереж. Розрахунок та планування чисельності оперативного персоналу та персоналу з ремонту і технічного обслуговування підстанцій та ліній електропередач репрезентовано у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок чисельності персоналу

Найменування елементів мережі	Од. виміру	Кількість улаштувань	Нормативна чисельність	Розрахункова чисельність
1. Підстанція: - силові тр-ри 35 кВ	100 ул.	2	6	0,75
- вакуумні вимикачі 35 кВ		7	8	0,56
- вакуумні вимикачі 10 кВ		6	–	–
Лінії електропередачі 35 кВ	100 км	33	2	0,52
3. Пристрої релейного захисту і автоматики	–	–	–	1
4. Оперативно-диспетчерське управління	–	–	–	4
5. Загальне керівництво	–	–	–	1
Всього:				1,83 + 6

Розрахована загальна чисельність персоналу може варіюватися з використанням коефіцієнта $k = 1,05$, який дає змогу враховувати умови експлуатації. Оклади працівників та керівників залежать від категорії оплати праці. Проектована підстанція належить до ПЕМ, що відносяться до третьої групи оплати праці. На основі вибраної структури та розрахованої чисельності не-

обхідних працівників, складаємо штатний розпис підстанції. Штатний розпис підстанції репрезентовано у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Штатний розпис проектованої підстанції

№ з/п	Посада	Чисельність, чол	Посадовий оклад, грн
1	Майстер	1	9800
2	Оперативно-диспетчерська служба – диспетчери	4	12800
3	Технічне обслуговування та ремонт пристроїв РЗ і телемеханіки – монтер	2	7000
4	Персонал із технічного обслуговування і ремонту ЛЕП та ПС III розряд IV розряд V розряд	1 1 1	6400 7000 8200
5	Загальне керівництво – інженер	1	14000

5.3 Укладання плану витрат на технічне обслуговування електромереж

Експлуатаційні витрати на протязі року на технічне обслуговування електромереж складаються із наступних економічних елементів: амортизаційні відрахування – $B_{ам}$; матеріальні затрати – B_m ; витрати на оплату праці – $B_{он}$; відрахування на соціальні заходи – $B_{с.з}$; інші витрати – $B_{ін}$.

Відрахування на амортизацію. У таблиці 5.4 представлено розрахунок відрахувань на амортизацію, враховуючи діючі норми амортизації та балансові вартості основних фондів.

Таблиця 5.4 – Розрахунок відрахувань на амортизацію

Найменування елементів електричних мереж	Балансова вартість, тис.грн.	Норма амортизаційних відрахувань, %	Річні амортизаційні відрахування, тис.грн.
Лінії електропередавання	1401,25	5	70,063
Підстанція	2508	15	376,2
Всього:	3909,25		446,263

Обчислюємо балансову вартість основних фондів для ліній електропередач

$$K_{ЛЕП} = \sum_{i=1} C_i \cdot L = 62,5 \cdot 6,68 + 62,5 \cdot 15,74 = 1401,25 \text{ тис. грн.}, \quad (5.2)$$

де C_i – ціна одного кілометра лінії електропередач ($C = 62,5$ тис. грн – для проводів АС-75/11). 0684985202

Обчислюємо балансову цінність основних фондів для проекрованої ПС

$$K_{mp} = 2 \cdot K_{mp(4MBA)} = 2 \cdot 350 = 700 \text{ тис.грн.}, \quad K_{вим} = 7 \cdot K_{вим(35кВ)} = 7 \cdot 126 = 882 \text{ тис. грн.}; \quad (5.3)$$

$$K_{пост} = 926 \text{ тис. грн.}, \quad K_{БСК} = 0 \text{ – БСК не встановлюється}; \quad (5.4)$$

$$K_{ПС} = 700 + 882 + 926 = 2508 \text{ тис. грн.} \quad (5.5)$$

де K_{mp} – капіталовкладення для трансформаторів; $K_{пост}$ – постійна частина витрат; $K_{вим}$ – капіталовкладення для вимикачів; $K_{БСК}$ – капіталовкладення для БСК.

Згідно із Законом України про оподаткування підприємств, відрахування на амортизацію відносять до витрат виробництва з коефіцієнтом 0,8.

Матеріальні витрати. До матеріальних витрат відносять витрати на обслуговування технологічних процесів. Під час розрахунків значень матеріальних витрат, їх приймають у розмірі 2,4 % для ПС та 1,2 % для ліній електропередач.

Відрахування на соціальні заходи. До відрахувань на соціальні заходи зараховують: відрахування на державне соціальне страхування – 4 % фонду оплати праці; відрахування для фонду допомоги зайнятості населенню – 1,5 % фонду оплати праці; відрахування на пенсійний фонд – 32 %.

Інші відрахування. До інших витрати зараховують: платіжні страхування майна підприємств; витрати на виплату відсотків за короткотермінові банківські кредити; витрати на відродження, які плануються у відсотках від витрат на оплату праці – 1 %); комунальний податок; оплата послуг зв'язку; відрахування для реконструкції, будівництва автомобільних доріг загального призначення, до фонду охорони праці і оплата послуг банків, яка планується за встановленими законодавчими нормами.

Таблиця 5.5 – Інші відрахування

№ з/п	Елемент витрат	Величина, тис. грн.	Структура витрат
1	Матеріальні витрати	77,007	10,83
2	Виплати на оплату праці	45,223	36,84
3	Відрахування на соціальні заходи	26,887	13,81
4	Амортизаційні відрахування	446,263	36,04
5	Інші витрати	9,14	2,48
Всього:		627,154	100

Заплановані витрат зводяться до планового кошторису витрат для технічного обслуговування електричних мереж (табл. 5.5).

5.4 Укладання плану прибутку підприємства

Розраховуємо площу землі, яка буде застосовуватися. Площа проєктованої ПС 35/10 кВ становить 0,7 га. Площа відведена для ліній 35 кВ становить 0,792 га.

Обчислюємо площу зайнятої землі:

$$S_{\Sigma} = 0,7 + 0,792 = 1,492 \text{ га.}$$

За 50 % площі землі податок, який сплачується становить 11,85 грн/га, ще за 30 % площі потрібно сплатити 13,05 грн/га, а за решту 20 % – 20,9 грн/га.

Обчислюємо загальну вартість податку за землю [24]

$$P_z = 0,5 \cdot 1,492 \cdot 11,85 + 0,3 \cdot 13,05 \cdot 1,492 + 0,2 \cdot 1,492 \cdot 20,9 = 0,0209 \text{ тис. грн.}$$

Податок за власні транспортні засоби складає 0,35 % вартості транспортних засобів. Вартість транспортних засобів складає 18 тис. грн.

$$P_{втз} = \frac{0,35}{100} \cdot 18 = 0,07 \text{ тис. грн.}$$

За початкову рентабельність приймаємо 30 %, відтак чистий прибуток буде складати:

$$P_{\text{ч}} = 0,3 \cdot \Sigma B, \quad P_{\text{ч}} = 0,3 \cdot 627,584 = 204,23 \text{ тис.грн.}, \quad (5.6)$$

де ΣB – річні затрати на експлуатацію.

Обчислюємо ставку податку на прибуток [24]

$$P_{\text{приб}} = 0,3 \cdot P_q, \quad P_{\text{приб}} = 0,3 \cdot 204,23 = 65,204 \text{ тис. грн.}, \quad (5.7)$$

Обчислюємо балансовий прибуток від реалізації послуг з обслуговування мереж та передавання ними електроенергії:

$$P_{\text{б}} = P_z + P_{\text{втз}} + P_q \cdot \left(1 + \frac{H_n}{100}\right), \quad P_{\text{б}} = 0,0209 + 0,07 + 204,23 \cdot \left(1 + \frac{30}{100}\right) = 209,28 \text{ тис. грн.} \quad (5.8)$$

де H_n – ставка податку на прибуток.

На основі планових затрат від передавання та розподілу електроенергії розраховується тариф на передавання 1 кВт·год електроенергії. Розрахунок тарифу для передавання електроенергії репрезентовано у таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Розрахунок тарифу на передавання електроенергії

№ з/п	Показник	Одиниця виміру	Величина
1	Всього витрат на технічне обслуговування електричних мереж	тис. грн.	625,24
2	Чистий прибуток	тис. грн.	204,23
3	Податок на прибуток	тис. грн.	65,204
4	Податок на землю	тис. грн.	0,0209
5	Податок на власників транспортних засобів	тис. грн.	0,07
6	Балансовий прибуток	тис. грн.	209,28
7	Виручка від реалізації послуг	тис. грн.	918,624
8	Мережна складова тарифу	грн./кВт·год.	0,489

Таблиця 5.7 – Зведені техніко-економічних показники

№ з/п	Показник	Одиниця виміру	Величина
1	Кількість електроенергії, що поступила	кВт·год	91156540
2	Відпуск електроенергії з шин ПС	кВт·год	88400000
3	Технологічні витрати електричної енергії	кВт·год	1276540
4	Те ж у відсотках	%	1,44
5	Собівартість передачі електроенергії	грн./кВт·год	1,68
6	Мережна складова тарифа	грн./кВт·год	0,9
7	Середньомісячна зар. плата одного прац.	грн	17600
8	Питомі капіталовкладення на 1 кВт встановленої трансформаторної потужності	грн/кВА	42
9	Питомі капіталовкладення на 1 км ЛЕП 35кВ	тис.грн/км	37,3

Остаточні розрахунки репрезентовано у вигляді зведених техніко-економічних показників у таблиці 5.7.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі представлено виконані ключові етапи проектування районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ. Отримані у роботі результати можна узагальнити наступними висновками.

1. Проаналізовано вихідні дані для проектування районної трансформаторної ПС та на основі цього здійснено загальну характеристику проекрованої ПС. Розкрито актуальність кваліфікаційної роботи та обґрунтовано її тему.

2. Проведено обчислення навантажень та втрат напруги ліній електропередач 10 кВ, що дало змогу здійснити обчислення повного електричного навантаження трансформаторної підстанції на шинах 10 кВ. Проведено вибір трансформаторів 35/10 кВ та 10/0,4 кВ, а також вибрано запобіжники для захисту трансформаторів зі сторони 10 кВ. Запропоновано первинну схему проекрованої ПС та здійснено її обґрунтування.

3. Здійснено обчислення струмів КЗ у режимах максимальних навантажень. На основі цього розраховано та вибрано струмоведучі шини, вимикачі для розподільчих пунктів, обмежувачі перенапруг, вимірювальні трансформатори струму та напруги, трансформатори власних потреб. Також, здійснено розрахунок та організацію релейного захисту для ЛЕП 10 кВ.

4. У розділі з охорони праці здійснено аналіз процесів формування та виникнення аварійних та травмонебезпечних ситуацій під час ремонту та монтажу устаткування ПС. Також, у роботі розкрито питання охорони довкілля, зокрема вплив електромагнітних полів на навколишнє середовище.

5. В ході проведення організаційно-економічних розрахунків було здійснено планування основного виробництва, кількості персоналу та заробітної плати, витрат на технічне обслуговування електричних мереж та прибутку підприємства від експлуатації проекрованої ПС.

--

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник. Вінниця: Нова Книга, 2011. 656 с.
2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: підручник. Львів: В-во НУ»ЛП», 2009. 488 с.
3. Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П. Г. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. Кіровоград: КНТУ, 2015. 287 с.
4. Кирик В. В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.
5. Бабаєв М. М., Блиндюк В. С., Супрун О. Д. Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019. 291 с.
6. Орлович А. Ю., Плешков П. Г., Козловський О. А. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання: навч. посіб. Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. 272 с.
7. Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
8. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
9. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
10. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 308 с.
11. Малинівський С. М. Загальна електротехніка: навчальний посібник. Львів: В-во Нац. у-ту «Львів. політех.», 2001. 596 с.
12. Методичні вказівки та завдання до курсового проекту з дисципліни «Основи електропостачання» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Укл. Чумакевич В. О. Львів: ЛНАУ, 2016. 59 с.

13. Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. Київ: Вид-во «Політехніка», 2017. 456 с.
14. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України, 2017.
15. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства. Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
16. Денисюк С. П., Радиш І. П., Кабацій В. М., Дерев'янку Д. Г. Основи електротехніки та електропостачання. Київ: Кондор, 2012. 216 с
17. Лушкін В. А., Абраменко І. Г., Барбашов І. В., Черкашина В. В., Шутенко О. В. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навчальний посібник. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2013. 193 с.
18. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Харків: Вид-во «Точка», 2012. 340 с.
19. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. Львів: В-во НУ«ЛП», 2013. 533 с.
20. Арламов О. Ю. Безпека життєдіяльності та цивільний захист: конспект лекцій. Київ: В-во НТУУ «КПІ», 2018. 93 с.
21. Бондаренко В. О., Ганус О. І., Старков К. О., Шевченко С. Ю. Охорона праці в електроенергетиці: навчальний посібник. Харків: Вид-во «Підручник НТУ «ХПІ», 2014. 286 с.
22. Лук'янова Л. Основи екології: навч. посіб. Київ: Вища шк., 2000. 327 с.
23. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
24. Бандурка О. М., Ковальов Є. В., Садиков М. А., Маковоз О. С. Економіка підприємства. Харків: ХНУВС. 2017. 192 с.