

ЖИТОМИРСЬКИЙ АГРОТЕХНІЧНИЙ ФАХОВИЙ КОЛЕДЖ

Відділення «Інженерна інфраструктура та комп'ютерні науки»

Кафедра «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

До захисту допущено
завідувач кафедру

І. В. Нездвєцька

“____” _____ 2025 року

Пояснювальна записка

до бакалаврської роботи

освітнього ступеня «бакалавр»

спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

на тему: «Проект енергоефективної системи електропостачання на базі сонячної
мережевої електростанції».

Виконав: студент групи БЕ -41 спеціальності

141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

_____ Никончук М. С.

Керівник роботи _____ к.т.н., доц. Нездвєцька І. В.

Рецензент _____

(підпис)

(прізвище та ініціали)

м. Житомир – 2025 р.

Анотація

В даній роботі запропоновано проект під'єднання сонячної мережевої електростанції 40 МВт з одночасною реконструкцією електричної частини підстанції 110/35/10 кВ. Для цього був проведений розрахунок режиму роботи енергомережі, а саме розрахунок з підключеними сонячними панелями та без них, техніко-економічне порівняння схем видачі потужності в мережу 110 кВ. Також було проведено обґрунтування основного силового обладнання, яке встановлюється на підстанції, елементів системи автоматики, захисту, вимірювання і обліку електроенергії.

ЗМІСТ

ОСНОВНІ УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	5
ВСТУП.....	6
1 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЧАСТИНИ ОЕС УКРАЇНИ В ЛІТНІЙ ПЕРІОД.....	8
2 ОБГРУНТУВАННЯ СХЕМИ ПРОЕКТОВАНОЇ СЕС І НАПРЯМИ УДОСКОНАЛЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПС 110/35/10 кВ.....	11
2.1 Обґрунтування схеми СЕС.....	11
2.2 Аналіз роботи діючої підстанції.....	14
2.3 Основні технологічні рішення.....	15
3 ОБГРУНТУВАННЯ ТЕХНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПС 110/35/10 кВ.....	16
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання.....	16
3.2 Вибір і перевірка електричних апаратів і елементів.....	19
4 СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ НА ПІДСТАНЦІЇ.....	41
4.1 Основні положення.....	41
4.2 Системи релейного захисту та автоматики підстанції.....	41
4.3 Організація релейного захисту та автоматики трансформаторів.....	43
4.4 Обґрунтування уставок спрацювання релейного захисту	

трансформаторів.....	52
5 БЕЗПЕКА ЕКСПЛУАТАЦІЇ КРПЗ 10 кВ.....	60
5.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів під час експлуатації КРПЗ напругою 10 кВ.....	60
5.2 Профілактичні заходи захисту від електричної напруги.....	61
5.3 Заходи захисту від інших небезпечних факторів.....	65
5.4 Заходи захисту від шкідливих факторів.....	65
5.5 Пожежна безпека.....	65
ВИСНОВКИ.....	67
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	68

ОСНОВНІ УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея

АВР – автоматичне введення резерву

ВН – висока напруга

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

ЗРП – закритий розподільчий пристрій

КЗ – коротке замикання

КЛ – кабельна лінія

КРПЗ – комплектний розподільчий пункт закритого типу

ЛЕП – лінія електропередачі

МСЗ – максимальний струмовий захист

ОПН – обмежувачі перенапруг

ПС – підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РЗ – релейний захист

РПН – регулювання без розриву ланцюга навантаження

ТС – трансформатор струму

ШСВ – шинний секційний вимикач

ВСТУП

Численні дослідження світового енергоспоживання підтверджують той факт, що при існуючих темпах науково-технічного прогресу органічне паливо (нафта, газ, вугілля та торф) не зможе в повному обсязі задовольнити потреби світової енергетики [1, 2]. Ситуація, яка склалася внаслідок російської агресії проти України, спонукає на пошук альтернативних джерел енергопостачання. Одним з перспективних напрямків вирішення проблеми енергопостачання споживачів є розробка і впровадження відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ).

В умовах військового стану питання енергоефективності набуває особливої ваги. Військові конфлікти, крім безпосередніх руйнувань, створюють додаткові виклики для енергетичної системи, економіки та інфраструктури країни. Забезпечення стабільного постачання енергії стає критичним як для військових потреб, так і для підтримки життєдіяльності цивільного населення та збереження економічної стабільності.

На сьогодні питання відновлення енергетичної галузі для України є одними з актуальних питань. В умовах бойових дій та обмеженості ресурсів постають питання пошуку альтернатив для забезпечення потреб як промислового так споживчого сектору. Для цього енергетичну галузь України необхідно синхронізувати з системою ЄС, проте для цього є певні перешкоди в нормативному, технічному плані які необхідно вирішити для налагодження співробітництва. Для забезпечення безперебійної роботи генерацій та постачання енергії споживачам необхідна зміна енергетичного ринку держави для більшої монополії та автоматизації процесів, які б могли в автономному режимі виробляти та розподіляти вироблені потужності незалежно. Тому для реалізації запропонованих заходів в Україні необхідно реструктурувати енергетичну систему за пріоритетами відновлення

територій, враховувати регіональні особливості енергосистеми, застосовувати принципи зеленої енергетики, впроваджувати інноваційні розробки.

Одним із найважливіших завдань впровадження альтернативних видів енергетичної генерації у загальну систему електропостачання є відповідність отриманої енергії діючим стандартам та надійність роботи інтегрованих систем альтернативного енергопостачання з існуючим обладнанням єдиної об'єднаної системи електропостачання.

1 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЧАСТИНИ ОЕС УКРАЇНИ В ЛІТНІЙ ПЕРІОД РОКУ

В проєкті розвитку енергетики України передбачається розвиток сонячної та вітрової енергетики в різних регіонах країни. Згідно з частиною цього плану, планується спорудити ряд сонячних електростанцій.

Треба зазначити, що активний темп розвитку у 2021 році спостерігався лише у одному сегменті — домашні СЕС, потужність яких в 2021 році зросла на 426,1 МВт, що становило 36,4% від нових потужностей ВДЕ, введених в експлуатацію 2020 року. На відміну від сектору дСЕС, промислова сонячна енергетика навпаки продемонструвала не найкращі показники розвитку, а скоріше їх скорочення. У 2021 році потужності промислової сонячної генерації збільшились лише на 305,5 МВт (26,1% від нових потужностей ВДЕ, введених в 2021 році), що на 818,1 МВт або 3,6 разів менше показника 2020 року — 1 123,6 МВт [<https://razumkov.org.ua/statti/sektor-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny>]. 2022 рік чітко визначив вектор розвитку енергетики України, де значна увага приділяється будівництву СЕС різної потужності і характеру генерації.

Для визначенні ефективності та можливості спорудження цих об'єктів в конкретних вузлах енергосистеми необхідно розрахувати режим роботи енергосистеми з підключеними до неї сонячними електростанціями та без них. Найбільший пік генерації електроенергії СЕС спостерігається влітку, в періоди літнього мінімуму роботи мережі.

Вихідними даними для аналізу роботи ОЕС України в літній період року є: схема електричної мережі, параметри трансформаторів, ліній електропередач, рівень напруги балансуєчого вузла, потужності навантаження та генерації у вузлах, частота, обладнання, яке встановлене у вузлах та ін. (табл. 1.1).

Таблиця 1. 1 – Підстанції мережі 110 кВ північно-західного регіону Житомирської обл.

№	Назва ПС	Кількість-потужність трансформаторів, МВА
1.	Коростень	АТ1-200, АТ2-125
2.	Ємільчино	1-40; 2-40
3.	Поліське	1-16; 2-16
4.	Лісова	1-25; 2-25
5.	Н-Волинський	1-10; 2-10
6.	Лугини	1-10; 2-10
7.	Чолівка	1-7,5; 2-16
8.	Ушомир	1-16; 2-16
9.	Липники	1-20; 2-20
10.	Мелені	1-6, 3
11.	Кремно	1-16; 2-16
12.	Іванівка	1-16; 2-6,3
13.	Веда	1-25; 2-25
14.	Пенізевичі	1-16
15.	Народицька	1-10; 2-15
16.	Малин	1-25; 2-25
17.	Ласки	1-7, 5
18.	Словечно	1-25; 2-25
19.	Овруч	1-40; 2-40
20.	Ігнатпіль	1-25; 2-25
21.	Першотравневе	1-25; 2-25
22.	Іршанськ	1-16; 2-16
23.	Білокоровичи	1-25; 2-25
24.	Олевськ	1-16; 2-16; 3-40

Висновок по розділу 1

В результаті наведених передумов встановлено, що сонячна електростанція в періоди літнього мінімального режиму роботи енергосистеми, тобто в час максимальної генерації енергії СЕС, буде видавати потужність в інші райони Північного регіону по лініях 110 кВ «Коростень-Лугини» та «Лугини-Олевськ». Це дасть змогу зменшити

навантаження на міжсистемні лінії зв'язку і знизити споживання дорогих невідновлюваних енергоресурсів.

2 ОБГРУНТУВАННЯ СХЕМИ ПРОЕКТОВАНОЇ СЕС І НАПРЯМИ УДОСКОНАЛЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПС 110/35/10 кВ

2.1 Обґрунтування схеми СЕС

Враховуючи потужність проекрованої СЕС, розмір ділянки під її будівництво повинен бути не менше 80 га поруч з підстанцією 110/35/10 кВ.

Даною роботою передбачені наступні варіанти приєднання СЕС з максимальною потужністю 40 МВт до електричних мереж:

Варіант 1 - видача потужності СЕС передбачається по мережі 110 кВ на шини 110 кВ підстанції 110/35/10 кВ із спорудженням на території площадки СЕС пристанційного вузла 110/10 кВ по схемі "Блок лінія-трансформатор з вимикачем" з встановленням одного силового трансформатора потужністю 40 МВА напругою 110/10/10кВ.

Для видачі потужності на шини 110 кВ ПС 110/35/10 кВ роботою передбачається реконструкція ПС в об'ємі:

- спорудження в ВРП 110 кВ однієї комірки для підключення ЛЕП 110 кВ від проекрованої СЕС;
- заміна існуючих вимикачів 110 кВ на елегазові (9 шт.);
- заміна роз'єднувачів 110 кВ та розрядників 110, 35 кВ на обмежувачі;
- будівництво нового ЗПК;
- релейний захист споруджуваних елементів, автоматизація елементів підстанції, облік електроенергії;
- телемеханізація підстанції;
- реконструкція доріг та організація системи водопостачання з будівництвом артезіанських свердловин на території підстанції.

Видача потужності за даним варіантом передбачається по одній кабельній лінії 110 кВ, довжиною 100 м, виконаної одножильним кабелем з ізоляцією із зшитого поліетилену.

Роботою також враховано винос існуючих ПЛ 110, 35, 10 кВ з території забудови СЕС.

Варіант 2 - за даним варіантом видача потужності проекрованої СЕС передбачається по мережі 35 кВ на шини 35 кВ ПС 110/35/10 кВ з будівництвом на території СЕС пристанційного вузла 35/10 кВ по схемі "Два блока лінія-трансформатор з вимикачами" з двома силовими

трансформаторами 2х25МВА напругою 35/10/10 кВ.

Для підключення проектової СЕС до шин 35 кВ існуючої ПС передбачається виконати роботи по її реконструкції в об'ємі зазначеному в варіанті 1 з додатковою заміною існуючих трансформаторів 2х16 МВА на трансформатори 2х25 МВА, напругою 110/35/10 кВ, та спорудженням двох комірок 35кВ.

Приєднання проектової до існуючої ПС передбачається виконати по двохланцюговій ПЛ 35 кВ, довжиною 100 м, проводом марки АС 120 мм².

Також за даним варіантом передбачається виконати винесення мереж 110, 35, 10 кВ з території забудови згідно варіанту 1.

Варіант 3 - видачу потужності проектової СЕС передбачається виконати по мережі 10 кВ з встановленням на існуючій ПС третього силового трансформатора потужністю 40 МВА, напругою 110/10/10 кВ з будівництвом нового КРПЗ 10 кВ на 10 лінійних комірок на території існуючої ПС.

Приєднання проектної СЕС до шин 10 кВ передбачається виконати по 8-ти кабельних лініях 10 кВ, одножильним кабелями з ізоляцією із зшитого поліетилену, прокладеним від ТП-10/0, 4 кВ (вартість будівництва ТП 10/0,1 кВ входить в вартість будівництва СЕС).

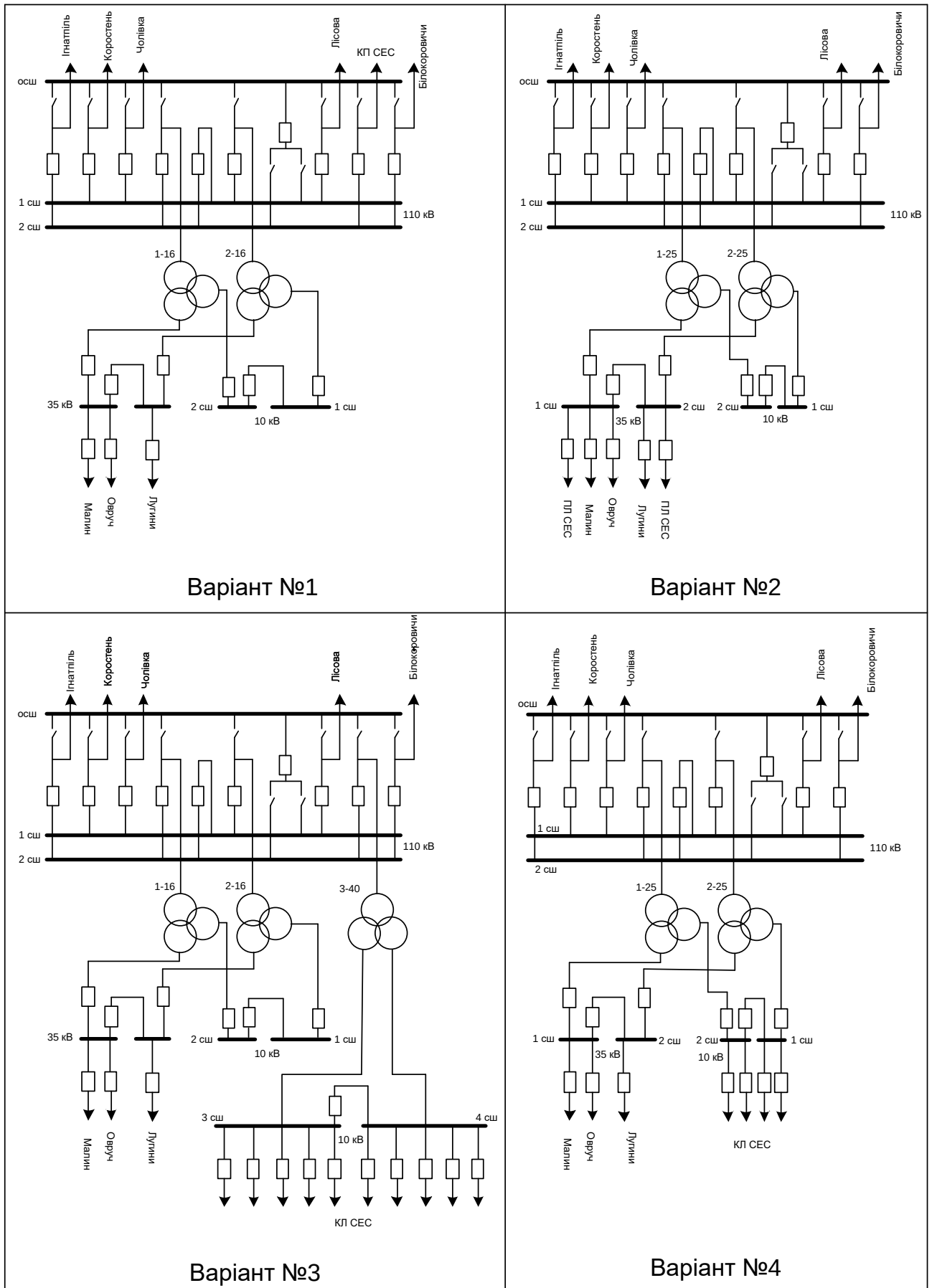
За даним варіантом також передбачається виконати реконструкцію ПС та винесення мереж 110, 35, 10 кВ з території забудови в обсязі наведеному для варіанта 1.

Варіант 4 - за даним варіантом видача потужності проектової СЕС передбачається по мережі 10 кВ на існуючі шини 10 кВ ПС 110/35/10 кВ з заміною двох існуючих трансформаторів потужністю 2х16 МВА на трансформатори 2х25 МВА та реконструкцію КРПЗ 10 кВ.

Видачу потужності на шини 10 кВ діючої ПС передбачається виконати по 4-ом кабельним лініям 10 кВ, виконаних одножильними кабелями з ізоляцією з зшитого поліетилену, прокладеної від ТП-2х100-10/0, 4, розташованої на території СЕС.

Об'єм реконструкції діючої ПС та винос мереж 110, 35, 10 кВ з території забудови СЕС прийнято за варіантом 1.

Схема видачі потужності СЕС по 4-ом варіантам наведена на рис. 2. 1.



Риснок 2.1 – Схема видачі потужності проектованої СЕС

2. 2 Аналіз роботи діючої підстанції

На діючій ПС 110/35/10 кВ на даний час встановлено два силових трансформатори ТДТН-16000/110/35.

Схеми електричних з'єднань існуючих розподільчих пристроїв такі:

- 1) на напрузі 110 кВ – дві робочі та обхідна система шин з обхідним та шиноз'єднувальним вимикачами. Кількість ліній 110 кВ – 5.
- 2) на напрузі 35 кВ - одна секціонована вимикачем система шин. Кількість ліній 35 кВ – 3.
- 3) на напрузі 10 кВ – одиночна, секціонована вимикачем система шин.

Шини 10 кВ збірні, розташовані в закритому розподільчому пункті ЗРУ-10 кВ.

Навантаження власних потреб підстанції живляться від двох трансформаторів власних потреб ТМ-100/0, 4 кВ.

Щит власних потреб 0, 4 кВ виконано двома секціями з секційним вимикачем, обладнанням АВР.

Живлення кіл оперативного постійного струму здійснюється від існуючої стаціонарної герметичної свинцево-кислотної акумуляторної батареї, що складається з 58 чотирьохвольтових блоків-акумуляторів ємністю 245 Аг по технології Drifit фірми «Sonnenschein». Тип акумуляторної батареї, що не потребує обслуговування – EXIDE A 704/245. Випрямні зарядно-підзарядні пристрої – ВАЗП 380/260-40/80.

Компоновка підстанції виконана таким чином, що існуючий ЗПК розташований майже в центрі площадки, частково під зв'язком 110 кВ 2Т. В існуючому ЗПК встановлено 54 панелі: з них 3 панелі постійного струму, 7 панелей власних потреб та панелі РЗАУ.

Силові та контрольні кабелі по території ПС прокладені в кабельних каналах. Освітлення території виконуються прожекторами, що встановлені на щоглах. Блискавкозахист підстанції виконано існуючими блискавковідводами висотою 30м та одиничними тросовими блискавковідводами.

2.3 Основні технологічні рішення

Проект передбачає реконструкцію таких частин підстанції:

- встановлення на ПС третього силового трансформатора потужністю 40 МВА, напругою 110/10/10 кВ;
- будівництво нового КРПЗ 10 кВ на 18 комірок для підключення кабельних ліній 10 кВ від СЕС;
- спорудження на ВРП 110 кВ однієї комірки для підключення кабельної лінії 110 кВ від третього трансформатора;
- заміна існуючих вимикачів 110 кВ на елегазові (9шт);
- заміна роз'єднувачів 110 кВ та розрядників 110, 35 на обмежувачі;
- встановлення нових обмежувачів 10 кВ;
- будівництво нового ЗПК.

Висновок по розділу 2

До реалізації рекомендується варіант за схемою №3, що обумовлено виключенням будівництва на території СЕС пристанційного вузла, що зменшить капітальні витрати на будівництво об'єкта.

3 ОБГРУНТУВАННЯ ТЕХНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПС 110/35/10 кВ

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

У розрахунках струмів короткого замикання необхідно визначити наступні величини:

- $I_{п0}$ - початкове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання - для розрахунку обладнання на термічну стійкість;
- $i_{уд}$ - ударний струм короткого замикання - для розрахунку обладнання на електродинамічну стійкість;
- $i_{ат}$ - аперіодичну складову струму короткого замикання в момент $t=\tau$ (відключення ланцюга) - для перевірки вимикача на відключаючу здатність;
- $I_{пт}$ - періодичну складову струму короткого замикання в момент $t = \tau$ (відключення ланцюга) - для перевірки вимикача на відключаючу здатність.

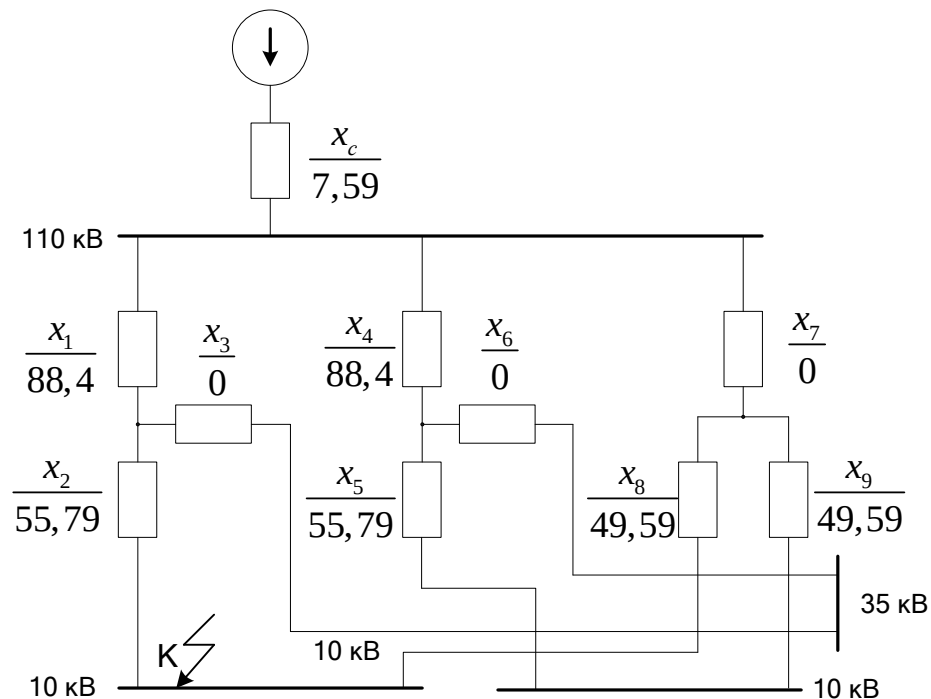


Рисунок 3.1 – Еквівалентна схема заміщення

Трифазний струм короткого замикання на шинах 110 кВ діючої ПС після приєднання СЕС становить 8,9 кА.

За основну ступінь напруги приймаємо $U_{\phi} = 110 \text{ кВ}$.

Знаходимо опір елементів розрахункової схеми, приведений до напруги $U_{\phi} = 110 \text{ кВ}$.

Енергосистема.

$$x_c = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 8,9} = 7,14 \text{ Ом.}$$

Трансформатори ТДТН 16000/110.

$$x_1 = x_4 = x_{B1*} \frac{U_{\phi}^2}{S_{\phi}} = 0,107 \cdot \frac{110^2}{16} = 88,4 \text{ Ом;}$$

$$x_2 = x_5 = x_{H1*} \frac{U_{\phi}^2}{S_{\phi}} = 0,107 \cdot \frac{110^2}{16} = 55,79 \text{ Ом;}$$

$$x_3 = x_6 = 0.$$

Трансформатор ТРДН 40000/110.

$$x_8 = x_9 = x_{H1(H2)*} \frac{U_{\phi}^2}{S_{\phi}} = 0,15 \cdot \frac{110^2}{40} = 49,59 \text{ Ом;}$$

$$x_7 = 0.$$

Після еквівалентування схеми, зображеної на рис. 2.2, отримаємо:

$$x_{\Sigma} = 36,91 \text{ Ом.}$$

Струм КЗ в точці К:

$$I_{115}^{(3)} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot 36,91} = 1721 \text{ А.}$$

Струм КЗ в точці К, приведений до напруги 10 кВ:

$$I_{10}^{(3)} = 1721 \cdot \frac{110}{10} = 18,9 \text{ кА.}$$

Визначення ударного струму короткого замикання:

– для 10 кВ

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 18,9 \cdot 1,82 = 48,65 \text{ кА.},$$

– для 110 кВ

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 8,9 \cdot 1,82 = 22,9 \text{ кА.},$$

де, згідно з таблицею 3. 6 [1], $k_{\text{уд}}$ – ударний коефіцієнт [1].

Визначення аперіодичної складової струму короткого замикання в момент часу $t = \tau$:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\tau/T_a};$$

$$\tau = t_{\text{зmin}} + t_{\text{с.в}},$$

де τ - час розмикання ланцюга короткого замикання дутогасними контактами вимикача;

$t_{\text{зmin}} = 0,01 \text{ с}$ - мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{\text{с.в}}$ - власний час відключення вимикача, с;

T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання згідно таблиці 3.6 [6], $T_a = 0,05 \text{ с}$.

Таким чином:

– для 10 кВ:

$$\tau = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 18,9 \cdot e^{-0,025/0,05} = 16,2 \text{ кА}.$$

– для 110 кВ

$$\tau = 0,01 + 0,026 = 0,036 \text{ с};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 8,9 \cdot e^{-0,036/0,05} = 6,13 \text{ кА}.$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання в момент часу $t = \tau$:

– для 10 кВ

$$I_{пт} = I_{п0} = 18,9 \text{ кА}.$$

– для 110 кВ

$$I_{пт} = I_{п0} = 8,9 \text{ кА}.$$

3.2 Вибір і перевірка електричних апаратів і елементів

3.2.1 Вимикачі. Вимикачі вибираються за умовами:

$$U_{н.вим.} \geq U_{уст.};$$

$$I_{н.вим.} \geq I_{max},$$

де $U_{н.вим.}$ – номінальна напруга вимикача, кВ;

$I_{н.вим.}$ – номінальний струм вимикача, А;

I_{max} – найбільший струм режиму роботи, А.

Перевірка вимикачів проводиться за наступними умовами:

1) на симетричний струм відключення:

$$I_{відкл.ном} \geq I_{пт},$$

де $I_{\text{відкл.ном}}$ - номінальний струм відключення вимикача, кА;

- 2) на можливість відключення аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} \cdot I_{\text{відкл.ном}} \geq i_{\text{ат}};$$

$$\tau = t_{\text{зmin}} + t_{\text{с.в}},$$

де $i_{\text{а.ном}}$ - номінальне допустиме значення аперіодичної складової в відключається струмі для часу τ , кА;

$\beta_{\text{норм}}$ - нормоване значення вмісту аперіодичної складової в струмі виключення, %. Визначається по рис. 4. 33 [6], в залежності від табо за каталожними даними вимикача;

- 3) по включаючій здатності:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}},$$

де $i_{\text{вкл}}$ - найбільший пік струму включення, кА;

$I_{\text{вкл}}$ - номінальний струм включення, кА;

- 4) на електродинамічну стійкість:

$$i_{\text{гр.нскр.}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.нскр.}} \geq I_{\text{п0}},$$

де $i_{\text{гр.нскр.}}$ - найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) граничного наскрізного струму, кА;

$I_{\text{гр.нскр.}}$ - діюче значення періодичної складової граничного наскрізного струму короткого замикання, кА;

- 5) на термічну стійкість:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{\text{а}}), t_{\text{відкл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{відкл.в}},$$

де $I_{\text{тер}}$ - струм термічної стійкості, кА;

$t_{\text{тер}}$ - тривалість протікання струму термічної стійкості, с;

$B_{\text{к}}$ - теплової імпульс струму короткого замикання за розрахунком, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$t_{\text{відкл.}}$ - розрахункова тривалість короткого замикання, с;

$t_{\text{р.з}}$ - час дії основної релейного захисту в даному колі, с;

$t_{\text{відкл.в}}$ - повний час відключення вимикача, с.

Перевірку правильності вибору вимикачів зведемо в табл. 3. 1 і 3.2.

Таблиця 3. 1 – Порівняння розрахункових даних вимикача 120-SFM-32В з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Паспортні дані вимикача
$U_{\text{н.вим}} \geq U_{\text{уст}}$	110 кВ	128 кВ
$I_{\text{н.викл}} \geq I_{\text{мах}}$	259,9 А	3150 А
$I_{\text{відкл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$	8, 9 кА	31,5 кА
$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} \cdot I_{\text{вим.ном}} \geq i_{\text{ат}}$	6, 13 кА	20 кА
$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$	22,9 кА 8, 9 кА	80 кА 31,5 кА
$i_{\text{гр.нскр}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{гр.нскр}} \geq I_{\text{п0}}$	22, 9 кА 8,9 кА	80 кА 31, 5 кА
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{\text{а}})$	6,81 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2976 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 3.2 – Порівняння розрахункових даних вимикача ВВ/TEL-10-20/1600 комірки КМ-1Ф з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Паспортні дані вимикача
$i_{гр.нскр} \geq i_{уд}$ $I_{гр.нскр} \geq I_{п0}$	46,4 кА 18, 9 кА	51 кА 20 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a)$	24,3 кА ² ·с	1200 кА ² ·с
$U_{н.вим} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{н.вим} \geq I_{max}$	1155 А	1600 А
$I_{вим.ном} \geq I_{пт}$	18, 9кА	20 кА
$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл.ном} \geq i_{ат}$	15, 5 кА	17 кА
$i_{вкл} \geq i_{уд}$ $I_{вкл} \geq I_{п0}$	46,4 кА 18, 9кА	51 кА 20 кА

3. 2.2 Роз'єднувачі. Роз'єднувачі вибираються за умовами:

$$U_{н.рз} \geq U_{уст};$$

$$I_{н.рз} \geq I_{норм};$$

$$I_{н.рз} \geq I_{max}.$$

Обраний роз'єднувач необхідно перевірити за умовами:

1) на електродинамічну стійкість в режимі короткого замикання:

$$i_{гр.нскр} \geq i_{уд}, I_{гр.нскр} \geq I_{п0},$$

2) на термічну стійкість:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$$

Перевірку правильності вибору роз'єднувача зведемо в табл. 3.3.

Таблиця 3. 3 – Порівняння розрахункових даних роз'єднувача РГП-110/1000 УХЛ1 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Паспортні дані роз'єднувача
$U_{\text{н.рз}} \geq U_{\text{уст}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{н.рз}} \geq I_{\text{мах}}$	259, 9 А	1000 А
$i_{\text{гр.нскр}} \geq i_{\text{уд}}$	22,9 кА	80 кА
$I_{\text{гр.нскр}} \geq I_{\text{п0}}$	8, 9 кА	31,5 кА
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_{\text{а}})$	6, 81 кА ² · с	2976 кА ² · с

3.2. 3 Трансформатори струму і напруги. Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для відділення ланцюгів вимірювання та захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Вимірювальні трансформатори струму вибирають:

1) по напрузі установки:

$$U_{\text{н.тс}} \geq U_{\text{уст}},$$

де $U_{\text{н.тс}}$ - номінальна напруга трансформатора струму, кВ;

2) по струму:

$$I_{1н.тс} \geq I_{норм};$$

$$I_{1н.тс} \geq I_{max},$$

де $I_{1н.тс}$ - номінальний первинний струм трансформатора струму, А.

Номінальний струм повинен бути якомога ближче до робочого струму установки, так як недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок.

3) по конструкції і класу точності;

4) по електродинамічній стійкості:

$$i_{дин} \geq i_{уд},$$

5) по термічній стійкості:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

6) по вторинному навантаженню:

$$r_2 \leq r_{2н},$$

де r_2 - вторинна навантаження трансформатора струму, Ом;

$r_{2н}$ - номінальна допустима навантаження трансформатора струму в обраному класі точності, Ом.

Вторинна навантаження складається з опору приладів, з'єднувальних проводів та перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{прил} + r_{пр} + r_k.$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2},$$

де $S_{\text{прил}}$ - потужність, споживана приладами, В·А;

I_2^2 - вторинний номінальний струм приладу, А.

Опір контактів приймається 0,05 Ом при двох-трьох приладах і 0,1 Ом при більшому числі приладів. Опір з'єднувальних проводів залежить від їх довжини і перетину. Щоб трансформатор струму працював у обраному класі точності, необхідно витримати умову:

$$r_{\text{прил}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq r_{2\text{н}},$$

звідки

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{н}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}.$$

Знаючи $r_{\text{пр}}$, можна визначити переріз сполучних проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}},$$

де ρ - питомий опір матеріалу проводу, Ом·м/мм².

$l_{\text{розр}}$ - розрахункова довжина, що залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму, м. У даному випадку трансформатори струму з'єднані в повну зірку.

Трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення 100 або $100/\sqrt{3}$ В і для відділення ланцюгів вимірювання і релейного захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Трансформатори напруги вибираються:

1) по напрузі установки:

$$U_{н.тн} \geq U_{уст},$$

де $U_{н.тн}$ - номінальна напруга трансформатора напруги, кВ;

2) за конструкцією і схемою з'єднання обмоток;

3) по класу точності;

4) по вторинному навантаженню:

$$S_{н.тн} \geq S_{2\Sigma},$$

де $S_{н.тн}$ - номінальна потужність в обраному класі точності, В·А;

$S_{2\Sigma}$ - навантаження всіх вимірювальних приладів та реле, приєднаних до трансформатора напруги, В·А.

На РУ 110 кВ приймаємо для установки трансформатор струму марки ТРГ-110-ІІ-У1 600/5. Трансформатори струму серії ТРГ призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам і пристроїв захисту і управління в установках змінного струму частоти 50 Гц з номінальною напругою 110 кВ. Трансформатори призначені для експлуатації у відкритих і в закритих розподільчих пристроях в районах з помірним, тропічним (до плюс 55 °С) або холодним кліматом (до мінус 60°С), вибухобезпечним навколишнім середовищем, не містить агресивних газів і пари в

концентраціях, що руйнують метали і ізоляцію. Вміст корозійно-активних агентів з ГОСТ 15150 (для атмосфери типу II). Ізоляційним середовищем трансформаторів струму серії ТРГ є шестифториста сірка SF₆ (елегаз), або суміші SF₆ і CF₄ (тетрафторметан-14). Контроль газового середовища здійснюється за допомогою сигналізатора щільності.

У табл. 3.4 наведено перелік приладів, що підключаються до трансформатора струму.

Таблиця 3.4 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Назва	Тип	Навантаження, В · А, фази		
		А	В	С
Багатофункціональний вимірювальний перетворювач	PM130EH PLUS	0,1	0,1	0,1
Сума		0, 1	0, 1	0, 1

Визначимо навантаження на трансформатор струму. Вторинне навантаження складається з опору приладів, з'єднувальних проводів та перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}.$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Опір контактів $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом.}$

Номінальна потужність вторинного навантаження $S_{\text{ном}} = 50 \text{ А.}$

Звідси:

$$r_{2н} = \frac{S_{ном}}{I_{втор}^2} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних проводів:

$$r_{пр} = r_{2н} - r_{прил} - r_k = 2 - 0,004 - 0,05 = 1,946 \text{ Ом.}$$

Довжину з'єднувальних проводів прийmemo 50 м.

Перетин з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{r_{пр}} = \frac{50 \cdot 0,0175}{1,946} = 0,45 \text{ мм}^2$$

Розрахунковий перетин виходить рівним 0,45 мм², що неприпустимо в умовах міцності (ПУЕ), тому приймаємо стандартний перетин для міді 2, 5 мм². Марка проводу КВБбШв. Тоді:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{q} = \frac{50 \cdot 0,0175}{2,5} = 0,35 \text{ Ом.}$$

Тоді

$$r_2 = r_{прил} + r_{пр} + r_k = 0,35 + 0,004 + 0,05 = 0,404 \text{ Ом.}$$

Проведемо перевірку даних трансформаторів струму, результати перевірки зведемо в табл. 3. 5.

Таблиця 3.5 – Порівняння параметрів трансформатора струму ТРГ-110-II-У1 600/5 з розрахунковими даними

Умови вибору та перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора струму
$U_{н.тс} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{н.тс} \geq I_{max}$	259, 9 А	600 А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	22,9 кА	102 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	6, 81 кА ² · с	1600 кА ² · с
$r_2 \leq r_{2н}$	0,404 Ом	1, 2 Ом

Таким чином, трансформатор струму ТРГ-110-II-У1 600/5 з

коефіцієнтом трансформації 600/5 і класом точності 0,5/10P/10P/10P проходить по всіх параметрам.

Вимірювальний трансформатор напруги пропонується встановити типу НОГ-110-II-II У1. Вимірювальні трансформатори НОГ напруги з елегазовою ізоляцією призначені для застосування в ланцюгах змінного струму частотою 50 або 60 Гц з метою передачі сигналу вимірювальної інформації приладів вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації та управління.

Трансформатори напруги встановлюються на I, II та обхідну систему шин 110 кВ.

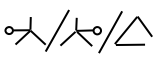
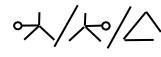
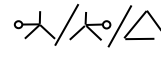
Складемо табл. 3.6, в якій покажемо вторинні навантаження трансформатора напруги.

Таблиця 3.6 – Вторинні навантаження трансформатора напруги

Назва	Тип	$S_{\text{розр}}, \text{В} \cdot \text{А}$
Багатофункціональний вимірювальний перетворювач	PM130EH PLUS	0, 04
Лічильник електроенергії	SL 7000	2

Проведемо перевірку запропонованого трансформатора, результати перевірки зведемо в табл. 3. 7.

Таблиця 3.7 – Порівняння параметрів трансформатора напруги НОГ-110-II-II У1 з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора напруги
$U_{\text{н.тн}} \geq U_{\text{уст}}$	110 кВ	110 кВ
		
$S_{\text{н.тн}} \geq S_{2\Sigma}$	2,04 В·А	1200 В ·А

Трансформатор напруги типу НОГ-110-II-II У1 підходить за всіма умовами.

Аналогічно вибираємо ТН і ТС на шинах 35 і 10 кВ.

На шини 35 кВ вибираємо трансформатор напруги ЗНОМП-35 У1, трансформатори струму не входять в план реконструкції.

В КРПЗ 10 кВ установлені трансформатори напруги ЗНОЛ-10 і трансформатори струму ТОЛ-10-I У1.

3.2. 4 Вибір ОПН. На шинах ВРП 110 кВ найбільший з струмів короткого замикання в місці установки ОПН, $I_{кз} = 8,9$ кА.

Діюча ПС 110/35/10 кВ розміщена в районі, що відповідає II ступеню забрудненості навколишнього середовища за умовами роботи ізоляції згідно ПУЕ.

Відповідно до ГОСТ 9920-89 для підстанційної ізоляції в проекті приймається питома ефективна довжина витoku 2,0 см/кВ.

Припускаючи відсутність вищих гармонік на шинах ВРУ в нормальних режимах роботи, за табл. 1 [2] знаходимо, що найбільша робоча напруга мережі з п'ятивідсотковим запасом $U_{нс} = 1,05 \cdot 72,8 = 76,44$ кВ.

За умовою $U_{нро} > U_{нс}$ необхідно, щоб $U_{нро} > 76,44$ кВ. Вибираємо ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1, що відповідає цій умові.

За умовою забезпечення вибухобезпеки $I_{вб} \geq 1,20 \cdot I_{кз}$, знаходимо:
 $40 \text{ кА} > 10,68 \text{ кА}.$

Оскільки дослідження квазіусталених перенапруг в розглянутій схемі не проводилося, виберемо ОПН за тимчасовими допустимим підвищенням напруги приблизно. З табл. 5, максимальне значення напруги при однофазному КЗ на шинах ВРУ не перевищує $1,4U_{нро}$ при $t_y = 0,4 \text{ с}$. Фазне значення найбільшого робочої напруги

$U_{\text{нр}} = 1,15 \cdot 110 / \sqrt{3} = 73 \text{ кВ}$. Звідси $U_y = 1,4 \cdot 73 = 102,2 \text{ кВ}$, а кратність цієї напруги у відношенні до $U_{\text{нро}}$ становить $U_y / U_{\text{нро}} = 102,2 / 88 = 1,16$.

По кривих залежності [3] "Допустима напруга промислової частоти – час" обмежувачів перенапруги в полімерній ізоляції на класи напруги від 110 до 330 кВ по 3 класу пропускної здатності знаходимо час, протягом якого ОПН витримує цей вплив. Для ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1 умова $t_v \geq 4 \text{ с}$ виконується з великим запасом.

Проведемо наближену оцінку захисного рівня ОПН при грозових перенапругах. Так як, рівні ізоляції трансформаторів і апаратів ОРУ-110 кВ електричних станцій скоординовані із захисним рівнем розрядника РВС-110, то для заміни його на ОПН потрібне виконання умови $U_{\text{ост г}} \geq U_{\text{ост рв}}$. Остаточна напруга $U_{\text{ост г}}$ при струмі грозового імпульсу 10 кА для РВС-110 складає 295 кВ (табл. 2 [2]), а $U_{\text{ост г}}$ для ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1 рівна 302 кВ. Тобто, умова $U_{\text{ост г}} \geq U_{\text{ост рв}}$ виконується.

Визначимо захисний рівень обмежувача при комутаційних перенапругах. Визначаємо випробувальну напругу комутаційного імпульсу для захищаючого трансформатора:

$$U_{\text{кі}} = K_i \cdot K_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{випр50}} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343,7 \text{ кВ},$$

$$\text{де } U_{\text{випр50}} = 200 \text{ кВ (з табл.4 [2])}.$$

Остаточну напругу на ОПН $U_{\text{іпòê}}$ при впливі на нього комутаційного імпульсу знаходимо по паспортних даних ОПН, і вона становить 213 кВ. Тобто, умова $U_{\text{ост к}} \leq U_{\text{кл}} / 1,2$ виконується.

Виберемо довжину шляху витоку ОПН і його кліматичне виконання. За вихідними даними в зоні споруди ВРП ступінь

забруднення атмосфери відноситься до категорії II. Тому вибираємо модифікацію ОПН по довжині шляху витоку II, кліматичне виконання УХЛ, категорія розміщення 1.

Аналогічно вибираємо для установки ОПН на стороні 35 кВ: ОПН-П1-35/40,5/10/3 УХЛ1. ОПН 10 кВ входить до складу комірок КМ-1Ф.

3.2. 5 Облік електроенергії на підстанції. На вводах 110, 35 і 10 кВ трансформаторів, на ШСВ 110, на лініях та ОВ 110 кВ і лініях 10 кВ до СЕС, на лініях 10 кВ зв'язку з існуючим ЗРУ 10 кВ передбачається вимірювання активної та реактивної потужності, струму навантаження з використанням цифрових вимірювальних приладів типу SATEC. На вводах 0, 4 кВ ТВП передбачається вимірювання струму навантаження.

Вимірювання напруги - на шинах 10, 35 і 110 кВ, на шинах КРПЗ 10 кВ, на щитах власних потреб та постійного струму.

Облік електричної енергії - на вводах 35 і 10 кВ трансформаторів 1Т і 2Т, на вводах 10 кВ 3Т, на лініях та ОВ 110, на КЛ 10 кВ до СЕС та КЛ 10 кВ зв'язку з існуючим КРУ, на вводах ТВП 0, 4 кВ, на лініях господарських потреб 0,4 кВ. Передбачається використання цифрових багатофункціональних лічильників серії SL 7000. Клас точності основних та дублюючих лічильників ПЛ та ОВ 110 кВ – 0,2S, інших лічильників – 0,5S. Лічильники 110 кВ живляться від окремих обмоток напруги ТН 110 кВ. Лічильники КЛ 10 кВ до СЕС та КЛ 10 кВ зв'язку з існуючим КРУ живляться від окремих ТН у КРПЗ 10 кВ. Кола трансформаторів струму та напруги лічильників підключаються через колодки підключення. Враховується окреме живлення лічильників та вимірювальних приладів.

3.2. 6 Будівля КРПЗ 10 кВ. Будівля комплектного розподільчого

пункту складається двох несекціонованих вимикачем системи шин з установкою 18 комірок КМ-1-Ф 10 кВ, до складу яких входять: вимикач ВВ/TEL-10-1600/20 – 6 комплектів, вимикач ВВ/TEL-10-630/20 – 8 комплектів, трансформатори струму ТОЛ-10 – 14 комплектів, обмежувач перенапруги ОПНн-10/550/10, 5 – 14 комплектів, трансформатор напруги 3хЗНОЛ-10 – 4 комплекти, запобіжник ПН-011-10 – 4 комплекти. В будівлі передбачено електричне опалення, освітлення та вентиляція, а також прокладені кабелі та проводи внутрішніх зв'язків. Для вводу силових кабелів 10 кВ від сонячної електростанції під КРПЗ проектом передбачається кабельний канал шириною 1160 мм з кабельними конструкціями шириною 440 мм та виходом назовні зі сторони ВРУ-110 кВ. Зв'язок контрольних кабелів між секціями передбачено заводом з їх подальшим виводом з комірок 17 та 18 в кабельний лоток шириною 500 мм. Вивід контрольних кабелів виконано з протилежної сторони від силових та передбачає їх часткове прокладання в траншеї під цегляною стіною КРПЗ до зовнішнього лотка. Для прокладки КЛ-10 кВ від СЕС та зв'язку з існуючим ЗРУ-10 кВ проектом передбачено кабельний канал шириною 1840 мм, який забезпечує прокладання 40 кабелів 10 кВ. Довжина такого каналу складає 135 м та враховує два переїзди через дорогу.

3.2. 7 Будівля ЗПК. Згідно з технічним завданням на виконання робочого проекту для підключення сонячних електростанцій встановленою потужністю 40МВт передбачено спорудження нового ЗПК для встановлення проектної акумуляторної батареї, щитів власних потреб постійного та змінного струмів, панелей РЗАУ.

Компонування загальнопідстанційного пункту керування передбачає наступні приміщення:

- приміщення панелей;

- приміщення акумуляторної батареї;
- приміщення зв'язку;
- приміщення РЗА ;
- майстерня;
- побутові приміщення (кімната прийому їжі, гардеробна, духова, кімната зберігання та сушки прибирального інвентарю).

Панелі щитів власних потреб постійного та змінного струмів, панелей РЗАУ, обладнання зв'язку мають сейсмостійке виконання для встановлення в районі з сейсмічною інтенсивністю 8 балів по шкалі MSK-64. Герметична акумуляторна батарея Dryfit A704/245 Sonnenschein із 54 елементів встановлюється на сейсмостійкі стелажі.

В приміщеннях ЗПК передбачається робоча й аварійна система освітлення. Живлення аварійного освітлення виконано з перемиканням на систему постійного струму при зникненні змінного струму. В приміщенні АБ передбачене аварійне освітлення згідно гл.4. 4, п. 4.4. 13 ПУЕ: 2008. Освітлення приміщень будинків виконано світильниками з лампами розжарювання й люмінесцентними лампами. Напруга робочої мережі освітлення 380/220В змінного струму, аварійної -220В постійного струму. Освітлення приміщень виконано згідно ДБН В.2. 5-28-2006 "Природне і штучне освітлення", гл. 6 ПУЕ: 2006.

Приміщення ЗПК мають категорію Д з вибухопожежної і пожежної небезпеки згідно НАПБ Б. 03.002-2007. Категорія Д приміщення герметичної АБ підтверджується розрахунками по виділенню водню для всіх режимів експлуатації акумуляторної батареї (постійного підзаряду і дозаряду). З урахуванням запроектованої вентиляції виділення водню значно менше нижньої концентраційної межі розповсюдження полум'я для водню, яка складає 4,12 %. За таких умов неможливе утворення вибухопожежної газоповітряної суміші в приміщенні герметичної АБ.

Живлення електроустановок ЗПК напругою до 1кВ виконано з використанням системи заземлення TN-C-S з формуванням основної і додаткової системи зрівнювання потенціалів згідно ДБН В.2. 5-27-2006, гл. 1.7 ПУЕ:2006. Мережі живлення переносних електроприймачів захищені пристроями захисного відключення, які реагують на диференційний струм, не більший за 30мА.

Кабельна продукція, використана в проекті, відповідає вимогам пожежної безпеки, встановленими ДСТУ 4809:2007. Для живлення електроприймачів в ЗПК застосовані кабелі стійкі до поширення полум'я згідно вимог розділу 2 ПУЕ: 2009, гл. 2.3. 39, п. 10.2. 6НАПБ В. 01.056-2005/111, п.14. 2.21НАПБ В.01. 034-2005/111.

Для кабельних потоків в ЗПК між панелями в фальш-полу монтуються сітчасті дротяні лотки виробництва „ДКС”. В приміщенні зв'язку для кабельної лінії влаштовані кабельні канали. Кабелі розподільчої мережі прокладаються в настінних пластикових коробах, стійких до поширення полум'я. В проекті виконані вогнестійкі ущільнення кабельних ліній. Передбачені вогнестійкі кабельні трубні проходки через будівельні конструкції з межею вогнестійкості не менше EI60 згідно п.10. 3 НАПБ В.01. 056-2005/111, п. 3.18 СНІП 3. 05.06-85. В кабельних коробах, на вході кабелів в електротехнічні шафи, встановлені вогнестійкі перегородки з межею вогнестійкості не менше EI45 згідно НАПБ 05. 031-2010 п.5. 1.11.

3.2. 8 Освітлення на підстанції. Освітлення на підстанції буде виконано:

- 1) на відкритій частині підстанції – прожекторами типу ЖО-07В-400-01, встановленими на прожекторних площадках блискавковідводів;
- 2) в новому ЗПК – лампами розжарювання (аварійне освітлення), люмінесцентними та натрієвими лампами (робоче освітлення).

Включення прожекторів здійснюється обслуговуючим персоналом за допомогою вимикача.

Аварійне освітлення включається автоматично при зникненні робочого освітлення. Живлення аварійного освітлення здійснюється від акумуляторних батарей. Включення освітлення ЗРУ здійснюється за допомогою вимикача, розташованого усередині ЗРУ.

3.2. 9 Телемеханіка. Для контролю за роботою нового обладнання 110/10 кВ, яке встановлюється на ПС 110/35/10 кВ, передбачається телемеханізація в об'ємі:

- 1) телесигналізація положення вимикачів 110, 10 кВ;
- 2) телеуправління вимикачами 110, 10 кВ;
- 3) телевимірювання струму навантаження трансформатора ТЗ на стороні 10 кВ;
- 4) телевимірювання струму навантаження СВ – 10 кВ;
- 5) телевимірювання струму навантаження лінійних вимикачів 10 кВ;
- 6) телевимірювання напруги на шинах 10 кВ;
- 7) аварійно-попереджувальна сигналізація.

Збір телеінформації передбачається виконати від цифрових вимірювальних перетворювачів та мікропроцесорних захистів по інтерфейсу RS 485. Для збору і обробки даних передбачається пристрій телемеханіки МКСУ який встановлюється в новому ЗПК.

Пристрій МКСУ передбачається з конфігурацією, достатньою для прийому діючої телеінформації на ПС та підключення телеінформації від обладнання 110, 10 кВ, яке встановлюється.

Зв'язок між діючими пристроями МКСУ та новим передбачається по кабелях зв'язку типу «вита пара».

Для передачі телеінформації на ЦДП ПрАТ «ЕК Житомиробленерго» використовується діючий канал зв'язку.

3.2. 10 Засоби зв'язку. Проектом передбачається передача основних каналів диспетчерсько-технологічного зв'язку та телемеханіки на ділянці ПС – ПрАТ «ЕК Житомиробленерго» по діючим каналам зв'язку.

Для організації резервних каналів диспетчерсько-технологічного зв'язку передбачається на ділянці ПС – РЕМспорудження УКВ радіозв'язку на базі радіостанцій типу «Motorolla» та для організації резервних каналів телемеханіки передбачається встановлення радіо-модемів, типу «Conel».

Резервне живлення обладнання зв'язку, яке розміщується на енергооб'єктах здійснюється від існуючих джерел електроживлення.

3. 2.11 Розрахунок блискавкозахисту. Від прямих ударів блискавки електроустаткування підстанції захищається стрижньовими і тросовими громовідводами.

ВРУ-110 кВ захищаються стрижньовими громовідводами, встановленими, як правило, на конструкціях ВРУ, тобто використовується захисна дія високих об'єктів, які є блискавкоприймачами (опори ВЛ, проміжні щогли, і так далі). Від стійок конструкцій ВРУ-110 кВ з громовідводами забезпечується розтікання струму по магістралях заземлення не менше чим в двох напрямках.

Захист ПЛ 110 кВ від прямих ударів блискавки виконується за допомогою підвіс в якості грозозахисного тросу сталевого тросу марки ТК-9 (ТК-50). Трос глухо заземлюється на кожній опорі. Кріплення грозозахисного тросу на анкерно-кутових опорах прийнято за допомогою ізолятора ПСД 70 Е.

Тросові громовідводи ВЛ-110 кВ і заземлювачі громовідводів, що окремо стоять, з'єднуються з контуром заземлення ПС.

Зона захисту на висоті 11,3 м від БЛ на порталах ВРП-110:

$$H = 19,35 \text{ м}; h_x = 11,3 \text{ м};$$

$$h_a = H - h_x = 8,05 \text{ м};$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{H}} = 8,131 \text{ м}.$$

Зона захисту на висоті 11,3 м від БЛ на радіощоглі:

$$H = 30,55 \text{ м}; h_x = 11,3 \text{ м};$$

$$h_a = H - h_x = 19,25 \text{ м};$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{H}} = 22,484 \text{ м}.$$

Зона захисту на висоті 7,85 м від БЛ на радіощоглі:

$$H = 30,55 \text{ м}; h_x = 7,85 \text{ м};$$

$$h_a = H - h_x = 22,7 \text{ м};$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{H}} = 28,895 \text{ м}.$$

Зона захисту на висоті 7,85 м від БЛ на РУ-35 кВ:

$$H = 19,35 \text{ м}; h_x = 7,85 \text{ м};$$

$$h_a = H - h_x = 11,5 \text{ м};$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{H}} = 13,09 \text{ м}.$$

Зона захисту на висоті 11,3 м від БЛ на РУ-35 кВ:

$$H = 19,35 \text{ м}; h_x = 11,3 \text{ м};$$

$$h_a = H - h_x = 8,05 \text{ м};$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{H}} = 8,131 \text{ м}.$$

3. 2.12 Вибір КЛ 10 кВ. Приєднання СЕС до шин 10 кВ передбачається виконати по 8-ми кабельних лініях 10 кВ прокладеним від трансформаторних підстанцій (ТП-10/0, 4 кВ), розташованих на території СЕС до КРПЗ-10 кВ ПС.

Для приєднання СЕС до КРПЗ 10 кВ використаємо кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену. Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену мають ряд переваг перед кабелями з паперовою просоченою ізоляцією:

- 1) підвищена робоча температура, що дозволяє збільшити пропускну здатність;
- 2) підвищена стійкість при роботі в умовах перевантажень і коротких замикань;
- 3) можливість прокладки на трасах з необмеженою різницею рівнів;
- 4) не містять масла, бітуму, свинцю, що спрощує монтаж, експлуатацію і усуває екологічно несприятливі чинники;
- 5) надійніші в експлуатації і потребують менших витрат на реконструкцію та утримання кабельних ліній;
- 6) меншу вагу і допустимий радіус вигину;
- 7) можливість виготовлення кабелів великої будівельної довжини;
- 8) одножильні і трижильні кабелі з оболонкою з поліетилену.

Підвищена термічна і механічна стійкість зшитого поліетилену обумовлена створенням нових молекулярних зв'язків у процесі вулканізації ("зшивання") ізоляції.

Знайдемо робочий струм в нормальному режимі:

$$I_p = \frac{S}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{40^2 + 2^2}}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 289 \text{ A.}$$

Виходячи з отриманого результату, вибираємо кабель марки АПвЕВ перерізом $F = 120 \text{ мм}^2$.

Матеріал жили – мідь, кабелі прокладаються в землі трикутником.

Висновок по розділу 3

Запропонований перелік обладнання дозволить збільшити показники надійності існуючої підстанції 110/35/10 кВ з можливістю під'єднання до неї сонячної ЕС.

4 СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ НА ПІДСТАНЦІЇ

4. 1 Основні положення

Релейний захист – комплекс автоматичних пристроїв, призначених для швидкого виявлення та відокремлення від енергетичної системи пошкоджених елементів в аварійних ситуаціях з метою нормальної роботи її справної частини.

Основні вимоги до релейного захисту:

- 1) час спрацювання – проміжок часу з моменту виявлення пошкодження до моменту відокремлення пошкодженого елемента від мережі;
- 2) селективність – характеризує здатність виявляти пошкоджений елемент і вимикати його за допомогою найближчих вимикачів;
- 3) чутливість – характеризує здатність виявляти пошкодження в кінці встановленої для неї зони дії в мінімальному режимі роботи системи; іншими словами – це здатність визначати ті види пошкоджень і ненормальних режимів роботи, на які розрахований захист, у будь-якому стані роботи системи;
- 4) надійність – здатність релейного захисту діяти правильно та безвідмовно в усіх режимах об'єкту, що контролюється, при усіх видах пошкоджень і ненормальних режимів, та не діяти в нормальних умовах, а також при таких пошкодженнях і порушеннях нормального режиму, при яких дія даного захисту непередбачена.

4. 2 Системи релейного захисту та автоматики підстанції

Прийнятий для даної підстанції об'єм релейного захисту та автоматики забезпечує необхідну надійність електропостачання споживачів у відповідності до вимог ПУЕ.

Релейний захист та автоматика елементів підстанції виконана на постійному оперативному струмові, напругою 220 В.

На основі виконаних розрахунків струмів короткого замикання, у відповідності до ПУЕ та інших нормативних документів, на трансформаторі 110/10/10 кВ діючої ПС передбачені основний і резервний захисти силового трансформатора, виконані на основі реле ДЗТ-11 (основний захист) та на базі мікропроцесорного пристрою МРЗС-05-04 (резервний захист).

Захист приєднань на стороні 10 кВ виконаний на мікропроцесорних пристроях типу МРЗС-05:

- 1) захист вводів 10 кВ – МРЗС-05-01;
- 2) захист ліній 10 кВ – МРЗС-05М;
- 3) СВ 10 кВ – МРЗС-05-02.

Спроектовані цифрові мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики забезпечують надійне селективне вимкнення усіх видів коротких замикань і резервування захистів.

4. 2.1 РЗА приєднань 10 кВ. В якості захисту СВ 10 кВ прийнято мікропроцесорний пристрій МРЗС-05-02 з функцією АВР та ЗМН. АВР 10 кВ запускається по факту відсутності напруги на одній із секцій 10 кВ і на явності на іншій. При відсутності блокування АВР (справність кіл ТН 10 кВ I (II) с. ш.) у блоці МРЗС формується команда на увімкнення СВ10 кВ. При дії логічного захисту шин команда не формується (визначається конфігурацією та ранжуванням МРЗС).

Захист підходящих ліній виконаний на базі МРЗС-05М, що забезпечує три ступені струмових захистів і направлену ЗНЗ, а також функцію АПВ.

В якості дублюючого захисту від пошкоджень у комірках ЗРП напругою 10 кВ передбачений логічний захист шин, який діє по принципу блокування струмової відсічки вводів при дії пускових

органів МСЗ лінії 10 кВ.

4.2. 2 УРВВ і АУВ. Пристрій резервування відмов ви вимикача запускається при спрацюванні захистів на відмову вимикача, з контролем наявності мінімального струму в його колі, та спрацьовує із заданими незалежними витримками часу:

- 1) при запуску від захистів лінії (внутрішні функції пристрою);
- 2) на вимкнення чи заборону АПВ від повідних приєднань.

На стороні 10 кВ УРВВ є функцією захисту введів трансформаторів, секційного вимикача та підходящих ліній.

У проекті також передбачено автоматизоване управління вимикачем приєднань 110 та 10кВ через термінал. АУВ забезпечує прийом команд «Увімкнути» та «Вимкнути», контроль положення вимикача «Увімкнено» та «Вимкнено», блокування вимикача від багатократних включень, фіксацію положення вимикачів. Функція АУВ закладена у терміналах відповідних приєднань.

4. 3 Організація релейного захисту та автоматики трансформаторів

4. 3.1 Загальні положення. Для трансформаторів повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від пошкоджень і ненормальних режимів роботи.

До пошкоджень відносять:

- 1) багатозазні короткі замикання в обмотках і на виводах трансформатора;
- 2) однофазні короткі замикання на землю в обмотках і на виводах, приєднаних до мережі з глухо заземленою нейтраллю;
- 3) міжвиткові замикання в обмотках;
- 4) однофазні замикання на землю в мережі 3-10 кВ з ізолюваною нейтраллю (від цього виду пошкоджень захист

передбачається, якщо трансформатор живить мережу, в якій вимкнення однофазних замикань на землю необхідно відповідно до вимог безпеки).

До ненормальних режимів відносяться:

- 1) проходження надструмів в обмотках при зовнішніх КЗ;
- 2) проходження надструмів в обмотках при перевантаженнях трансформатора;
- 3) пониження рівня масла.

Як зазначалось вище, для даних трансформаторів передбачено основний захист, виконаний на базі ДЗТ-11, та резервний, виконаний на базі мікропроцесорного пристрою МРЗС-05-01.

Основний захист трансформаторів на базі реле ДЗТ-11 реалізує наступні функції:

- 1) поздовжній диференціальний струмовий захист від усіх видів коротких замикань, спрацьовує в зоні, обмеженої трансформаторами струму;
- 2) захист діє на відключення усіх вимикачів трансформатора без витримки часу.
- 3) резервний захист трансформаторів на стороні 110 та 10 кВ передбачені на базі мікропроцесорного пристрою МРЗС-05-01, який забезпечує виконання наступних функцій:
- 4) трьохступінчатий максимальний струмовий захист від між фазних замикань;
- 5) автоматичне повторне увімкнення;
- 6) пристрій резервування вимкнення вимикача.

МРЗС-05-01 також виконує функції самодіагностики, реєстрації аварійних подій.

Передбачено прискорення дії МСЗ сторони ВН трансформатора по принципу логічного захисту. Прискорення захисту виконується у випадку, якщо відсутній блокуючий імпульс від пускового органу III ступені на вводах 10 кВ трансформаторів.

4. 3.2 Кола захисту трансформатора. Розглянемо більш детально захист трансформатора ТРДН-40000/110, встановленого на ПС «Олевськ». В якості основного швидкодіючого захисту застосовується диференційний захист, виконаний на базі реле ДЗТ-11. При паралельній роботі трансформаторів він забезпечує не лише швидке, а й селективне вимкнення пошкодженого трансформатора. Якщо б паралельно працюючі трансформатори Т1 і Т2 були оснащені максимальними струмовими захистами, то при пошкодженні на вводах низької напруги трансформатора подіють максимальні струмові захисти обох трансформаторів, а так як їх витримки часу однакові, то вимкнуться обидва трансформатори. Саме тому МСЗ встановлюються лише як резервний захист трансформатора. Диференційний захист, що спрацьовує без витримки часу, забезпечує у даному випадку вимкнення лише пошкодженого трансформатора.

Для виконання диференційного захисту трансформатора встановлюються трансформатори струму зі сторони усіх його обмоток, як показано на рис. 4. 2 та рис. 4. 3. Вторинні обмотки трансформаторів струму з'єднуються в диференційну схему і паралельно їм підключаються струмові реле.

При проходженні в зоні дії диференційного захисту струму короткого замикання, в реле проходить повний струм КЗ поділений на коефіцієнт трансформації трансформаторів струму. Під впливом цього струму захист спрацьовує. При цьому замикаються контакти КАW (рис. 4. 4), спрацьовує проміжне реле KL1, при замиканні контактів якого подається напруга на котушку реле КО, яке вимикає відповідний вимикач трансформатора. Блінкер КН1 сигналізує про спрацювання диференційного захисту трансформатора.

Максимальний струмовий захист (МСЗ) служить для вимкнення трансформатора при виникненні короткого замикання на збірних шинах або на відходячих від них приєднаннях, якщо релейний захист або

вимикачі цих елементів відмовили у роботі. Одночасно релейний захист від зовнішніх коротких замикань використовується і для захисту від пошкоджень у трансформаторі. Однак за умовами селективності МСЗ повинен мати витримку часу і, відповідно, не може бути швидкодіючою. Саме тому вона використовується як резервний захист і спрацьовує лише у випадку відмови основного захисту трансформатора.

Захист від перевантажень. Трансформатори допускають перевантаження на протязі тривалого часу. При відсутності на об'єкті оперативного персоналу контроль за перевантаженням трансформатора виконується засобами телемеханіки. Захист від перевантажень може працювати на розгрузку або вимкнення (при неможливості ліквідації перевантаження іншими засобами). Для даного трансформатора захист від перевантажень встановлено зі сторони живлення у кожній фазі.

Час спрацювання захисту від перевантажень для уникнення помилкових сигналів повинен перевищувати час роботи захисту та відновлення нормального режиму роботи автоматики. Для даного випадку приймаємо витримку часу 9 с.

Газовий захист — призначений для вимкнення пошкодження всередині трансформатора, коли під дією дуги розкладається масло. Вона встановлюється всередині труби, що з'єднує бак трансформатора з розширювачем.

Гази, що утворюються при дуговому замиканні всередині бака, виштовхують масло із трубопроводу та газового реле, а потім проривається в розширювач, заповнюючи газове реле. При незначному виділенні газу, він через трубу заповнює верхню частину газового реле, а надлишок надходить у розширювач. Таким чином у газовому реле накопичується газ, який можна випустити через кран, набрати в спеціальну ємність і направити на аналіз. В середині об'єму, де накопичується газ, знаходиться поплавков, який при наявності газу опускається та замикає контакти, діючи на сигнал (сигнальний елемент газового реле).

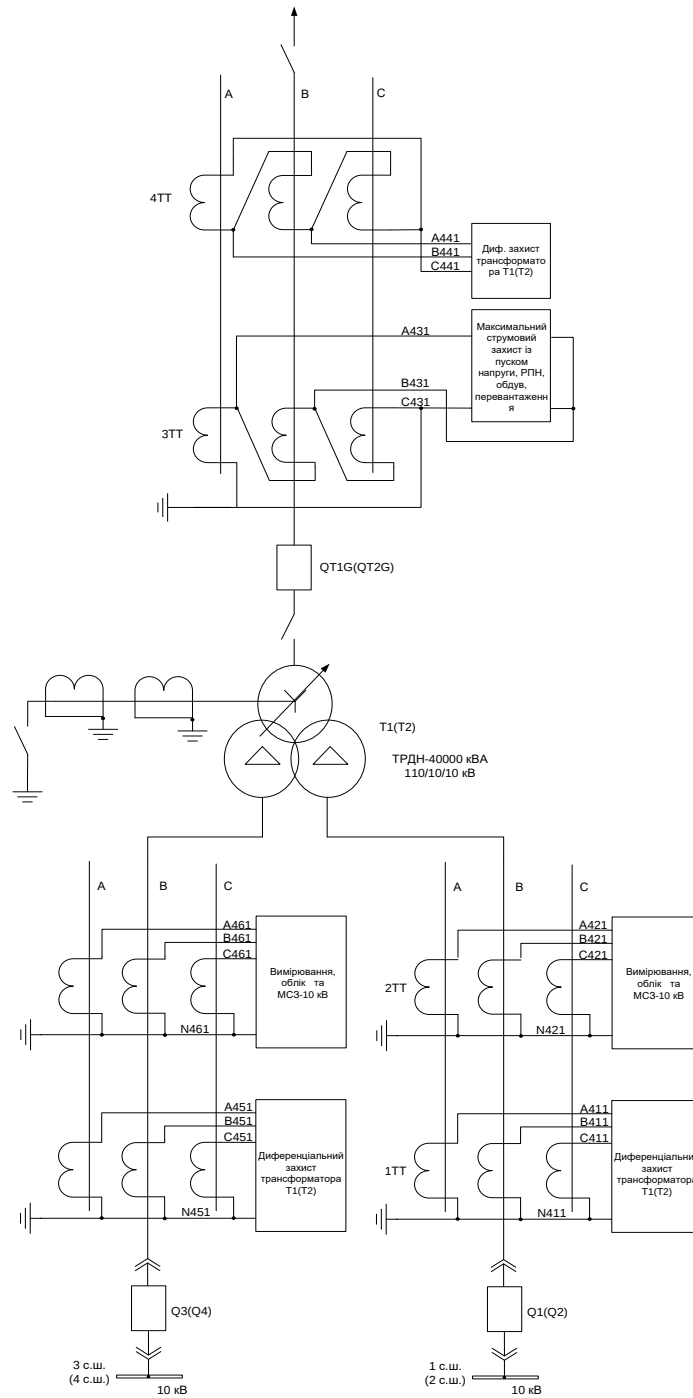


Рисунок 4.1 – Захист трансформатора (пояснююча схема)

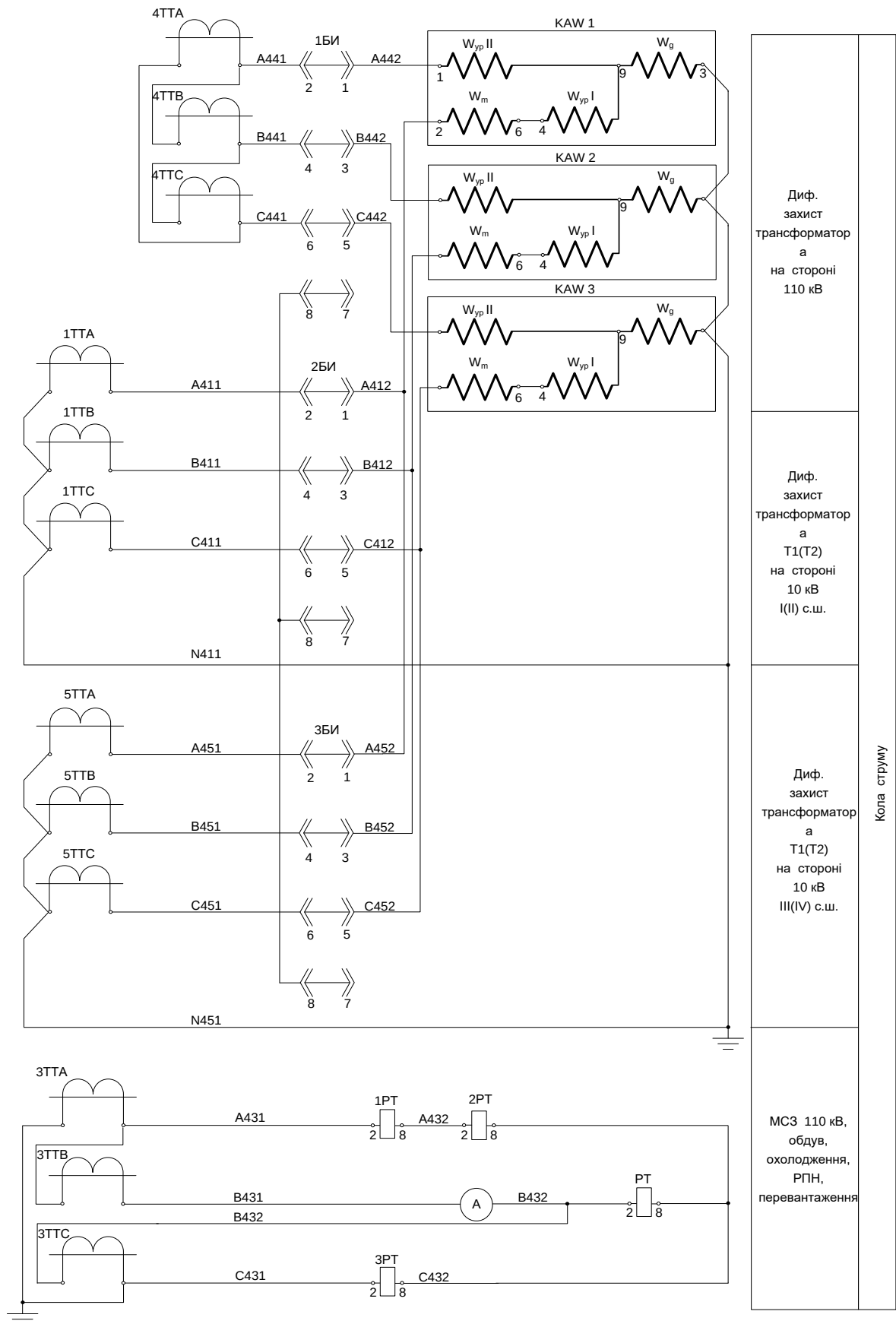


Рисунок 4. 2 – Струмові кола релейного захисту трансформаторів

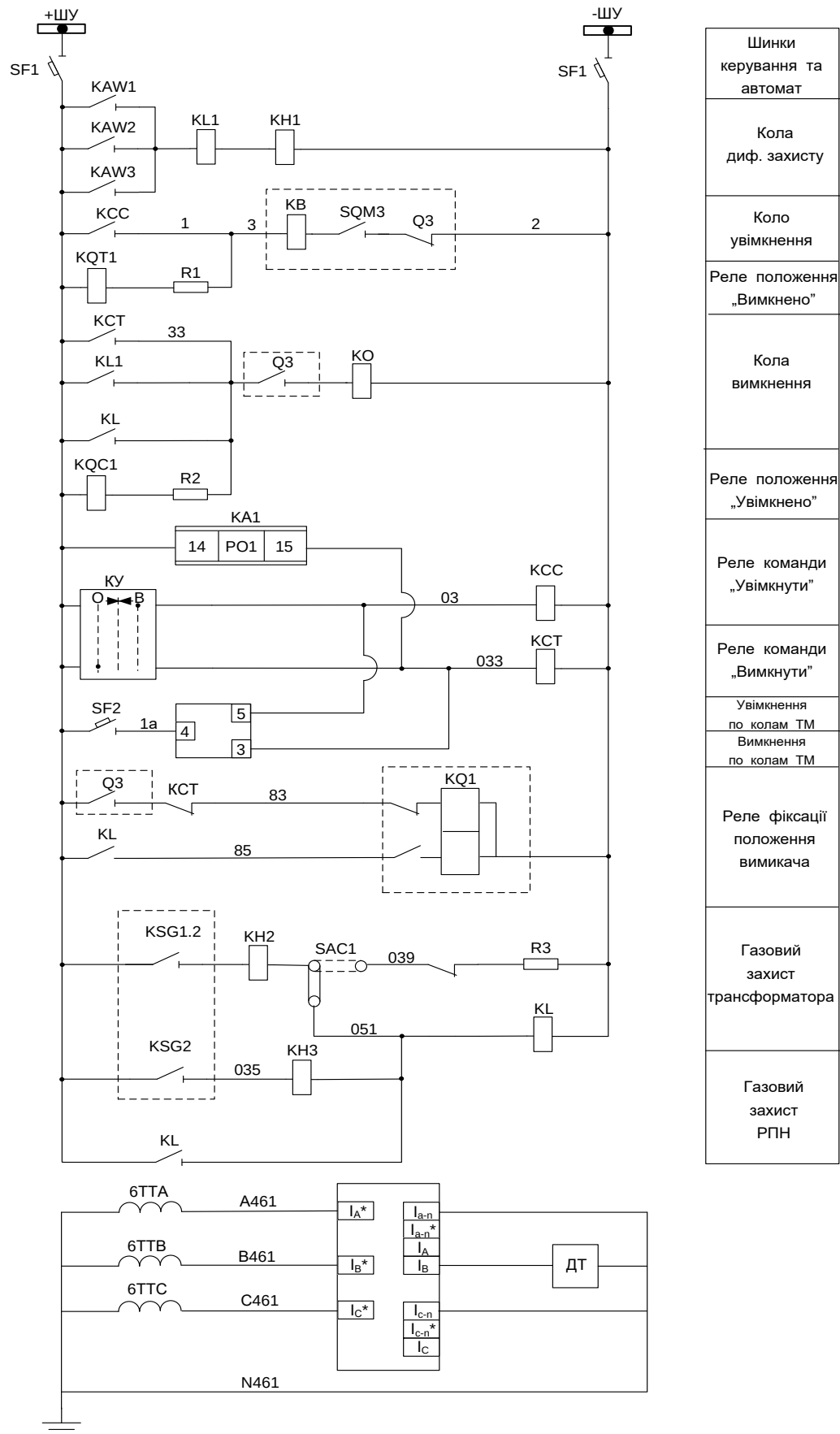


Рисунок 4. 3 – Схема релейного захисту та автоматики трансформаторів

Другий елемент (поплавок) газового реле розміщений всередині реле на шляху потоку масла з труби в розширювач, він може опуститись під тиском масла при його викиді чи заповненні реле газом. Викид масла або появлення відразу великого об'єму газу виникає при серйозному пошкодженні всередині баку, тому цей елемент відразу діє на вимкнення. Вимикаючий елемент газового захисту має уставку спрацювання по швидкості масла, величина якої визначається по заводській інструкції та може корегуватися в залежності від стану трансформатору.

Газовий захист РПН. Бак РПН також з'єднаний із розширювачем (окремий відсік) і в з'єднувальній трубці встановлене реле струму, яке спрацьовує тільки при викиді масла. В ньому лише один вимикаючий елемент – заслінка замість поплавка. Газ, що виділяється при переключенні контактів, вільно виходить у розширювач і не викликає спрацювання реле. Реле спрацьовує при викиді масла, який виникає при перекритті всередині відсіку РПН. Після спрацювання реле струму залишається у спрацьованому положенні та повинне повернутись у початкове положення при натисненні кнопки на реле. Реле також оснащено кнопкою опробування, при натисненні якої можна вимкнути трансформатор.

4. 3.3 Кола сигналізації. Основне призначення сигналізації – звернути увагу оперативного персоналу на появу зміну електричній схемі кола, на виникнення небезпечного режиму роботи кола або конкретного обладнання, на дію пристроїв РЗА та ін.

На об'єктах застосовують різноманітну сигнальну апаратуру: вказівні реле, реле імпульсної сигналізації, дзвінки, табло, сигнальні лампи і т.п.

Вказівні реле використовують як для сигналізації про характер порушення нормального режиму роботи (наприклад, перевантаження обладнання, замикання на землю, поява газу в трансформаторі і т. д.), так і для фіксації спрацювання конкретних пристроїв РЗА або окремих елементів. В нормальних умовах, коли струм не проходить через обмотку вказівного реле, прапорець реле утримується у піднятому

положенні бортиком відпавшого якоря реле. В момент проходження струму через обмотку вказівного реле якор притягується до сердечника реле, звільнюючи прапорець, і він падає під дією власної ваги. Одночасно замикаються контакти вказівного реле, які можуть бути використані для замикання кіл світлової чи звукової сигналізації. Сигнальний прапорець і контакти вказівного реле залишаються у такому стані до тих пір, поки оперативний персонал не поверне їх у нормальне положення.

Світлове табло встановлюють на панелях і пультах щита управління. Деякі з них можуть бути погашені лише при підйомі прапорців вказівних реле.

На рис. 4.4 приведена схема кіл сигналізації захисту трансформатора.

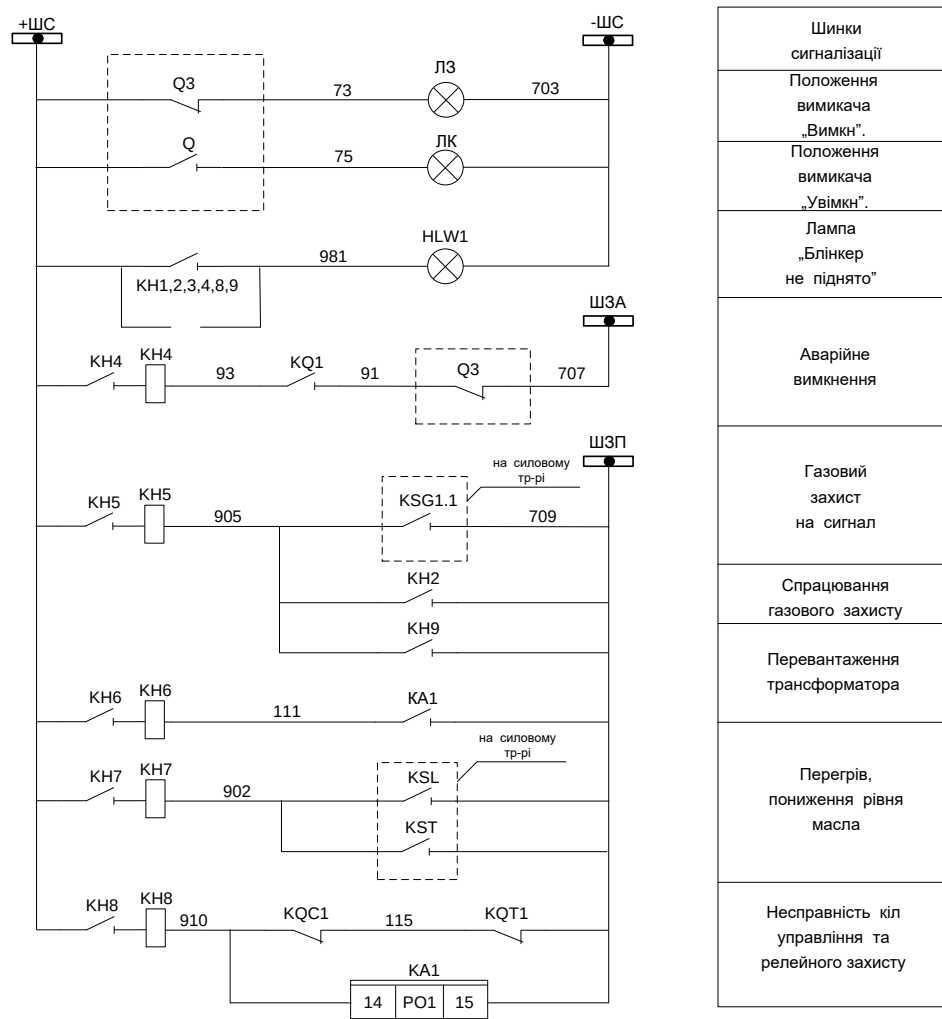


Рисунок 4. 4 – Кола сигналізації

Дана схема живиться від джерела постійного оперативного струму. У ній реалізована сигналізація про положення вимикача, яка спрацьовує при замиканні контактів вимикача, та сигналізація про ненормальні режими роботи трансформатора або спрацювання його захисту, яка спрацьовує при замиканні контактів відповідних реле, а також вказує на несправність кіл управління та релейного захисту.

4.4 Обґрунтування уставок спрацювання релейного захисту трансформаторів

Диференційний захист. Вибір уставок диференційного захисту виконується відповідно до двох умов: налаштування по струму намагнічування та по струму небалансу.

Струм намагнічування трансформатору досягає 5-6 величини його номінального струму. У схемі диференційного захисту він не компенсується, і захист повинен бути налаштованим по ньому для виключення помилкового спрацювання при увімкненні трансформатору.

Струми небалансу в схемі диференційного захисту трансформаторів і автотрансформаторів мають місце через погрішності трансформаторів струму, через зміну коефіцієнта трансформації трансформатору в результаті регулювання напруги, через неточне вирівнювання вторинних струмів.

Визначимо первинні струми силового трансформатору, виберемо трансформатори струму та знайдемо відповідні вторинні струми в плечах захисту. Трансформатори струму вибираються таким чином, щоб величини вторинних струмів не перевищували 5 А. Результати розрахунків приведені в табл. 4. 1.

Таблиця 4.1 – Параметри силового трансформатора

Найменування величини	Позначення та метод визначення	Числові значення для сторін	
		110 кВ	10 кВ
Первинні номінальні струми трансформатору, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}}$	201,1	1101
Схеми з'єднання обмоток ТС		трикутник	повна зірка
Коефіцієнти трансформації ТС	$n_{ТС}$	600/5	1500/5
Вторинні струми в плечах захисту, А	$I_{ном\ ВТ} = \frac{k_{сх} I_{ном}}{n_{ТС}}$	2, 9	3, 67

Вибираємо місце встановлення гальмівної обмотки і з вимог забезпечення максимальної чутливості захисту. На понижувальних двообмоткових трансформаторах гальмівна обмотка підключається до трансформаторів струму, встановлених на стороні низької напруги.

Мінімальний струм спрацювання із вимог від лаштування від струму намагнічування:

$$I_{сз} \geq k_H \cdot I_H = 1,323 \cdot 201,1 = 266,1 \text{ (А)},$$

де k_H – коефіцієнт надійності відлаштування;

I_H – номінальний струм обмотки, що має найбільшу потужність.

Визначаємо число витків робочої обмотки для основної сторони 110 кВ та число витків зрівнювальних обмоток для сторони 10 кВ.

Результати розрахунків приведені у табл. 4. 2.

Таблиця 4.2 – Параметри трансформатора 110/10 кВ

Найменування величини	Позначення та метод визначення	Числові значення
Розрахунковий струм спрацювання реле на основній стороні, А	$I_{cp\text{ осн}} = \frac{k_{cx} I_{c3}}{n_{TC}}$	$I_{cp\text{ осн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 266,1}{600 / 5} = 3,84 \text{ (А)}$
Розрахункова кількість витків обмотки реле для основної сторони	$\omega_{осн\text{ розр}} = \frac{F_{cp}}{I_{cp\text{ осн}}}$	$\omega_{осн\text{ розр}} = \frac{100}{3,84} = 26,04$
Прийняте число витків реле для основної сторони	$\omega_{осн}$	26
Струм спрацювання реле на основній стороні, А	$I_{cp\text{ осн}} = \frac{F_{cp}}{\omega_{осн\text{ розр}}}$	$I_{cp\text{ осн}} = \frac{100}{26} = 3,85$
Розрахункова кількість витків на стороні 10 кВ	$\omega_{10\text{ розр}} = \omega_{осн} \frac{I_{осн\text{ ВТ}}}{I_{1\text{ ВТ}}}$	$\omega_{10\text{ розр}} = 26 \frac{2,9}{3,67} = 20,3$
Прийнята кількість витків на стороні 10 кВ	$\omega_{ypI}, \omega_{ypII}$	20

Розрахункова кількість витків гальмівної обмотки визначається по формулі:

$$\omega_{гальм} \geq k_H \frac{I_{нб\text{ розр}} \omega_{роб}}{I_{гальм} \operatorname{tg} \alpha},$$

де $I_{нб\text{ розр}}$ – сумарний струм небалансу;

$I_{гальм}$ – розрахунковий струм при трьохфазному к. з.;

$tg\alpha$ – тангенс кута нахилу дотичної до осі абсцис, проведеної з початку координат до характеристики спрацювання реле.

Сумарний розрахунковий струм небалансу складається із трьох складових:

$$I_{нб\ розр} = I_{1нб\ розр} + I_{2нб\ розр} + I_{3нб\ розр}.$$

Обчислимо розрахунковий струм небалансу, що визначається погрішностями ТС:

$$I_{1нб\ розр} = k_a \cdot k_{одн} \cdot f \cdot I_{кз\ макс} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 23700 = 2370 \text{ (A)},$$

де k_a – коефіцієнт, що враховує на швидкодіючі захисти перехідних процесів при к. з., які супроводжуються проходженням аперіодичних складових струмів к. з.; приймається $k_a = 1$ для реле, що мають БНТ із коротко замкнутими обмотками або інші засоби для відлаштування від перехідних процесів;

$k_{одн}$ – коефіцієнт однотипності умов роботи ТС; приймається $k_{одн} = 0,5$ у тих випадках, коли ТС обтікаються близькими по величині значеннями струмів, і $k_{одн} = 1$ в усіх інших випадках;

f – похибка ТС;

$I_{кз\ макс}$ – струм при трифазному к. з. на шинах 110 кВ.

Друга складова струму небалансу визначається зміною коефіцієнту трансформації трансформатора при регулюванні напруги, визначається за формулою:

$$I_{2нб\ розр} = \Delta N \cdot I_{кз\ макс} = 0,1602 \cdot 23700 = 3796,74 \text{ (A)},$$

де ΔN – половина регульовального діапазону, для якого виконується вирівнювання вторинних струмів.

Третя складова розрахункового струму небалансу визначається неточністю вирівнювання вторинних струмів і обчислюється за формулою:

$$I_{\text{Знб розр}} = 2 \frac{\omega_{I,II \text{ розр}} - \omega_{I,II}}{\omega_{I,II \text{ розр}}} \cdot I_{I,II \text{ кз розр}} = 2 \frac{20,3 - 20}{20,3} \cdot 1188 = 35,1 \text{ (A)},$$

де $I_{I,II \text{ кз розр}}$ – струм к.з. на стороні 10 кВ.

Обчислимо сумарний струм небалансу:

$$I_{\text{нб розр}} = 2370 + 3796,74 + 35,1 = 6201,84 \text{ (A)}$$

Обчислимо розрахункову кількість витків для гальмівної обмотки:

$$\omega_{\text{гальм}} = 1,5 \cdot \frac{6201,84 \cdot 26}{23700 \cdot 0,75} = 13,6$$

Розрахунок захистів В-10Т-1, Т-2. Захист В-10Т-1, Т-2 реалізуємо на базі мікропроцесорного пристрою типу МРЗС-05-01. В якості захисту використовуємо 3-ступінчатий максимальний струмовий захист, який включає:

Логічний захист шин (ЛЗШ являється пристроєм дугового захисту, який призначений для прискореного вимкнення вимикача КРУ при виникненні електричного дугового замикання);

МСЗВ-10 – максимальний струмовий захист вимикача на стороні

10 кВ, що має бути узгоджений із захистом СВ-10;

Контроль струму для ПРВВ (вибирається у відповідності до умови чутливості до мінімального струму спрацювання захисту ліній напругою 10 кВ).

Розрахунок захистів В-10Т-1, Т-2 приведений у табл. 4. 3.

Таблиця 4.3 – Результати розрахунку захистів В-10Т-1, Т-2

Тип захисту	Розрахунковий струм, А	Коеф. надійності спрацювання захисту І т.п.	Струм спрацювання захисту, А	Струм спрацювання реле захисту, А	Примітка
МСЗ В-10 (МСЗ-2)	800	$K_p=1,0$ $K_{нс}=1,1$	2220	7, 4	$I_{сз} \geq K_{нс} \cdot (I_{сз.св10} + I_{нагр}) / K_p$ На відключення В-10
ЛЗШ (МСЗ-1)	220	$K=0,9$	1980	6, 6	$I_{сз.мсз} \leq 0,9 \cdot I_{сз.мсз2}$ На відключення В-10
Контроль струму для ПРВВ (МСЗ-3)	80	$K=0,8$	210	0,7	$I_{сз.мсз3} \leq 0,8 \cdot I_{сз.мін/110}$ На відключення В-10

Розрахунок захистів В-110Т-1, Т-2. Захист В-110Т-1, Т-2 реалізуємо на базі мікропроцесорного пристрою типу МРЗС-05. В якості захисту використовуємо 3-ступінчатий максимальний струмовий захист, який включає:

- МСЗВ-110 – максимальний струмовий захист вимикача на стороні 110 кВ, що має бути узгоджений із захистом В-10;
- перевантаження трансформатора (розраховується у відповідності до умови максимального перевантаження трансформатора на 25%).

Крім того для захисту трансформаторів на стороні 110 кВ

передбачені блокування РПН та обдув трансформатора, які відлаштовуються від струму навантаження трансформатора по стороні ВН, реалізованих на базі реле РТ-40/2.

Розрахунок захистів В-110 Т-1, Т-2 приведений у табл. 4. 4.

Таблиця 4.4 – Результати розрахунку захистів В-110 Т-1, Т-2

Тип захисту	Розрахунковий струм, А	Коеф. надійності спрацювання захисту і т. п.	Струм спрацювання захисту, А	Струм спрацювання Реле захисту, А	Примітка
МСЗ В-110 (МСЗ-1)	203	$K_p = 1,0$ $K_{нс} = 1, 1$	300	2,5	$I_{сз} \geq K_{нс} \cdot (I_{сз.св10} + I_{нагр}) / K_p$ на відключення В-110
Перевантаження (МСЗ-2)	201	$K_p = 1, 25$	252	2,1	$I_n \leq 1,25 \cdot I_{ном.вн}$ на сигнал
Блокування РПН	201	-	201	1,7	Блокування автоматичного та Дистанційного керування РПН
Обдув	201	-	201	1, 7	Включення двигунів обдування

Висновок по розділу 4

На основі виконаних розрахунків, у відповідності до ПУЕ та інших нормативних документів, на трансформаторі 110/35/10 кВ діючої ПС передбачені основний і резервний захисти силового

трансформатора, виконані на основі реле ДЗТ-11 (основний захист) та на базі мікропроцесорного пристрою МРЗС-05-04 (резервний захист).

Захист приєднань на стороні 10 кВ виконаний на мікропроцесорних пристроях типу МРЗС-05. Спроектовані цифрові мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики забезпечують надійне селективне вимкнення усіх видів коротких замикань і резервування захистів.

5 БЕЗПЕКА ЕКСПЛУАТАЦІЇ КРПЗ 10 кВ

5.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів під час експлуатації КРПЗ напругою 10 кВ

Основним небезпечним фактором під час експлуатації КРПЗ є електрична напруга. Небезпека оцінюється величиною струму, що протікає через тіло людини, в результаті дотику до струмовідних частин, які знаходяться під напругою.

Розглянемо можливі випадки потрапляння людини під напругу та оцінімо їх небезпеку. Розрахунки струмів, що протікають через людину зведемо в таблицю (табл. 5. 1).

Небезпечним у відношенні можливості травмування є роботи, пов'язані з виконанням робіт на висоті 3,5 м, так як виникає можливість травмування внаслідок падіння.

Вихідні дані до аналізу небезпечних факторів під час експлуатації КЛ

напругою 10 кВ:

$R_K = 100$ Ом – опір контакту в місці замикання на землю;

$U_L = 10 \cdot 10^3$ В – лінійна напруга мережі;

$R_L = 1 \cdot 10^3$ Ом – опір тіла людини;

$U_\phi = 5,77 \cdot 10^3$ В – фазна напруга мережі;

$R_d = 1500$ Ом – опір електричної дуги;

$$X_c = \frac{3 \cdot U_\phi}{I_{33}} = \frac{3 \cdot 5,77 \cdot 10^3}{10,7} = 1618 \text{ Ом}$$
 – ємнісний опір лінії напругою

10 кВ відносно землі;

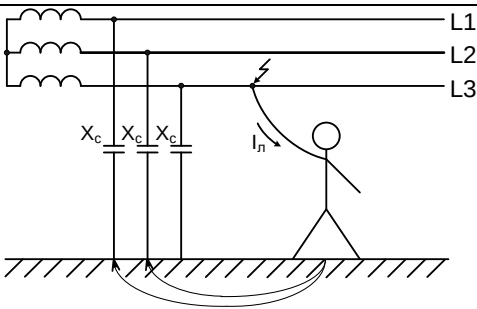
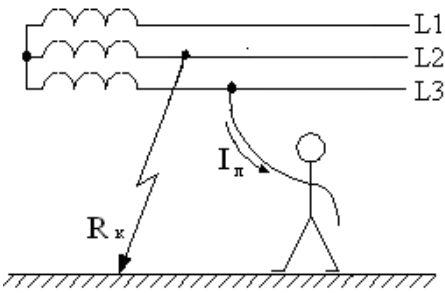
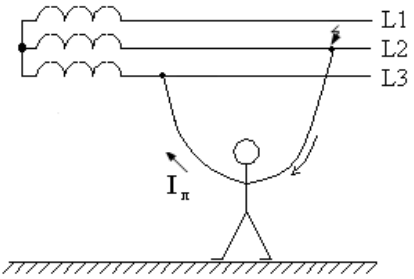
$$I_{33} = \frac{U_L \cdot (35 \cdot L_K + L_L)}{350} = \frac{10 \cdot (35 \cdot 1,35 + 0)}{350} = 10,7 \text{ А}$$
 – струм замикання

на землю кабельної лінії 10 кВ;

$L_K = 10,7$ км – загальна довжина підключених до мережі кабельних ліній (вихідні дані до дипломного проекту);

$L_{II} = 0$ км – загальна довжина підключених до мережі повітряних ліній.

Таблиця 5. 1 – Оцінка небезпеки при експлуатації КРПЗ напругою 10 кВ

Тип	Схема	Результат
Прямий однофазний дотик в мережі напругою 10 кВ		$I_L = \frac{U_\phi}{\sqrt{R_n^2 + (X_c / 3)^2}} =$ $= \frac{5,77 \cdot 10^3}{\sqrt{1000^2 + \left(\frac{1618}{3}\right)^2}} =$ $= 5,1 \text{ A.}$
Однофазний прямий дотик за аварійного режиму роботи мережі		$I_L = \frac{U_L}{R_L + R_K + R_D} =$ $= \frac{10}{1 + 0,1 + 1,5} = 3,85 \text{ A}$
Двофазний прямий дотик до струмовідних частин мережі		$I_L = \frac{U_L}{R_L + R_D} = \frac{10}{1 + 1,5} = 4 \text{ A}$

5. 2 Профілактичні заходи захисту від електричної напруги

В КРПЗ розміщені комірки типу КМ-1Ф, до складу яких входять вимикачі, трансформатори напруги, трансформатори струму,

струмоведучі частини, апаратура релейного захисту, управління, вимірювання та сигналізації, кола вторинних з'єднань.

Характеристики ізоляції електрообладнання слід вимірювати за однотипними схемами, обладнання напругою 10 кВ випробувати підвищеною напругою і, по можливості, при однаковій температурі.

До і після випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти рекомендується вимірювати опір ізоляції за допомогою мегаомметра. За опір ізоляції приймається однохвилинне значення вимірюного опору R_{60} .

Орієнтація під час експлуатації комірок КМ-1Ф забезпечується за рахунок маркування обладнання всередині комірок. Фази мають відповідне забарвлення:

- 1) фаза L1 - жовтий колір, розташовується зліва;
- 2) фаза L2 - зелений колір, знаходиться посередині;
- 3) фаза L3 - червоний колір, розташовується справа.

Знаки безпеки наносяться або кріпляться на корпусах комірок і дверях будівлі КРПЗ: жовтий фон, знак напруги, чорне обрамлення – рівносторонній трикутник. В кожному з комірок встановлена світлова сигналізація на світло. На двері кожної комірочки наноситься її умовне позначення: назва приєднання, клас напруги, номер комірочки.

Під час експлуатації обладнання в КРПЗ напругою 10 кВ використовують електротехнічні засоби захисту, наведені в табл. 5.2.

Опір заземлювального пристрою у разі проходження розрахункового струму замикання на землю з урахуванням опорів природних заземлювачів не повинен бути:

$$R_0 \leq \frac{67}{I_{розр}} = \frac{67}{5,1} = 13,1 \text{ Ом},$$

але не більше 10 Ом [6].

Заземленню підлягає обладнання КРПЗ напругою 10 кВ. Ґрунт –

суглинок. Питомий опір ґрунту – $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Заземлюючий пристрій представляє собою прямокутник розміром $12 \times 8 \text{ м}$. В якості вертикальних стержнів пропонується застосувати електроди довжиною $l_v = 2 \text{ м}$ діаметром $d = 16 \text{ мм}$, в якості сполучної смуги – сталюну шину перерізом $4 \times 40 \text{ мм}^2$, прокладеної в землі на глибині $t_o = 0,8 \text{ м}$. Схема заземлюючого пристрою зображена на рис. 5.1.

Таблиця 5. 2. – Електротехнічні засоби захисту

Назва	Тип	Кількість
1. Ізолювальні штанги	ШО-10У1	2 шт.
2. Ізолювальні кліщі	К-1000	1 шт.
3. Струмовимірювальні кліщі	Ц4502	1 шт.
4. Переносні заземлення	ШЗП-10У4	4 шт.
5. Показчики напруги для фазування	УВН-10	2 шт.
6. Діелектричні рукавички		4 пари
7. Діелектричні ботики		2 пари
8. Ізолювальні килими		4 шт.
9. Плакати безпеки		4 компл.
10. Захисні каски		4 шт.
11. Захисні окуляри		2 шт.

Тип заземлювача вибираємо у контурний, розміщений по периметру КРПЗ. Вертикальні електроди розміщуємо на відстані $a = 4 \text{ м}$ метри один від одного.

З схеми на рис. 5.1 видно, що в прийнятому заземлювачі

сумарна довжина горизонтального електрода $l_2 = 40 \text{ м}$, а кількість горизонтальних електродів $n = 10$ шт.

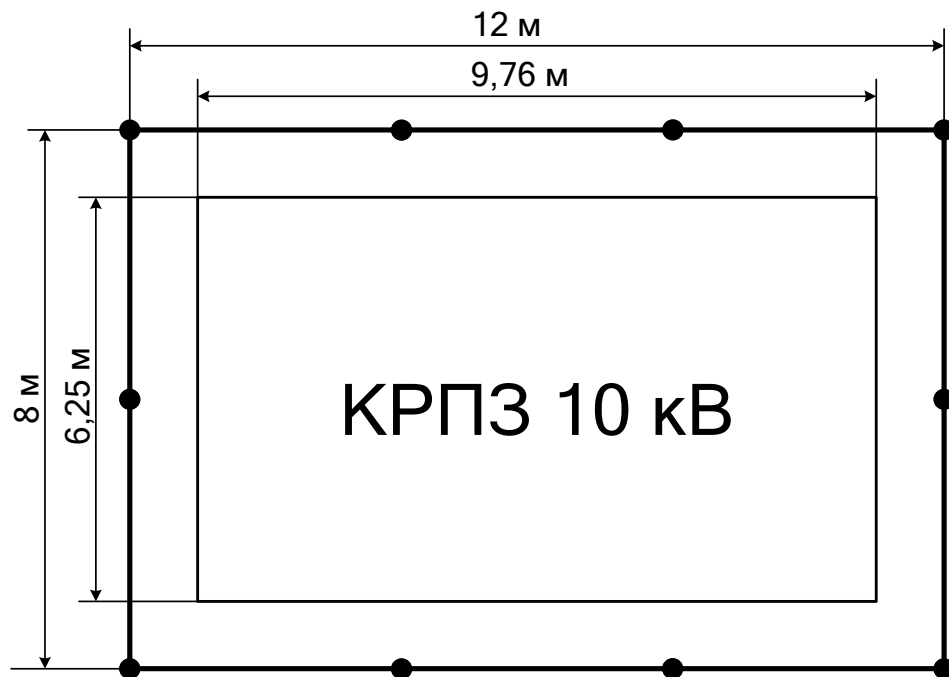


Рисунок 5.1 – Схема заземлювача

Визначимо розрахункові опори розтікання електродів вертикального $R_в$ та горизонтального R_2 (таблиця 3. 1 пп. 4 і 6 [5]):

$$R_в = \frac{\rho}{2\pi l_в} \left(\ln \frac{2 \cdot l_в}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + l_в}{4t - l_в} \right) = \frac{100}{2\pi \cdot 2} \left(\ln \frac{2 \cdot 2}{0,016} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1,8 + 2}{4 \cdot 1,8 - 2} \right) = 46,21 \text{ Ом};$$

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi l_2} \ln \frac{l_2^2}{0,5bt} = \frac{100}{2\pi \cdot 40} \ln \frac{40^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 4,58 \text{ Ом}.$$

Далі, маючи на увазі, що прийнятий заземлювач контурний, і що

$n_в = 10$ шт, відношення $\frac{a}{l_в} = \frac{4}{2} = 2$, визначаємо коефіцієнти використання електродів заземлювача - вертикальних $\eta_в = 0,68$, горизонтальних $\eta_2 = 0,4$ (таблиці 3. 2. і 3.3. [5]).

Знайдемо опір розтіканню прийнятого групового заземлювача:

$$R_3 = \frac{R_{\epsilon} \cdot R_z}{R_{\epsilon} \cdot \eta_z + R_z \cdot \eta_{\epsilon} \cdot n} = \frac{46,21 \cdot 4,58}{46,21 \cdot 0,4 + 4,58 \cdot 0,68 \cdot 10} = 4,27 \text{ Ом} < 10 \text{ Ом.}$$

5. 3 Заходи захисту від інших небезпечних факторів

Для забезпечення проведення робіт на висоті використовуються спеціальні драбини та підставки, запобіжні монтажні пояси, страхуючий канат.

При ремонті чи заміні обладнання в КРПЗ потрібно застосовувати захисні каски і захисні окуляри.

5. 4 Заходи захисту від шкідливих факторів

Для попередження дії на людину шкідливих факторів, таких як вологість, підвищена чи понижена температура повітря, погане освітлення, в будівлі КРПЗ передбачено електричне опалення та вентиляція, робоча й аварійна система освітлення. Освітлення виконано світильниками з лампами розжарювання й люмінесцентними лампами.

5. 5 Пожежна безпека

При експлуатації КРПЗ пожежна небезпека обумовлена тим, що в комірках КМ-1Ф є горючі ізоляційні матеріали кабелів, фарби, конструктивні матеріали на основі пластмас.

Причинами загоряння горючих речовин в КРПЗ можуть бути: міжвиткові короткі замикання в ТН, електричні іскри і дуги, утворення великих місцевих перехідних опорів, струмові перевантаження

провідників, несправність освітлювальних, обігрівальних і вентиляційних приладів.

Для гасіння пожеж використовуються ручні вуглекислотні вогнегасники ОУ-5, якими можна гасити електроустановку, що знаходиться під напругою.

Під час виникнення пожежі необхідно зняти напругу з секції шин і заземлити її. Після зняття напруги гасіння пожежі потрібно проводити будь-якими засобами пожежогасіння (розпиленою водою, повітряно-механічною піною, вогнегасниками).

Висновок по розділу 5

Наведені розрахунки, методики і рекомендації дозволять розраховувати на безпеку роботи спроектованої системи.

ВИСНОВКИ

1. Розроблені заходи щодо створення комбінованої системи електропостачання діючої ПС з сонячною електростанцією дозволять збільшити потужність на 40 МВт.
2. Технічні заходи щодо інтеграції СЕС з ПС після реконструкції цієї підстанції дозволять підвищити надійність її роботи.
3. По лініях, які відходять від підстанції стане можливим передавати енергію від сонячної електростанції в інші частини енергосистеми, значно знижується залежність від роботи мереж 110-330 кВ, зменшуються перетоки потужності по лініям 330 та 110 кВ від Рівненської АЕС.
4. Після установки нового комутаційного обладнання стало можливим збільшити швидкість переключень та зменшити потреби в обслуговуванні обладнання.
5. Установлення лічильників, засобів захисту та автоматики на базі мікропроцесорних пристроїв дозволить збільшити показники надійності системи електропостачання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бурбело М. Й. Динамічна компенсація реактивної потужності в пускових режимах електроприводів : монографія / М. Й. Бурбело, А. В. Гадай. Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2010. 104 с.
2. Гессен В. Ю. Електричні станції і підстанції. / В. Ю. Гессен, Ю. О. Григор'єв. К.: Вища школа, 1970. 479 с.
3. ДСТУ 21128-83. Системи електропостачання, мережі, джерела, перетворювачі і приймачі електричної енергії. Номінальні напруга до 1000 В
4. ГОСТ 282249-93 Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в електроустановках змінного струму напругою до 1 кВ. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=72053
5. ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=25887
6. Лежнюк, П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій : навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
7. Електричні апарати станцій і підстанцій: підручник / І. В. Нездвєцька, А. П. Войцицький, В. В. Мельничук. Житомир: ЖАТФК, 2023. 252 с.
8. Дерзський В. Г. Розрахунок втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ //Енергетика и электрификация. 2005. № 9. С. 32–40.
9. Нездвєцька І. В. Охорона праці в галузі: навч. посібник // І. В. Нездвєцька, О. О. Лаврищев, Ю. Л. Новосилецький . Житомир: ЖАТК, 2020. 108 с.
- 10.Василєга П.О. Електропостачання: підручник. Суми : Сумський державний університет, 2019. 521 с.
11. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання

- промислових підприємств. Вінниця : Нова Книга, 2004. 656 с.
12. Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України [електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.er.energy.gov.ua/doc.php?p=1041>
 13. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
 14. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
 15. Марченко І.І. Проектування систем електрифікації та автоматизації сільського господарства. / І.І. Марченко, В.М. Лисенко, Л.П. Тищенко, В.С. Лукач. К.: Вища школа, 1999. 201 с.
 16. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38–150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних втрат електроенергії. (ГНД 34. 09. 104 – 2003). К. : Міністерство палива та енергетики України, 2004. 115 с.
 17. Никифорова Л. Е. Нормативна документація з проектування систем електрифікації та енергопостачання сільського господарства : навч. посібн. / Л. Е. Никифорова, Ю. О. Богатирьов. - Мелітополь : Люкс, 2010. 180 с.
 18. Овчаренко А.С. Підвищення ефективності електропостачання промислових підприємств. / А.С. Овчаренко, Д.І. Розинський. Київ, Техніка, 1989. 231 с.
 19. Правила улаштування електроустановок. Х.: Вид-во «Форт», 2009. 708 с.
 20. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства. К.: Вища школа, 1983. 343 с.
 21. Проектування систем електрифікації та автоматизації АПК : підручн. / [І. І. Мартиненко, В. П. Лисенко, Л. П. Тищенко та ін.]. К. : Аграрна освіта,

2008. 330 с.

- 22.Р 50-072/98 "Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0,38 до 110 кВ включно". К.: ДСТ України. 66 с.
23. Рогальський Б. С. Компенсація реактивної потужності. Методи розрахунку, способи та технічні засоби управління. Вінниця : УНІВЕРСУМ - Вінниця, 2006. 236 с.
24. Романюк Ю.П. Електричні мережі і системи. Івано-Франківськ.: І П, 2000. 110 с.
25. Сегеда В.А. Електричні мережі і системи. Львів.: ЛПІ, 2001. 216 с.
26. Сонячна енергія в Україні. URL: <http://ekovita.org.ua/viewtopic.php?t=718> Дата звернення: 18.03.2025.
27. Сонячні мережеві електростанції. URL: <http://studall.org/all4-1266> Дата звернення: 17.03.2025.
28. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни URL: <https://razumkov.org.ua/statti/sektor-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny>