

А. Й. Клещов, О. М. Терентьев, С. В. Кудільчак

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
З КУРСОВОГО ПРОЕКТУВАННЯ**

**ПРОЄКТУВАННЯ ПРИСТРОЮ
РОЗПОДІЛЬНОГО ВИСОКОВОЛЬТНОГО
ЗМІННОГО ТА ПОСТІЙНОГО СТРУМУ**

Київ 2022



Методичні вказівки
з курсового проектування
на тему:

**ПРОЄКТУВАННЯ ПРИСТРОЮ РОЗПОДІЛЬЧОГО ВИСОКОВОЛЬТНОГО
ЗМІННОГО ТА ПОСТІЙНОГО СТРУМУ**

з предмету «Електричні станції та підстанції»
для студентів вищих навчальних закладів очного та заочного відділень
спеціальності 141 «Енергетика, електротехніка та електромеханіка»

Розробили:
к.т.н. Клещов А.Й.
д.т.н., проф. Терентьев О.М.
Кудільчак С.В.

Київ 2022



А. Й. Клещов, О. М. Терентьєв, С. В. Кудільчак

**ПРОЄКТУВАННЯ ПРИСТРОЮ РОЗПОДІЛЬЧОГО ВИСОКОВОЛЬТНОГО
ЗМІННОГО ТА ПОСТІЙНОГО СТРУМУ**

**Методичні вказівки
з курсового проектування**

Рекомендовано науково-методичною радою Київського електромеханічного фахового коледжу як методичні вказівки з курсового проектування для студентів, які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Київ
КЕМТ
2022

УДК 62-1/-9
К 38



Укладачі:	Клещов Антон Йосипович к.т.н. Терентьєв Олег Маркович, д.т.н., професор Кудільчак Степан Вікторович
Відповідальний редактор	Кудільчак С.В.
Рецензенти:	Бойченко С.В., д.т.н., професор Розен В. П., д.т.н., професор

Проектування пристрою розподільчого високовольтного змінного та постійного струму: метод. вказівки для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / А.Й. Клещов, О.М. Терентьєв, С.В. Кудільчак, Київ: КЕМТ, 2022. – 139 с.

У посібнику розглянуто теоретичні положення щодо розрахунку та проектування пристрою розподільчого високовольтного змінного та постійного струму. Надано конкретні приклади їх розрахунку.

Матеріал призначений для студентів вищих навчальних закладів, аспірантів, що займаються створенням і експлуатацією електромеханічних систем виробництва за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

УДК 62-1/-9

© А. Й. Клещов, О. М. Терентьєв,
Кудільчак С.В, 2022
© КЕМТ, 2022



1. Розрахунок та вибір головного понижуючого трансформатора	6
1.1 Визначення потужності районного навантаження	6
1.2 Визначення тягового навантаження	16
1.3 Визначення потужності трансформаторної підстанції	18
1.4 Вибір головного понижуючого трансформатора	19
1.5 Вибір перетворюючого агрегату	20
1.6 Розрахунок максимальних робочих струмів	21
2 Розрахунок струмів та потужностей короткого замикання	24
2.1 Розрахунок еквівалентного опору [1]	25
2.2 Розрахунок струмів та потужностей короткого замикання	36
2.3 Визначення теплових імпульсів струмів короткого замикання	38
3 Вибір та перевірка обладнання підстанції	42
3.1 Вибір струмоведучих частин та обладнання	44
3.2 Вибір і перевірка високовольтних вимикачів	50
3.3 Вибір і перевірка роз'єднувачів	53
3.4 Вибір і перевірка вимірювальних трансформаторів струму	56
3.5 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	61
3.6 Вибір обмежувачів перенапруги	64
3.7 Вибір згладжуючого пристрою	65
3.8 Опис однолінійної електричної схеми первинної комутації	68
4 Охорона праці та навколишнього середовища	73
4.1 Виробничі фактори та характеристика умов роботи працівників підстанції ..	73
4.2 Заходи із забезпечення безпеки робіт на підстанції	75
4.3 Вимоги безпеки під час застосування ручного інструменту	77
4.4 Пожежна безпека на підстанції	80
4.5 Охорона навколишнього середовища на підстанції	84
Перелік використаних джерел	88
Додаток 1 Каталоги силових трансформаторів	91
Додаток 2 Каталоги струмоведучих частин	96
Додаток 3 – Каталог вимикачів	101
Додаток 4 – Каталог роз'єднувачів	103
Додаток 5 – Каталог трансформаторів струму	104
Додаток 6 – Каталог трансформаторів напруги	105
Додаток 7 – Каталог обмежувачів перенапруги	106
Додаток 8 – Завдання до курсового проекту	107
Додаток 9 – Приклад оформлення	119
Додаток 10 – Умовні позначення в схемах електричних з'єднань згідно з ЕСКД	124



1. РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ГОЛОВНОГО ПОНИЖУЮЧОГО ТРАНСФОРМАТОРА

1.1 ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ РАЙОННОГО НАВАНТАЖЕННЯ

Матеріали розділу підготовлено з використанням джерела [1].

Важливе значення при виборі потужності трансформаторів являється правильний облік їх здатності навантаження. Під здатністю навантаження трансформатора розуміється сукупність допустимих навантажень, систематичних і аварійних перевантажень з розрахунку теплового зносу ізоляції трансформатора. Якщо не враховувати здатність навантаження трансформаторів, то можна необґрунтовано завищити при виборі їх номінальну потужність, що економічно недоцільно. На значній більшості підстанцій навантаження трансформаторів змінюється і впродовж тривалого часу залишається нижче номінальної. Значна частина трансформаторів вибирається з урахуванням післяаварійного режиму, і тому нормально вони залишаються тривалий час недовантаженими. Крім того, силові трансформатори розраховуються на роботу при допустимій температурі довкілля, рівною 313 К. Насправді вони працюють в звичайних умовах при температурі середовища до 293 ... 303 К. Отже, силовий трансформатор в певний час може бути перенавантажений з урахуванням розглянутих вище обставин без жодного збитку для встановленого йому терміну служби (20...25 років). Для визначення систематичних навантажень і аварійних перевантажень необхідно також знати початкове навантаження, передуюче перевантаженню і тривалість перевантаження. Ці дані визначаються по реальному початковому графіку навантаження (повній потужності або струму), перетвореному в еквівалентний в тепловому відношенні в прямокутний двох- чи багатоступеневий графік. [1]

Вибір типу, числа та схем живлення підстанцій обумовлений величиною і характером електричних навантажень, розміщенням навантажень на генеральному плані підприємства, а також виробничими, архітектурно-будівельними та експлуатаційними вимогами. Число і потужність трансформаторів вибираються:

- за графіками навантаження споживача і підрахованими величинами середньої і максимальної потужності;
- техніко-економічними показниками окремих варіантів кількості і потужності трансформаторів з урахуванням капітальних витрат і експлуатаційних витрат;
- категорії споживачів з урахуванням наявності у споживачів навантажень 1-ї категорії, що вимагають надійного резервування. [2]

Визначено сумарну максимальну потужність споживачів



$$P_{\text{макс}} = P_{\text{макс1}} + P_{\text{макс2}} + P_{\text{макс3}} = P_{y1} \cdot K_{п1} + P_{y2} \cdot K_{п2} + P_{y3} \cdot K_{п3}, \quad (1.1)$$

де $P_{\text{макс } i}$ – максимальна потужність споживачів, кВт;
 P_y – усталені потужності споживачів, кВт;
 $K_{п}$ – коефіцієнт попиту, в.о.

**[Для прикладу, нижче наведено оформлення розрахунку]*

$$P_{\text{макс}} = 1500 \cdot 0,5 + 1000 \cdot 0,45 + 800 \cdot 0,5 = 1600, \text{ кВт.}$$

Результати розрахунку зведено до Таблиці 1.1

За даними з Рисунка 1.1 встановлено потужність споживачів

$$P_{\text{сп1...3}} = K_i \cdot P_{\text{макс1...3}} = K_i \cdot P_{yi} \cdot K_{пi}, \quad (1.2)$$

де $P_{\text{сп1...3}}$ – потужність споживачів, кВт;
 K – частка завантаження споживачів (обирається із графіків завантаження споживачів за завданням), в.о.

**[Для прикладу, нижче наведено оформлення розрахунку]*

$$P_{1\text{сп1год}} = 0,69 \cdot 750 = 1104 \text{ кВт;}$$

$$P_{1\text{сп2год}} = 0,65 \cdot 750 = 1040 \text{ кВт;}$$

$$P_{1\text{сп3год}} = 0,65 \cdot 750 = 1040 \text{ кВт;}$$

$$P_{1\text{сп4год}} = 0,65 \cdot 750 = 1040 \text{ кВт;}$$

$$P_{1\text{сп5год}} = 0,6 \cdot 750 = 960 \text{ кВт;}$$

$$P_{1\text{сп6год}} = 0,8 \cdot 750 = 1080 \text{ кВт;}$$

$$P_{1\text{сп7год}} = 0,96 \cdot 750 = 1536 \text{ кВт;}$$

$$P_{1\text{сп8год}} = 0,9 \cdot 1600 = 1440 \text{ кВт;}$$

$$P_{1\text{сп9год}} = 0,8 \cdot 1600 = 1280 \text{ кВт;}$$



$$P_{1\text{сп}10\text{год}}=0,8 \cdot 1600 = 1280 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}11\text{год}}=0,8 \cdot 1600 = 1280 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}12\text{год}}=0,54 \cdot 1600 = 864 \text{ кВт}$$

$$P_{1\text{сп}13\text{год}}=0,8 \cdot 1600 = 1280 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}14\text{год}}=0,82 \cdot 1600 = 1312 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}15\text{год}}=0,84 \cdot 1600 = 1344 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}16\text{год}}=0,86 \cdot 1600 = 1376 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}17\text{год}}=0,9 \cdot 1600 = 1440 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}18\text{год}}=0,92 \cdot 1600 = 1472 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}19\text{год}}=0,92 \cdot 1600 = 1472 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}20\text{год}}=0,92 \cdot 1600 = 1472 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}21\text{год}}=1 \cdot 1600 = 1600 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}22\text{год}}=0,8 \cdot 1600 = 1280 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}23\text{год}}=0,8 \cdot 1600 = 1280 \text{ кВт};$$

$$P_{1\text{сп}24\text{год}}=0,7 \cdot 1600 = 1120 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}1\text{год}}=0,8 \cdot 1600 = 1280 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}2\text{год}}=0,6 \cdot 1600 = 960 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}3\text{год}}=0,84 \cdot 1600 = 1344 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}4\text{год}}=0,78 \cdot 1600 = 1248 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}5\text{год}}=0,7 \cdot 1600 = 1120 \text{ кВт};$$



$$P_{2\text{сп}6\text{год}}=0,54 \cdot 1600 = 864 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}7\text{год}}=0,6 \cdot 1600 = 960 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}8\text{год}}=0,5 \cdot 1600 = 800 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}9\text{год}}=1 \cdot 1600 = 1600 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}10\text{год}}=0,5 \cdot 1600 = 800 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}11\text{год}}=0,6 \cdot 1600 = 960 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}12\text{год}}=0,55 \cdot 1600 = 880 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}13\text{год}}=0,45 \cdot 1600 = 720 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}14\text{год}}=0,53 \cdot 1600 = 848 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}15\text{год}}=0,6 \cdot 1600 = 960 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}16\text{год}}=0,55 \cdot 1600 = 880 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}17\text{год}}=0,72 \cdot 1600 = 1152 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}18\text{год}}=0,7 \cdot 1600 = 1120 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}19\text{год}}=0,6 \cdot 1600 = 960 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}20\text{год}}=0,42 \cdot 1600 = 672 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}21\text{год}}=0,9 \cdot 1600 = 1440 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}22\text{год}}=0,81 \cdot 1600 = 1296 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}23\text{год}}=0,78 \cdot 1600 = 1248 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{сп}24\text{год}}=0,8 \cdot 1600 = 1280 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}1\text{год}}=0,81 \cdot 1600 = 1296 \text{ кВт};$$



$$P_{3\text{сп}2\text{год}}=0,7 \cdot 1600 = 1120 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}3\text{год}}=0,65 \cdot 1600 = 1040 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}4\text{год}}=0,7 \cdot 1600 = 1120 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}5\text{год}}=0,72 \cdot 1600 = 1152 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}6\text{год}}=0,74 \cdot 1600 = 1184 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}7\text{год}}=0,76 \cdot 1600 = 1216 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}8\text{год}}=0,79 \cdot 1600 = 1264 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}9\text{год}}=0,8 \cdot 1600 = 1280 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}10\text{год}}=0,92 \cdot 1600 = 1472 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}11\text{год}}=0,82 \cdot 1600 = 1312 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}12\text{год}}=1 \cdot 1600 = 1600 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}13\text{год}}=0,55 \cdot 1600 = 880 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}14\text{год}}=0,75 \cdot 1600 = 1200 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}15\text{год}}=0,86 \cdot 1600 = 1376 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}16\text{год}}=0,86 \cdot 1600 = 1376 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}17\text{год}}=0,76 \cdot 1600 = 1216 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}18\text{год}}=0,82 \cdot 1600 = 1312 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}19\text{год}}=0,74 \cdot 1600 = 1184 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}20\text{год}}=0,6 \cdot 1600 = 960 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}21\text{год}}=0,8 \cdot 1600 = 1280 \text{ кВт};$$



$$P_{3\text{сп}22\text{год}}=0,75 \cdot 1600 = 1200 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}23\text{год}}=0,6 \cdot 1600 = 960 \text{ кВт};$$

$$P_{3\text{сп}24\text{год}}=0,6 \cdot 1600 = 960 \text{ кВт}.$$

Визначено добову сумарну потужність споживачів по годинах

$$P_{\text{екв}}=P_{\text{сп}1}+P_{\text{сп}2}+P_{\text{сп}3}, \quad (1.3)$$

де $P_{\text{екв}}$ – сума потужностей всіх споживачів, кВт;

$P_{\text{сп}1-3}$ – потужності споживачів, кВт.

**[Для прикладу, нижче наведено оформлення розрахунку]*

$$P_{\text{екв } 1\text{год}}=1104+1280+1296=3696 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 2\text{год}}=1040+960+1120=3280 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 3\text{год}}=1040+1344+1040=3120 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 4\text{год}}=1040+1248+1120=3280 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 5\text{год}}=960+1120+1152=3264 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 6\text{год}}=1280+864+1184=3684 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 7\text{год}}=1536+960+1216=3968 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 8\text{год}}=1440+800+1264=3968 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 9\text{год}}=1280+1600+1280=3840 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 10\text{год}}=1280+800+1472=4224 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 11\text{год}}=1280+960+1312=3904 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 12\text{год}}=864+880+1600=4064 \text{ кВт};$$



$$P_{\text{екв } 13\text{Год}}=1280+720+880=3040 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 14\text{Год}}=1312+848+1200=3712 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 15\text{Год}}=1344+960+1376=4096 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 16\text{Год}}=1376+880+1376=4128 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 17\text{Год}}=1440+1152+1216=3872 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 18\text{Год}}=1472+1120+1312=4096 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 19\text{Год}}=1472+960+1184=3840 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 20\text{Год}}=1472+672+960=3392 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 21\text{Год}}=1600+1440+1280=4160 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 22\text{Год}}=1280+1296+1200=3680 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 23\text{Год}}=1280+1248+960=3200 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{екв } 24\text{Год}}=1120+1280+960=3040 \text{ кВт}.$$

За результатами розрахунків (1.2) та (1.3), побудовано добові графіки завантаження споживачів, Рисунок 1.1.

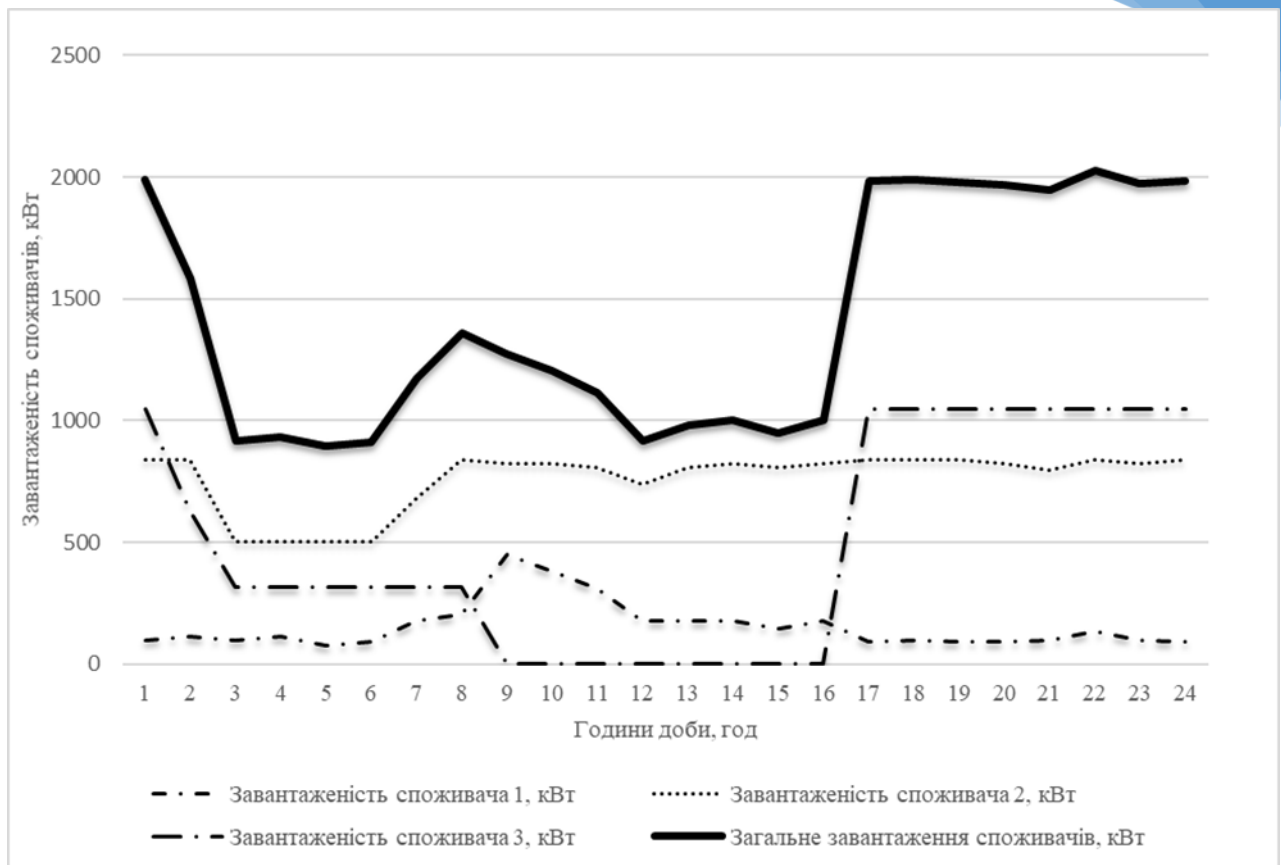


Рисунок 1.1 – Криві завантаження споживачів

Результати розрахунків (1.2) та (1.3) занесено до Таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Результат розрахунку сумарної потужності

Година доби	Коефіцієнт завантаження першого споживача, в.о	Коефіцієнт завантаження другого споживача, в.о	Коефіцієнт завантаження третього споживача, в.о	Максимальна потужність, кВт	Завантаженість першого споживача, кВт	Завантаженість другого споживача, кВт	Завантаженість третього споживача, кВт	Сумарна завантаженість трьох споживачів, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,69	0,8	0,81	1600	1104	1280	1296	3696
...								
24								

$\tan \varphi$ визначено за формулою

$$\tan \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (1.4)$$



де $\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності (визначено за завданням), в.о.

**[Для прикладу, нижче наведено оформлення розрахунку]*

$$\tan \varphi_1 = \frac{\sqrt{1-0,93^2}}{0,93} = 0,39;$$

$$\tan \varphi_2 = \frac{\sqrt{1-0,92^2}}{0,92} = 0,42;$$

$$\tan \varphi_3 = \frac{\sqrt{1-0,92^2}}{0,92} = 0,42.$$

Визначено реактивну потужність

$$Q = \tan \varphi \cdot P, \quad (1.5)$$

де Q – реактивна потужність, кВАр

P – активна потужність, кВт.

**[Для прикладу, нижче наведено оформлення розрахунку]*

$$Q_1 = 0,39 \cdot 1600 = 624 \text{ кВАр};$$

$$Q_2 = 0,42 \cdot 1500 = 640 \text{ кВАр};$$

$$Q_3 = 0,42 \cdot 1600 = 672 \text{ кВАр}.$$

Результати розрахунків за (1.4) та (1.5) зведено до Таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Результати розрахунків реактивної потужності

Коефіцієнт потужності, в.о.	$\tan \varphi$, в.о.	Реактивна потужність, кВт
0,93	0,39	624
0,92	0,42	640
0,92	0,42	672



Визначено максимальну повну потужність

$$S_{HT}=k_{pm} \cdot \frac{1+(P_{\text{пост}}+P_{\text{зм}})}{100} \cdot \sqrt{(P_{\text{сп1макс}}+P_{\text{сп2макс}}+P_{\text{сп3макс}})^2+(Q_1+Q_2+Q_3)^2}, \quad (1.6)$$

де k_{pm} – коефіцієнт різночасності максимумів нетягових споживачів, в.о.;
 $S_{\text{макс}}$ – максимальна потужність, кВА;
 $P_{\text{пост}}$ – постійні втрати в мережі, %;
 $P_{\text{зм}}$ – змінні втрати, %;
 $P_{\text{сп1}}-P_{\text{сп3}}$ – потужність споживачів, кВт;
 Q_1-Q_3 – реактивна потужність, кВАр.

Визначено коефіцієнт різночасності максимумів

$$k_{pm} = \frac{\sum P}{\sum_1^n P_{\text{макс}}}, \quad (1.7)$$

де $\sum P$ – максимальна еквівалентна активна потужність завантаження споживачів (приймається найвище значення з Таблиці 1.1 крайньої правої колонки), кВт;

$\sum_1^n P_{\text{макс}}$ – сума максимальних завантажень споживачів (приймається за формулою (1.1), кВт.

**[Для прикладу, нижче наведено оформлення розрахунку]*

$$k_{pm} = \frac{1060}{1600} = 0,66 \text{ в.о.};$$

$$S_{HT} = 0,66 \cdot \left(1 + \frac{2+8}{100}\right) \cdot \sqrt{(750+480+400)^2 + (624+672+672)^2} = 2537,9 \text{ кВА.}$$

Результати за (1.6) зведено до Таблиці 1.3.



Таблиця 1.3 – Результати розрахунків максимальної потужності

Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, кВАр	Постійні втрати в мережі, %	Змінні втрати, %	Максимальна повна потужність, кВА
750	624	2	8	2537,9
480	672	2	8	
400	672	2	8	

1.2 ВИЗНАЧЕННЯ ТЯГОВОГО НАВАНТАЖЕННЯ

Матеріал підготовлено згідно джерела [4, 5].

Визначено потужність тягового навантаження **змінного** струму

$$S_T = U_{ш27,5} \cdot (2 \cdot I'_d + 0,65 \cdot I''_d) \cdot K_{нр} \cdot K_{ку} \cdot K_m, \text{ кВА} \quad (1.8)$$

де $U_{ш27,5} = 27,5$ – напруга на шинах тягового електропостачання, кВ;

I'_d, I''_d - ефективні струми по фазам (дані із завдання), А.

$K_{нр}$ – коефіцієнт, нерівномірності навантаження фаз трансформатора, приймаємо 0,9;

$K_{ку}$ – коефіцієнт компенсуючого пристрою, який враховує знеження спожитої на тягу потужності при роботі компенсуючого пристрою, приймаємо 0,93;

K_m – коефіцієнт впливу старіння ізоляції обмоток трансформатора через нерівномірність руху поїздів впродовж дня, приймаємо - для двоколійних ділянок, 1,25 - для одноколійних ділянок.

Визначено потужність на шинах 27,5 кВ

$$S_{27,5} = S_T + S_{ТВП} + S_{ДПР}, \quad (1.9)$$

де $S_{ТВП}$ – потужність одного ТВП, приєднаного до шин 27,5 кВ, кВА;

$S_{ДПР}$ – потужність не тягових споживачів, які живляться від шин 27,5 кВ по фідерах ДПР, кВА.



$$S_{\text{ДПР}} = \frac{P_{\text{уст.ДПР}} \cdot K_{\text{п.ДПР}}}{\cos \varphi_{\text{ДПР}}}, \quad (1.10)$$

де $P_{\text{уст.ДПР}}$ – встановлена потужність споживачів ДПР (дані із завдання), кВт;

$K_{\text{п.ДПР}}$ – коефіцієнт попиту споживачів ДПР (дані із завдання), в.о.;

$\cos \varphi_{\text{ДПР}}$ – коефіцієнт потужності споживачів ДПР (дані із завдання), в.о.

Визначено потужність тягового навантаження **постійного** струму

$$S_T = 1,05 \cdot U_{\text{дн}} \cdot I_{\text{дтп.}}; \quad (1.11)$$

де $U_{\text{дн}} = 3,3$ – номінальне значення випрямленої напруги на шинах підстанції, кВ;

$I_{\text{дтп.}}$ – діюче значення випрямленого струму підстанції на споживачах ФКМ (дані із завдання), А.

$$I_{\text{дтп.}} = \sum I_{\text{ФКМ}} \quad (1.12)$$

де $\sum I_{\text{ФКМ}}$ – алгебраїчна сума максимальних робочих струмів ФКМ.

Визначаємо кількість перетворюючих агрегатів

$$N = \frac{I_{\text{дтп.}}}{I_{\text{д}}} \quad (1.13)$$

де $I_{\text{д}}$ – номінальний випрямлений струм перетворюючого агрегату.

Потужність на шинах підстанції **постійного** струму напругою 35 кВ.

$$S_{35} = (\sum S_{\text{ПА}} + S_{\text{НТ.Т}} + S_{\text{НТ}} + S_{\text{ТВП}}) \cdot k_p \quad (1.14)$$

де $\sum S_{\text{ПА}}$ – потужність трансформаторів усіх перетворювальних агрегатів підстанції, кВА;

$S_{\text{НТ.Т}}$ – потужність одного трансформатора для живлення тягового навантаження, кВА;

$S_{\text{НТ}}$ – потужність одного трансформатора для живлення нетягового навантаження, кВА;



$k_p = 0,6—0,8$ - коефіцієнт, який враховує різночасність настання максимумів навантажень на підстанції та від шин, що живляться на підстанціях, в.о;

$$S_{ПА} = U_{дн} \cdot I_{д. підст}, \quad (1.15)$$

де $U_{дн} = 3,3$ - номінальне значення випрямленої напруги на шинах підстанції, кВ;

$I_{д. підст}$ - діюче значення випрямленого струму підстанції дані із завдання), А.

1.3 ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Матеріал підготовлено згідно джерела [4, 5].

Кількість і потужність трансформаторів необхідно обирати виходячи з техніко-економічних розрахунків і нормативних вимог по резервуванню, згідно яким на тягових підстанціях передбачається по два головних трансформатори. Як правило, на підстанціях обидва трансформатори включені. Потужність їх доцільно приймати такою, щоб при відключенні одного з них електропостачання забезпечувалось трансформатором, що залишився в роботі. Потужність понижувального трансформатора рекомендується визначати виходячи з умов аварійного режиму.

При виборі трансформатора його номінальна потужність повинна бути більшою чи дорівнювати розрахунковій

$$S_{ТР} \geq \frac{S_{ТП}}{0,6 \cdot n}, \quad (1.16)$$

де $S_{ТП}$ – повна потужність підстанції, кВА;

n – кількість трансформаторів, що знаходяться на одному вводі, в.о.

Потужність підстанції на шинах первинної напруги визначається відповідно до типу підстанції. Розрахункові формули наведені у Таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Розрахункові формули для визначення потужності підстанції на шинах первинної напруги



Тип підстанції	Потужність підстанції $S_{ТП}$	Потужність головного понижуючого трансформатора $S_{\max 110(220)} (S_{ГПТ})$
Опорна або транзитна тягова	$(n \cdot S_{ГПТ} + \sum S_{\text{транз}}) \cdot k_p$	$S_{ГПТ} = (S_{НТ} + S_{27,5}) \cdot k_p$ (змінний) $S_{ГПТ} = S_{35} \cdot k_p$ (постійний)
Тупикова або відпайкова тягова	$n \cdot S_{ГПТ}$	$S_{ГПТ} = (S_{НТ} + S_{27,5}) \cdot k_p$ (змінний) $S_{ГПТ} = S_{35} \cdot k_p$ (постійний)
Опорна або транзитна понижуюча	$(n \cdot S_{ГПТ} + \sum S_{\text{транз}})$	$S_{ГПТ} = (S_{НТ} + S_{35})$
Тупикова або відпайкова понижуюча	$n \cdot S_{ГПТ}$	$S_{ГПТ} = (S_{НТ} + S_{35})$

$*k_p = 0,95—0,98$ - коефіцієнт, який враховує різночасність наступу максимумів тягового і не тягового навантаження, в.о.

Розраховано потужність транзиту для **транзитної** підстанції

$$S_{\text{транз}} = S_{ГПТ} \cdot n, \quad (1.17)$$

де $S_{ГПТ}$ – потужність головного понижуючого трансформатора, кВА;
 n – кількість трансформаторів, в.о.

Розраховано потужність транзиту для **опорної** підстанції

$$S_{\text{транз}} = 2 \cdot S_{ГПТ} \cdot n, \quad (1.18)$$

де $S_{ГПТ}$ – потужність головного понижуючого трансформатора, кВА;
 n – кількість трансформаторів, в.о.

1.4 ВИБІР ГОЛОВНОГО ПОНИЖУЮЧОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Матеріал підготовлено згідно джерела [4, 5].

Згідно з умовами вибору обрано трансформатор типу ***[далі наведено приклад заповнення таблиці]** ТДТНЖ-40000/110- У1. Параметри трансформаторів зведено до Таблиці 1.5.



Таблиця 1.5 – Параметри головного понижуючого трансформатора

Тип	$S_{ном}$	$U_{вн}$	$U_{сн}$	$U_{нн}$	U_k			Група з'єднання обмоток
	кВА	кВ	кВ	кВ	В-С	С-Н	В-Н	
ТДТНЖ-40000 /110-У1	40000	115	27,5	10,5	12,5	9,5	22	Yh/Yh/D-0-11

1.5 ВИБІР ПЕРЕТВОРЮЮЧОГО АГРЕГАТУ

Матеріал підготовлено згідно джерела [3, 4, 5].

На тягових підстанціях впроваджується дванадцятипульсова схема випрямлення. Для дванадцятипульсової схеми випрямлення випускається трансформатор типу ТРДП-12500/10ЖУ1 з розщепленими вентильними обмотками: одна – «трикутник із групою 11», інша – «зірка з групою 0». У дванадцятипульсовій схемі випрямлення зі збільшенням числа пульсацій ($m=12$) збільшується коефіцієнт потужності до 0,98 проти 0,93 шестипульсового випрямляча. Збільшення коефіцієнта потужності призводить до зменшення споживання реактивної потужності, зменшенню втрат електроенергії в елементах системи електропостачання. Підвищується коефіцієнт корисної дії тягової підстанції, підвищується якість електричної енергії і на шинах змінного струму. Важливою перевагою дванадцятипульсових випрямлячів є можливість застосування більш простих і економічних згладжуючих пристроїв.

Для роботи в дванадцятипульсовій схемі промисловість випускає випрямляч типу ТПЕД-3150-3,3к-У1, що також може працювати в схемах «дві зворотні зірки зі зрівняльним реактором» і в трифазній мостовій. Випрямляч призначений для розміщення на відкритій частині підстанції.

При виборі трансформатора його номінальна потужність повинна бути більшою чи дорівнювати розрахунковій

$$S_{нт.т} \geq \frac{S_T}{0,6 \cdot n}, \quad (1.19)$$

де S_T – потужність тягового навантаження підстанції, кВА;
 n – кількість трансформаторів, в.о.

Згідно з умовами вибору обрано тяговий трансформатор типу *[далі наведено приклад заповнення таблиці] ТРМП-6300/10ПЖУ1. Параметри трансформаторів зведено до Таблиці 1.6.



Таблиця 1.6. – Параметри тягового трансформатор.

Серія	Струм вторинної обмотки, А	Напруга Вторинної обмотки, В	Номінальна потужність, кВА	Для схеми випрямлення	Номінальна напруга, кВ
ТРДП	3150	3300	12500	12-фазна мостова	10

Згідно з умовами вибору обирається випрямляч **[далі наведено приклад заповнення таблиці]*. Параметри випрямлячів зведено до таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Параметри випрямлячів

Серія	Випрямлений струм, А	Випрямлена напруга, В	Марка і кількість напівпровідникових діодів	Вид охолодження	Марка розрядника	Число розрядників	Вид установки
ТПЕ Д-3150-3,3кВ-У1	3150	3300	ДЛ133-500-14; 48х6	Повітряне	РВКУ-1,65А0 1	6	Зовнішня

1.6 РОЗРАХУНОК МАКСИМАЛЬНИХ РОБОЧИХ СТРУМІВ

Матеріал підготовлено згідно джерела [4, 5].

Розрахунок максимальних робочих струмів зведено до Таблиці 1.6.



Таблиця 1.8 – Максимальні робочі струми для змінного струму

РП	Приєднання	Розрахункова формула	Розрахунок	Результат, А
1	2	3	4	5
110 (220) кВ	Ввід підстанції вузлової або прохідної	$\frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$		
	Ввід підстанції тупикової або відпайкової	$\frac{5 \cdot S_{\text{ГПТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$		
	Ввід головного понижуючого трансформатора	$\frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{ГПТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$		
	Ремонтна перемичка	$\frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{ГПТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$		
27,5 кВ	Ввід РП-27,5 кВ	$\frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{ГПТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$		
	Збірні шини	$\frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{27,5}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$		
	Ввід ТВП	$\frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{ТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$		
	Фідер ДПР	$\frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{ДПР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$		
10 кВ	Ввід РП-10 кВ	$\frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{НТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$		
	Збірні шини	$\frac{k_{\text{рн}} \cdot S_{\text{НТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$		
	РС-1	$\frac{k_{\text{персп}} \cdot P_{\text{max1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi_1}$		
	РС-2	$\frac{k_{\text{персп}} \cdot P_{\text{max2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi_2}$		
	РС-3	$\frac{k_{\text{персп}} \cdot P_{\text{max3}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi_3}$		

* $k_{\text{персп}}=1,3$ – коефіцієнт перспективного розвитку промисловості, в.о.;

$k_{\text{рн}}=0,6$ – коефіцієнт розподілу навантаження по шинах РП, в.о.



Таблиця 1.9 – Максимальні робочі струми для постійного струму

РП	Приєднання	Розрахункова формула	Розрахунок	Результат, А
1	2	3	4	5
110 (220) кВ	Ввід підстанції вузлової або прохідної	$\frac{k_{персп} \cdot S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$		
	Ввід підстанції тупикової або відпайкової	$\frac{5 \cdot S_{ГПТ}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$		
	Ввід головного понижуючого трансформатора	$\frac{k_{персп} \cdot S_{ГПТ}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$		
	Ремонтна перемичка	$\frac{k_{персп} \cdot S_{ГПТ}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$		
10 кВ	Ввід в РП-10кВ	$\frac{k_{персп} \cdot S_{НТ}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$		
	Збірні шини	$\frac{k_{персп} \cdot S_{НТ}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$		
	ТВП	$\frac{k_{персп} \cdot S_{ТВП}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$		
	РС-1	$\frac{k_{персп} \cdot P_{max1}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_1}$		
	РС-2	$\frac{k_{персп} \cdot P_{max2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_2}$		
	РС-3	$\frac{k_{персп} \cdot P_{max3}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_3}$		
3,3 кВ	Головна шина „+”	$n_{па} \cdot I_{д.н} \cdot k_{рн}$		
	Головна шина „-”	$n_{па} \cdot I_{д.н}$		
	Запасна шина	$n_{па} \cdot I_{д.н} \cdot k_{рн}$		

* $k_{персп}=1,3$ – коефіцієнт перспективного розвитку промисловості, в.о.;

$k_{рн}=0,6$ – коефіцієнт розподілу навантаження по шинах РП, в.о.



2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ ТА ПОТУЖНОСТЕЙ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Матеріали розділу підготовлено з використанням джерел [4, 5].

Розрахунки струмів короткого замикання (КЗ) здійснюються для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки уставок релейного захисту та автоматики.

При методі розрахунку струмів короткого замикання в умовних одиницях, всі розрахункові дані приводять до базисної напруги і базисної потужності. За базисну напругу приймають значення номінальної напруги $U_{\text{ном}} = 0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230$ кВ. За базисну потужність S_b можна вибрати потужність, прийняту при розрахунках за одиницю, наприклад потужність системи, сумарні номінальні потужності генераторів станції або трансформаторів підстанції або зручне для розрахунків число, кратне десяти.

При розв'язанні більшості задач, що зустрічаються на практиці, можна ввести припущення, які спрощують розрахунки і не вносять суттєвих похибок. До таких припущень відносяться:

- вважається, що фази ЕРС всіх генераторів не змінюються протягом всього процесу к.з.;
- не враховується насиченість магнітних систем, що дозволяє вважати постійними і не залежними від струму індуктивні опори всіх елементів короткозамкнутого кола;
- нехтують намагнічувальними струмами силових трансформаторів;
- не враховують, крім спеціальних випадків, ємнісні провідності елементів короткозамкнутого кола на землю;
- вважають, що трифазна система є симетричною;
- вплив навантаження на струм к.з. враховують наближено;
- при обчисленні струму к.з. звичайно нехтують активним опором кола.

Вказані припущення, разом зі спрощенням розрахунків, призводять до деякого перебільшення струмів к.з. (похибка практичних методів розрахунку не перевищує 10%, що прийнято вважати допустимим).

Розрахунок струмів к.з. виконано в такому порядку:

- для електростанції, яка розглядається, складена розрахункова схема;
- відповідно до розрахункової схеми складена електрична схема заміщення;
- шляхом поступового перетворення схему заміщення приведено до найбільш простого вигляду таким чином, щоб кожне джерело живлення або група джерел, яка характеризується певним значенням результуючої ЕРС, були пов'язані з точкою к.з. одним еквівалентним опором;



– знаючи результуючу ЕРС джерела та результуючий опір, за законом Ома визначено початкове значення періодичної складової струму к.з., потім визначено ударний струм.

2.1 РОЗРАХУНОК ЕКВІВАЛЕНТНОГО ОПОРУ

Матеріал підготовлено згідно джерела [3, 4, 5].

Зовнішня схема зовнішнього електропостачання наведена на Рисунку 2.1.

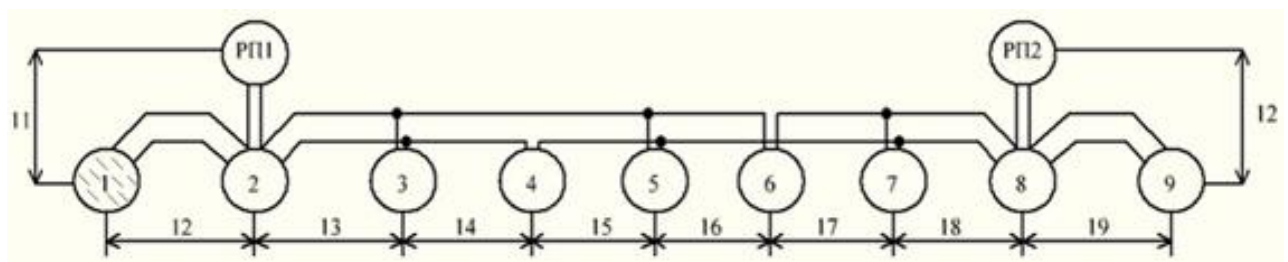


Рисунок 2.1 – Схема зовнішнього електропостачання

За схемою зовнішнього електропостачання, Рисунок 2.1, складено схему заміщення, Рисунок 2.2.

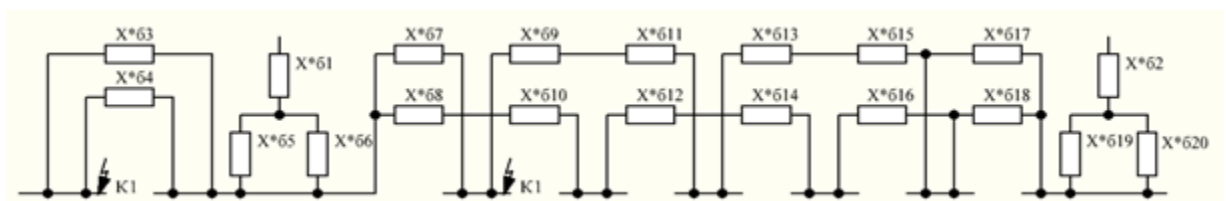


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Для цього, всі елементи схеми заміщено відповідними відносними опорам. При цьому, кожний опір позначають як дріб: в чисельнику порядковий номер, а в знаменнику відносний опір даного елементу.

Шляхом подальших перетворень схеми заміщення визначають відносні опори до всіх точок к.з. При розрахунку струмів к.з. в установках вище 1000 В, в схемі заміщення враховують індуктивні опори елементів: системи, трансформаторів, ліній електропостачання. У трьохфазних колах змінного струму напругою вище 1000 В розрахунок виконують по відносним опорам елементів кола до точки к.з. при базисній потужності S_6 та середніх напругах $U_{сер}$. За базисну потужність прийнято $S_6=1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. З метою спрощення розрахунків, для кожного електричного ступеню замість дійсної напруги прийнято середнє значення $U_{сер}$

згідно шкали напруг: 0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230; 347; 525; 787; 1200 кВ. Базисну потужність для всіх ступенів напруги кола прийнято $S_6=1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Розрахунок струмів к.з. виконано в наступній послідовності.

1. Складено розрахункову схему кола к.з.
2. Розраховано відносні опори елементів кола к.з.
3. Перетворюючи схему заміщення, визначено відносні опори до точок к.з.
4. Визначено струми к.з. для всіх точок схеми.

Визначено відносний опір системи

$$X_{*6c} = \frac{S_6}{S_{кз}}, \quad (2.1)$$

де S_6 – базисна потужність, МВА;

$S_{кз}$ – потужність короткого замикання від районних підстанцій (дані із завдання), МВА.

Визначено відносний опір лінії електропостачання

$$X_{*6л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{сер}^2}, \quad (2.2)$$

де x_0 – індуктивний опір 1 км лінії:

$x_0=0,4 \text{ Ом/км}$ для повітряної лінії 6-110 кВ;

$x_0=0,08 \text{ Ом/км}$ для кабельної лінії 6-10 кВ;

$x_0=0,12 \text{ Ом/км}$ для кабельної лінії 35 кВ.

Визначено відносний опір трансформаторів

$$X_{*6т} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HT}}, \quad (2.3)$$

де u_k – відносне падіння напруги на двох обмотках трансформатора, %.

Для двохобмоткових трансформаторів, u_k визначається за паспортними даними, для трьохобмоткових трансформаторів визначається для кожної обмотки окремо

$$u_{кв} = 0,5 \cdot (u_{кв-с} + u_{кв-н} - u_{кс-н}), \quad (2.4)$$

$$u_{кс} = 0,5 \cdot (u_{кв-с} + u_{кс-н} - u_{кв-н}), \quad (2.5)$$



$$u_{KH} = 0,5 \cdot (u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}), \quad (2.6)$$

де u_{KB-H} – відносне падіння напруги на обмотках високої та низької напруги трансформатора, %;

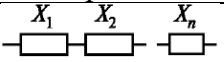
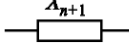
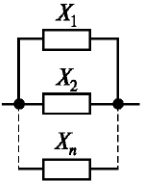
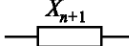
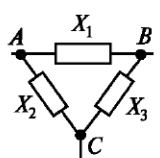
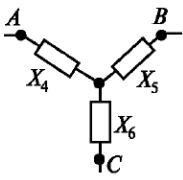
u_{KB-C} – відносне падіння напруги на обмотках високої та середньої напруги трансформатора, %;

u_{KC-H} – відносне падіння напруги на обмотках середньої та низької напруги трансформатора, %.

Для трансформаторів перетворювальних агрегатів розрахунок відносних опорів аналогічний розрахунок відносних опорів трансформаторів.

Під час згортання схеми використано наступні формули, Таблиця 2.1.

Таблиця 2.1 – Схеми і формули згортання схеми заміщення

Тип з'єднання	Схема до згортання	Схема після згортання	Розрахункова формула
Послідовне			$X_{n+1} = X_1 + X_2 + \dots + X_n$
Паралельне			$X_{n+1} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \dots + \frac{1}{X_n}}$ або, якщо $X_1 = X_2 = \dots = X_n$ $X_{n+1} = \frac{X_1}{n}$
Трикутник			$X_4 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2 + X_3}$ $X_5 = \frac{X_1 \cdot X_3}{X_1 + X_2 + X_3}$ $X_6 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_1 + X_2 + X_3}$

у таблиці відносні базисні опору вказані спрощено, опущені індекси, зірочка () і основний індекс «б».

***[Для прикладу, нижче наведено приклад розрахунку та його оформлення]**

Визначено відносні еквівалентні опори для районних підстанцій

$$X_{*бс} = \frac{S_б}{S_{кз}}, \quad (2.7)$$

де $S_б$ – базисна потужність, МВА;

$S_{кз}$ – потужність короткого замикання від районних підстанцій (дані із завдання), МВА.

$$X_{*бс1} = \frac{1000}{3100} = 0,32 \text{ в.о.};$$



$$X_{*6c1} = \frac{1000}{2500} = 0,4 \text{ в.о.}$$

Визначено відносні еквівалентні опори для ліній електропередачі

$$X_{*6л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{сер}^2}, \quad (2.8)$$

де x_0 – індуктивний опір 1км лінії, прийнято $x_0 = 0,4$ Ом.

$$X_{*6л3} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,5 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л4} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,5 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л5} = 0,4 \cdot 75 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,27 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л6} = 0,4 \cdot 75 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,27 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л7} = 0,4 \cdot 44 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,33 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л8} = 0,4 \cdot 44 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,33 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л9} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,48 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л10} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,48 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л11} = 0,4 \cdot 47 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,42 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л12} = 0,4 \cdot 47 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,42 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л13} = 0,4 \cdot 45 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,36 \text{ в.о.};$$



$$X_{*6л14}=0,4\cdot45\cdot\frac{1000}{115^2}=1,36 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л15}=0,4\cdot43\cdot\frac{1000}{115^2}=1,3 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л16}=0,4\cdot43\cdot\frac{1000}{115^2}=1,3 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л17}=0,4\cdot41\cdot\frac{1000}{115^2}=1,24 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л18}=0,4\cdot41\cdot\frac{1000}{115^2}=1,24 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л19}=0,4\cdot70\cdot\frac{1000}{115^2}=2,1 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л20}=0,4\cdot70\cdot\frac{1000}{115^2}=2,1 \text{ в.о.}$$

Для проведення розрахунку відносного еквівалентного опору до точки к1, проведено згортання схеми у відповідності до законів електротехніки, Рисунки 2.3-2.5.

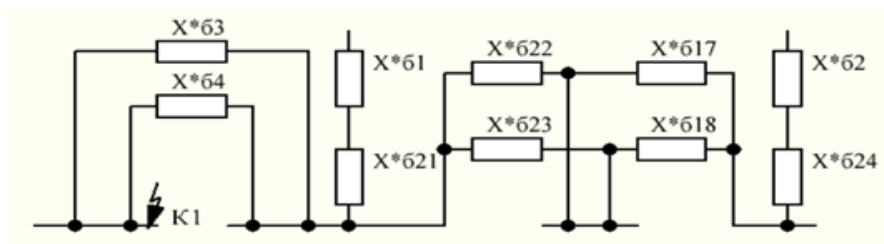


Рисунок 2.3 – Крок перший згортання схеми заміщення

$$X_{*6л21}=\frac{X_{*6л3}}{2}; \quad (2.9)$$

$$X_{*6л21}=\frac{2,27}{2}=1,14 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л22}=X_{*6л7}+X_{*6л9}+X_{*6л11}+X_{*6л13}+X_{*6л15}; \quad (2.10)$$

$$X_{*6л22}=1,33+1,48+1,42+1,36+1,3=6,89 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л23} = X_{*6л8} + X_{*6л10} + X_{*6л12} + X_{*6л14} + X_{*6л16}; \quad (2.11)$$

$$X_{*6л23} = 1,33 + 1,48 + 1,42 + 1,36 + 1,3 = 6,89 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л24} = \frac{X_{*6л19}}{2}; \quad (2.12)$$

$$X_{*6л21} = \frac{2,1}{2} = 1,05 \text{ в.о.}$$

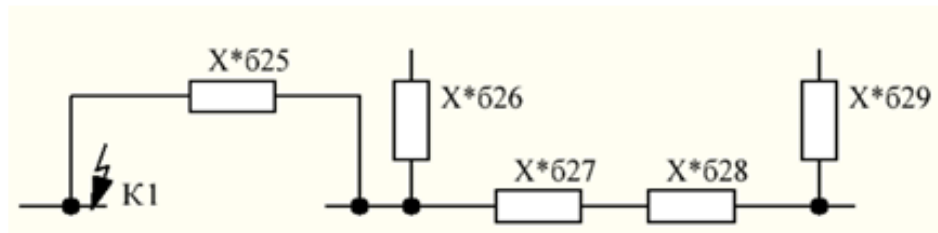


Рисунок 2.4 – Крок другий згортання схеми заміщення

$$X_{*6л25} = \frac{X_{*6л3}}{2}; \quad (2.13)$$

$$X_{*6л25} = \frac{1,5}{2} = 0,75 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л26} = X_{*6с1} + X_{*6л21}; \quad (2.14)$$

$$X_{*6л26} = 0,32 + 1,14 = 1,46 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л27} = \frac{X_{*6л22}}{2}; \quad (2.15)$$

$$X_{*6л27} = \frac{6,89}{2} = 3,45 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л28} = \frac{X_{*6л17}}{2}; \quad (2.16)$$

$$X_{*6л28} = \frac{1,24}{2} = 0,62 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л29} = X_{*6с2} + X_{*6л24}; \quad (2.17)$$

$$X_{*6л29}=1,04+0,4=1,44 \text{ в.о.}$$

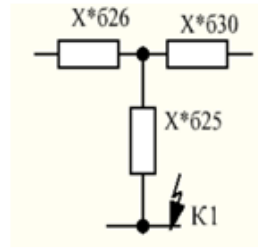


Рисунок 2.5 – Крок третій згорання схеми заміщення

$$X_{*6л30}=X_{*6л27}+X_{*6л28}+X_{*6л29}; \quad (2.18)$$

$$X_{*6л30}=3,45+0,62+1,44=5,51 \text{ в.о.}$$

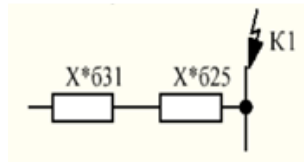


Рисунок 2.6 – Крок четвертий згорання схеми заміщення

$$X_{*6л31} = \frac{X_{*6л26} \cdot X_{*6л30}}{X_{*6л26} + X_{*6л30}}; \quad (2.19)$$

$$X_{*6л31} = \frac{1,46 \cdot 5,52}{1,46 + 5,52} = 1,15 \text{ в.о.}$$

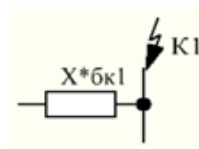


Рисунок 2.7 – Крок п'ятий згорання схеми заміщення

$$X_{*6к1} = X_{*625} + X_{*631}; \quad (2.20)$$

$$X_{*6к1}=0,75+1,15=1,9 \text{ в.о.}$$

Відповідно до розрахункової схеми трьохобмоткового трансформатора, проведено її заміщення, Рисунок 2.8.

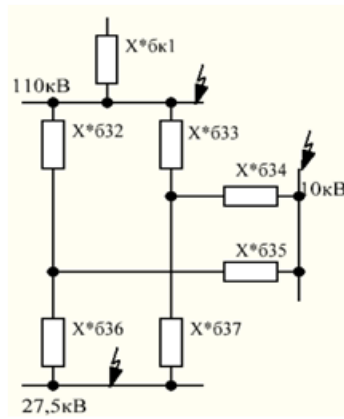


Рисунок 2.8 – Схема заміщення трьохобмоткового трансформатора

Визначено відносні напруги на обмоток силового трансформатора

$$u_{KB} = \frac{1}{2} (U_{KBC} + U_{KBH} - U_{KCH}); \quad (2.21)$$

$$u_{KB} = \frac{1}{2} (12,5 + 22 - 9,05) = 12,5\%;$$

$$u_{KC} = \frac{1}{2} (U_{KCH} + U_{KBC} - U_{KBH}); \quad (2.22)$$

$$u_{KC} = \frac{1}{2} (9,5 + 12,5 - 22) = 0\%;$$

$$u_{KH} = \frac{1}{2} (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}); \quad (2.23)$$

$$u_{KH} = \frac{1}{2} (9,5 + 22 - 12,5) = 9,5\%.$$

За схемою заміщення, Рисунок 2.8, та значеннями (2.15) – (2.17), визначено умовні опори

$$X_{*6Л32} = X_{*6Л33} = \frac{u_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{HT}}; \quad (2.24)$$

$$X_{*6Л32} = X_{*6Л33} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 3,125 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6Л34} = X_{*6Л35} = \frac{u_{KC}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{HT}}; \quad (2.25)$$



$$X_{*6л34} = X_{*6л35} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0 \text{ в.о.};$$

$$X_{*6л36} = X_{*6л37} = \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HT}}; \quad (2.26)$$

$$X_{*6л36} = X_{*6л37} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,375 \text{ в.о.}$$

Прийнято, що коротке замикання в точках K_2 і K_3 не може відбутись одночасно, тому розрахунок проведено для кожної точки окремо. Розрахунок відносного еквівалентного опору до точки K_2 виконано за схемами, Рисунок 2.9 та Рисунок 2.10.

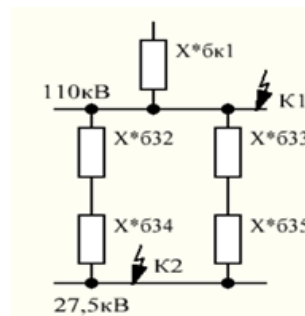


Рисунок 2.9 – Схема заміщення для розрахунку еквівалентного опору до точки K_2 , крок перший

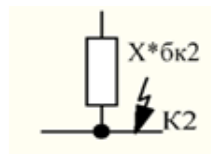


Рисунок 2.10 – Схема заміщення для розрахунку еквівалентного опору до точки K_2 , крок другий

$$X_{*6к2} = \frac{(X_{*6л32} + X_{*6л34})}{2} + X_{*6к1}; \quad (2.27)$$

$$X_{*6к2} = \frac{(3,125+0)}{2} + 1,9 = 3,46 \text{ в.о.}$$

Розрахунок відносного еквівалентного опору до точки K_3 виконано за схемами, що зображені на Рисунку 2.11 та Рисунку 2.12.

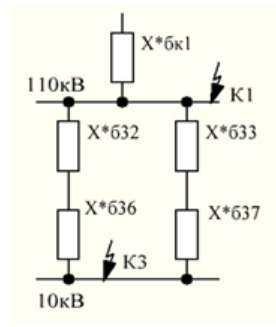


Рисунок 2.11 – Схема заміщення для розрахунку еквівалентного опору до точки К₃, крок перший

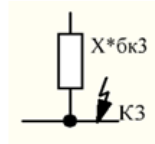


Рисунок 12 – Схема заміщення для розрахунку еквівалентного опору до точки К₃, крок другий

$$X_{*6к3} = \frac{(X_{*6л33} + X_{*6л36})}{2} + X_{*6к1}; \quad (2.28)$$

$$X_{*6к3} = \frac{(3,125 + 2,375)}{2} + 1,9 = 4,65 \text{ в.о.}$$

Для розрахунку відносних еквівалентних опорів для мінімального режиму, згідно із завданням та схемою зовнішнього електропостачання, схему заміщено так, щоб струм короткого замикання був мінімальним, Рисунок 2.13 та Рисунок 2.14.

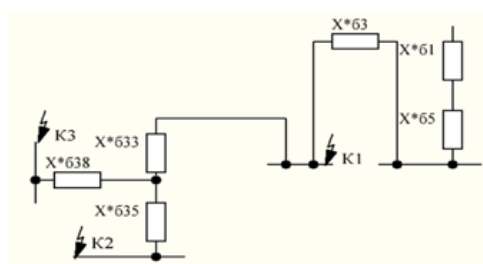


Рисунок 2.13 – Схема заміщення для розрахунку відносних еквівалентних опорів для мінімального режиму, крок перший

Визначено еквівалентний опір

$$X_{*6к1м} = X_{*6л8} + X_{*6л10} + X_{*6л12}; \quad (2.29)$$

$$X_{*6к1м} = 0,32 + 2,27 + 1,5 = 4,09 \text{ в.о.}$$

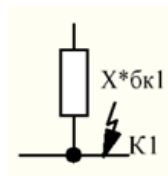


Рисунок 2.14 – Схема заміщення для розрахунку відносних еквівалентних опорів для мінімального режиму, крок другий

Аналогічно попереднім розрахункам, визначено відносний еквівалентний опір до точки K₂, Рисунок 2.15.

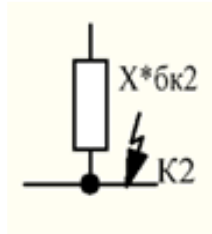


Рисунок 2.15 – Схема заміщення для розрахунку еквівалентного опору до точки K₂ для мінімального режиму

$$X_{*6к2м} = X_{*6к1м} + X_{*6л33} + X_{*6л37}; \quad (2.30)$$

$$X_{*6к2м} = 4,09 + 3,125 + 2,375 = 9,59.$$

Аналогічно попереднім розрахункам, визначено відносний еквівалентний опір до точки K₃, Рисунок 2.16.

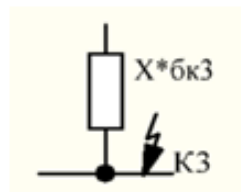


Рисунок 2.16 – Схема заміщення для розрахунку еквівалентного опору до точки K₃ для мінімального режиму

$$X_{*6к3м} = X_{*6к1м} + X_{*6л33} + X_{*6л35}; \quad (2.31)$$

$$X_{*6к3м} = 4,09 + 3,125 + 0 = 7,215 \text{ в.о.}$$

Величини еквівалентних опорів короткозамкненого кола зведено до Таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Еквівалентні опори

Режим к.з.	Відносний опір		
	К ₁ , в.о.	К ₂ , в.о.	К ₃ , в.о.
Максимальний режим	1,9	3,46	4,65
Мінімальний режим	4,09	9,59	7,215

2.2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ ТА ПОТУЖНОСТЕЙ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Матеріал підготовлено згідно джерела [3, 4, 5].

Розрахунок струмів та потужностей короткого замикання зведено до Таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Розрахунок струмів і потужностей к.з. для всіх ступенів напруги **змінного** струму

РП	Точка	Розрахункова величина	Розрахункова формула	Розрахунок	Результат
1	2	3	4	5	6
Максимальний режим					
110 кВ	К ₁	Базисний струм, кА	$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{сер}}$		
		Струм к.з., кА	$I_k = \frac{I_6}{X_{*6k1}}$		
		Ударний струм, кА	$i_y = 2,55 \cdot I_k$ $I_y = 1,52 \cdot I_k$		
		Потужність к.з., МВА	$S_k = \frac{S_6}{X_{*6k1}}$		
27,5 кВ	К ₂	Базисний струм, кА	$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{сер}}$		
		Струм двофазного к.з., кА	$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_6}{2 \cdot X_{*6k2}}$		
		Ударний струм, кА	$i_y = 2,55 \cdot I_k$ $I_y = 1,52 \cdot I_k$		
		Потужність к.з., МВА	$S_k = \frac{S_6}{X_{*6k2}}$		
10 кВ	К ₃	Базисний струм, кА	$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{сер}}$		
		Струм к.з., кА	$I_k = \frac{I_6}{X_{*6k3}}$		
		Ударний струм, кА	$i_y = 2,55 \cdot I_k$ $I_y = 1,52 \cdot I_k$		
		Потужність к.з., МВА	$S_k = \frac{S_6}{X_{*6k3}}$		



Продовження таблиці 2.3

Мінімальний режим					
110 кВ	K ₁	Струм к.з., кА	$I_{кз} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_6}{X_{*6к1м}}$		
27,5 кВ	K ₂	Струм к.з., кА	$I_{кз} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_6}{X_{*6к2м}}$		
10 кВ	K ₃	Струм к.з., кА	$I_{кз} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_6}{X_{*6к3м}}$		

Таблиця 2.4 – Розрахунок струмів і потужностей к.з. для всіх ступенів напруги **постійного** струму

РП	Точка	Розрахункова величина	Розрахункова формула	Розрахунок	Результат
Максимальний режим					
110 кВ	K ₁	Базисний струм, кА	$I_6=\frac{S_6}{\sqrt{3}\cdot U_{сер}}$		
		Струм к.з., кА	$I_k=\frac{I_6}{X_{*6к1}}$		
		Ударний струм, кА	$i_y=2,55\cdot I_k$ $I_y=1,52\cdot I_k$		
		Потужність кз	$S_k=\frac{S_6}{X_{*6к1}}$		
10 кВ	K ₂	Базисний струм, кА	$I_6=\frac{S_6}{\sqrt{3}\cdot U_{сер}}$		
		Струм к.з., кА	$I_k=\frac{I_6}{X_{*6к2}}$		
		Ударний струм, кА	$i_y=2,55\cdot I_k$ $I_y=1,52\cdot I_k$		
		Потужність кз	$S_k=\frac{S_6}{X_{*6к2}}$		
3,3 кВ	K ₃	Базисний струм, кА	$I_6=\frac{S_6}{\sqrt{3}\cdot U_{сер}}$		
		Струм к.з., кА	$I_{кз}=\frac{1,1\cdot I_{дн}\cdot N}{\frac{u_k}{100}\cdot \frac{\sum S_{па}}{S_k}}$		
		Ударний струм, кА	$i_y=2,55\cdot I_k$ $I_y=1,52\cdot I_k$		
		Потужність кз	$S_k=\frac{S_6}{X_{*6к3}}$		
Мінімальний режим					
110 кВ	K ₁	Струм к.з., кА	$I_{кз}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot \frac{I_6}{X_{*6к1м}}$		
10 кВ	K ₂	Струм к.з., кА	$I_{кз}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot \frac{I_6}{X_{*6к2м}}$		
3,3 кВ	K ₃	Струм к.з., кА	$I_{кз}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot \frac{I_6}{X_{*6к3м}}$		



2.3 ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОВИХ ІМПУЛЬСІВ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Матеріал підготовлено згідно джерела [4, 5].

Для визначення теплових імпульсів складено схему селективності захистів підстанції, Рисунок 2.17.

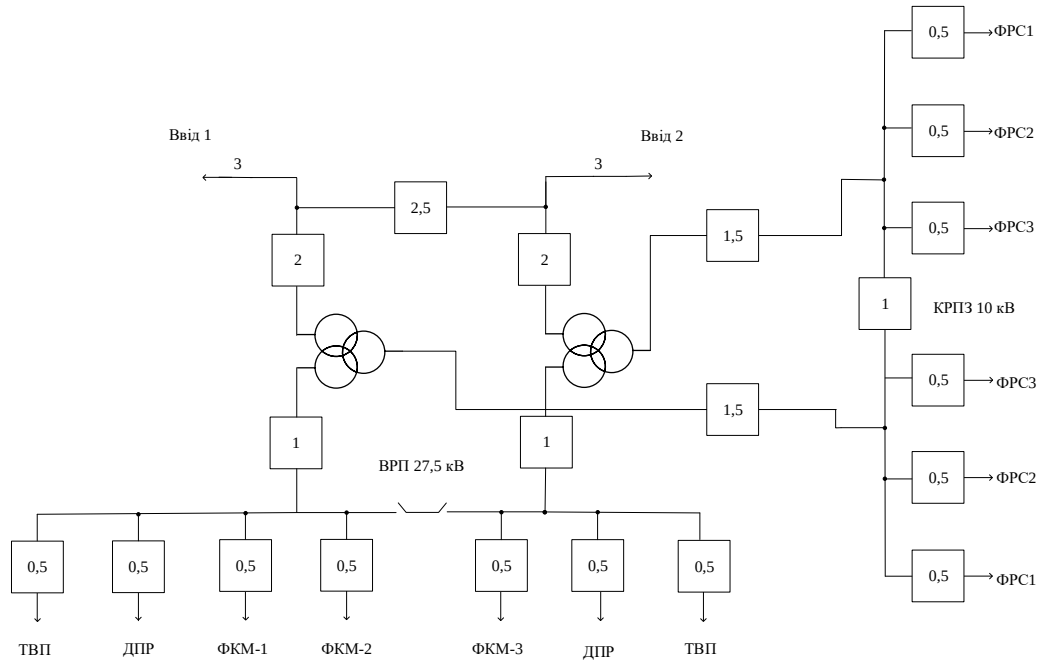


Рисунок 2.17 – Схема селективності захистів транзитної підстанції змінного струму

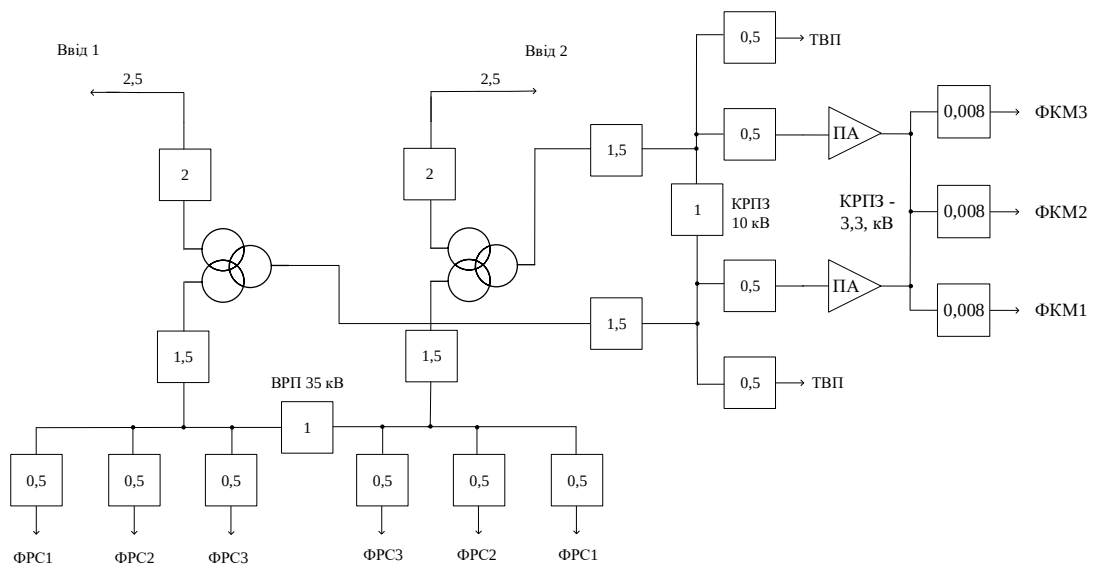


Рисунок 2.18 – Схема селективності захистів відпайкової підстанції постійного струму

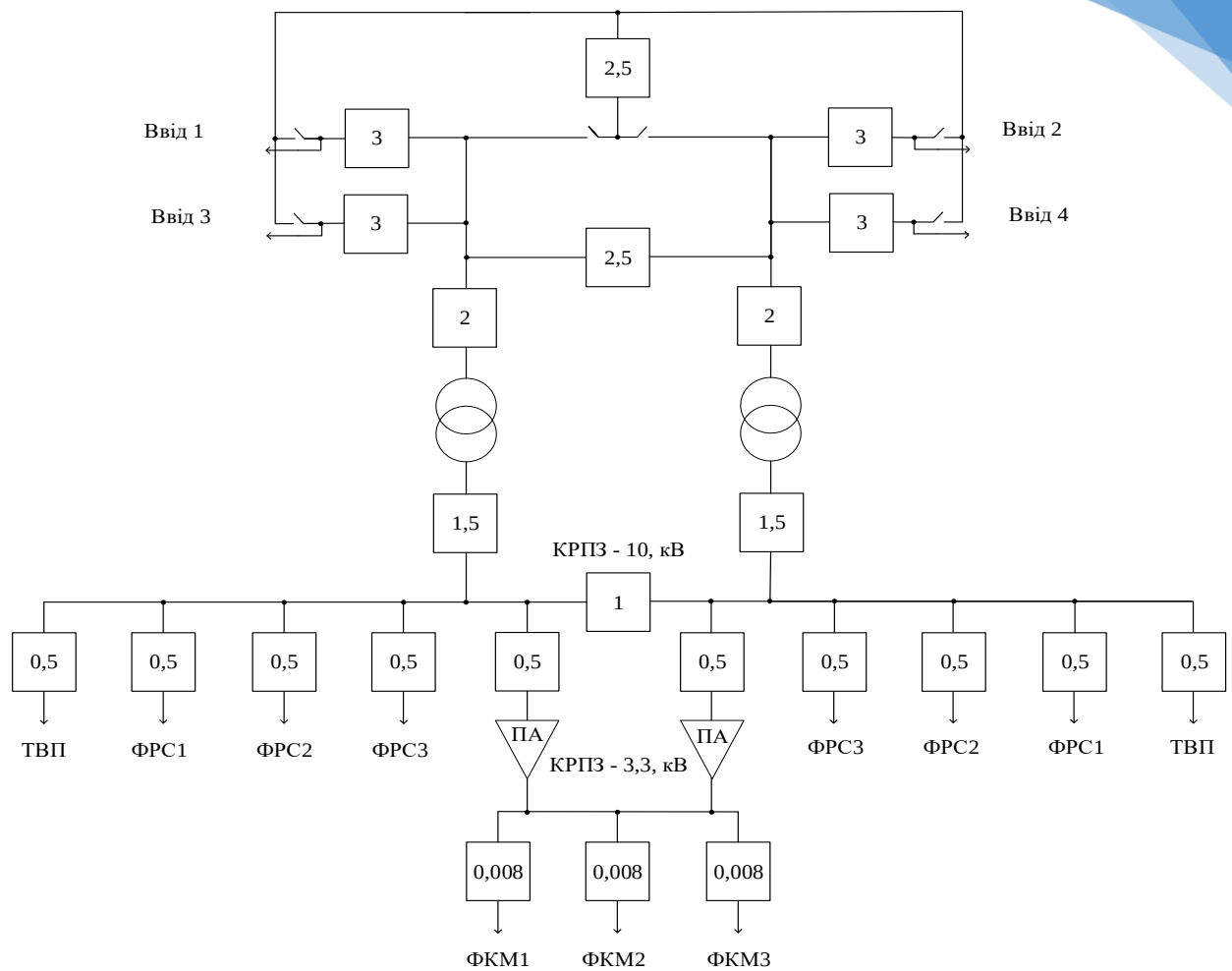


Рисунок 2.19 – Схема селективності захистів опорної підстанції постійного струму

Визначено повний час відключення вимикачами окремих приєднань

$$T_B = t_{\text{ВИМ}} + t_{\text{РЗ}}, \quad (2.26)$$

де $t_{\text{ВИМ}}$ – власний час відключення вимикача, с;
 $t_{\text{РЗ}}$ – час спрацювання релейного захисту, $t_{\text{РЗ}} = 0,1$ с.

**[Для прикладу, нижче наведено оформлення розрахунку]*

За даними з Рисунка 2.17, визначено повний час відключення приєднань
 - для вводу підстанції

$$T_B = 2,5 + 0,1 = 2,6 \text{ с};$$

- для силового трансформатора та ремонтної перемички

$$T_B = 0,1 + 2,0 = 2,1 \text{ с};$$



- для вводу РП – 10 кВ

$$T_B = 1,5 + 0,1 = 1,6 \text{ с};$$

- для вводу РП – 27,5 кВ та секційного вимикача РП – 10 кВ

$$T_B = 1,0 + 0,1 = 1,1 \text{ с};$$

- для ФКМ, ТВП, ДПР, ЗВ, ФРС

$$T_B = 0,5 + 0,1 = 0,6 \text{ с}.$$

Визначено теплові імпульси струмів короткого замикання

$$B_k = I_k^2 \cdot (T_B + T_A), \quad (2.27)$$

де T_A – час затухання аперіодичної складової струму, $T_A = 0,05 \text{ с}$.

**[Для прикладу, нижче наведено оформлення розрахунку]*

За попередньо розрахованими значеннями часу відключення для різних приєднань, розраховано теплові імпульси

- для вводу підстанції

$$B_k = 2,64^2 \cdot (2,65 + 0,05) = 18,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- для силового трансформатора та ремонтної перемички перемички

$$B_k = 2,64^2 \cdot (2,65 + 0,05) = 15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- для вводу РП – 10 кВ

$$B_k = 12,42^2 \cdot (2,65 + 0,05) = 245,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- для секційного вимикача РП – 35 кВ

$$B_k = 12,42 \cdot (2,65 + 0,05) = 177,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- для ФРС



$$B_k = 12,42^2 \cdot (2,65 + 0,05) = 100,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- для вводу РП – 27,5 кВ

$$B_k = 6,07^2 \cdot (2,65 + 0,05) = 42,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- для ФКМ, ТВП, ДПР, ЗВ

$$B_k = 6,07^2 \cdot (2,65 + 0,05) = 23,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$



Матеріал підготовлено згідно джерела [6].

При виборі обладнання підстанції було прийнято до уваги, що РП – 110 і ВРП-10 кВ виконано рамного типу, РП – 27,5 кВ – блочного типу, а також Загальні технічні вимоги щодо пристроїв підстанцій 35-150 кВ нового покоління для енергозабезпечуючих компаній, котрі наведені нижче.

Вказаним документом необхідно керуватися підчас:

- проектування і будівництва нових підстанцій;
- комплексної реконструкції, технічного переозброєння і модернізації підстанцій, що діють;
- виконання технічних умов приєднання нових електроустановок.

Головні ознаки підстанцій 35-150 кВ нового покоління:

- застосування сучасного основного електротехнічного устаткування, що має підвищену експлуатаційну надійність;
- високий ступінь автоматизації технологічних процесів з контролем і управлінням з віддалених центрів управління (диспетчерських пунктів);
- високий коефіцієнт корисного використання території підстанцій закритого типу при розміщенні в житлових районах, екологічно безпечні, без негативного впливу на навколишнє середовище;
- мінімальна довжина кабельних трас;
- високий ступінь безпечного виконання робіт.

Основні технічні вимоги, які необхідно враховувати при проектуванні підстанцій нового покоління:

- сучасні трансформатори повинні мати обґрунтовано занижені величини втрат холостого ходу, короткого замикання, витрат електроенергії на охолодження, необхідну динамічну стійкість до струмів КЗ, повинні бути оснащені сучасними високонадійними вводами з твердою ізоляцією,

пристроями регулювання під навантаженням, укомплектованими інтелектуальними датчиками і контролерами, системами пожежогасіння і запобігання пожежі, системою охоронної сигналізації. РПН повинен мати прилад моніторингу і самодіагностики. Для електропостачання електроустановок споживачів з різко перемінним характером навантаження необхідно передбачати трансформатори з розщепленими обмотками для розподілу навантаження за характером на симетричну і несиметричну;

- вимикачі 110-750 кВ повинні бути елегазовими, вимикачі 6-35 кВ – вакуумними. Елегазові вимикачі повинні бути оснащені десиметром – контролем щільності елегазу і видачею сигналу про зниження щільності;



- комірки 6-35 кВ повинні бути розраховані на підключення кабелю з «зшитого поліетилену» перерізом 600-800 мм однофазного виконання;
- роз'єднувачі повинні бути з покращеною кінематикою і контактною системою, з переважно електромашинним або ручним приводом, горизонтально-поворотні, а також напівпантографні, з підшипниковими вузлами, що не вимагають ремонту з розбиранням впродовж всього терміну служби з полімерно-опорною ізоляцією;
- трансформатори струму і вбудовані трансформатори напруги повинні бути окремо розташовані, зокрема комбіновані в одному корпусі. Окремо розташовані ТС застосовуються в тих випадках, коли вбудовані ТС не забезпечують необхідних умов роботи РЗ, АСКОВЕ і живлення вимірювальних приладів;
- обмежувачі перенапруги повинні бути вибухобезпечними, з достатньою енергоємністю і необхідним захисним рівнем. Всі ОПН напругою 35-150 кВ повинні бути обладнані реєстраторами спрацьовування в полімерному корпусі;
- при техніко-економічній обґрунтованості застосовувати керовані дистанційно засоби компенсації реактивної потужності, зокрема автоматичні, на базі сучасної силової електроніки;
- основне устаткування ПС нового типу повинне мати, як правило, систему моніторингу, інтегровану в АСО ТП, яка включає підсистеми діагностики технічного стану устаткування;
- електричні схеми ПС всіх рівнів напруги повинні бути обґрунтовано спрощені з урахуванням застосування сучасного високонадійного устаткування;
- для розподільних пристроїв 110-150кВ на 4 приєднання необхідно застосовувати схему «моста» з елегазовими вимикачами, а на 6-35 кВ – з вакуумними, в розподільних пристроях напругою 6-35 кВ в основному необхідно застосовувати одиночні секціоновані системи шин. Враховуючи техніко-економічне обґрунтування, за умови перспективи розвитку, для вузлових підстанцій напругою 110-150 кВ необхідно застосовувати подвійні з обхідною системою шин;
- власні потреби підстанції 35-150 кВ повинні мати живлення від двох незалежних джерел і бути обладнані приладами обліку електроенергії. Забороняється живлення сторонніх споживачів від мережі власних потреб підстанції. При достатньому обґрунтуванні повинні передбачатися джерела безперебійного живлення;
- як оперативний струм на підстанціях застосовують змінний струм у всіх випадках, коли це можливо, що приводить до спрощення і здешевлення електроустановок і забезпечує необхідну надійність роботи. Для відповідальних ПС 35-150 кВ необхідно застосовувати постійний оперативний струм. У кожному РП 110-150 кВ живлення пристроїв РЗА, телемеханіки і зв'язку, а також приводів



вимикачів повинно здійснюватися оперативним струмом не менш як від двох джерел (акумуляторних батарей, мережі власних потреб).

– при техніко-економічному обґрунтуванні для пристроїв РЗА необхідно передбачати окремі акумуляторні батареї. Ємність джерел постійного оперативного струму повинна бути розрахована на роботу без заряджання протягом часу, необхідного для прибуття персоналу на ПС у разі аварії, і часу, необхідного для ліквідації аварії. АБ повинна бути закритого типу і мати підвищений термін служби (не менше 15 років);

– все первинне устаткування, заземляючі пристрої ПС, пристрої АСО ТП, РЗА і ПА, системи АСКОЕ, засоби і системи зв'язку, цифрові реєстратори аварійних подій і т.п., а також вторинні ланцюги повинні відповідати вимогам; системи автоматизації підстанцією АСУ ТП, РЗА, ПА, АСКОЕ, засоби і системи зв'язку, технологічного відеоконтролю повинні, як правило, проектуватися на базі мікропроцесорних пристроїв, об'єднаних єдиною платформою апаратно-програмних засобів на базі ІР-мереж з виходом на диспетчерські пункти управління через цифрову мережу зв'язку.

3.1 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН ТА ОБЛАДНАННЯ

Матеріал підготовлено згідно джерела [4,7].

В РП-10 кВ та РП-3,3 кВ збірні шини і ошикування виконуються жорсткими алюмінієвими шинами, а при напрузі 27,5 кВ і вище - гнучкими сталю-алюмінієвими проводами перерізом не менше 70 мм² (за умовами механічної міцності і короноутворення). Гнучкі проводи відкритих РП на електродинамічну стійкість не перевіряють через велику відстань між фазами. Жорсткі шини на електродинамічну стійкість перевіряють.

При проектуванні повітряних ліній напругою до 500 кВ включно, вибір перетину проводів проводиться по нормованим узагальненим показникам. В якості таких показників використовуються нормовані значення економічної щільності струму.

Визначено сумарний перетин проводів фази

$$F_p = \frac{I_p}{J_k}, \quad (3.1)$$

де I_p – базисний струм, А;

J_k – нормована щільність струму (приймається з Таблиці 3.1), А/мм².



$$I_p = \frac{S_i}{U_i}, \quad (3.2)$$

де S_i – повна потужність приєднання, кВА;
 U_i – напруга приєднання, кВ.

Таблиця 3.1 – Значення нормованої щільності струму

Неізовані провідники та шини	Щільність струму, А/мм ² , при кількості годин використання максимуму на рік		
	до 3000 год/рік	3000 – 5000 год/рік	більше 5000 год/рік
мідні	2,0	1,7	1,4
алюмінієві (сталеалюмінієві)	1,0	0,9	0,8

Вибір струмоведучих частин зведено до Таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір струмоведучих частин для змінного струму

РП	Приєднання	Розрахунковий переріз за (3.1), мм ²	Обрана марка струмоведучої частини
1	2	3	4
110 (220) кВ	Ввід підстанції вузлової або прохідної	$F_p = \frac{k_{персп} \cdot S_{ТП}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} =$	
	Ввід підстанції тупикової або відпайкової	$F_p = \frac{5 \cdot S_{ГПТ}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} =$	
	Ремонтна перемичка	$F_p = \frac{k_{персп} \cdot S_{ГПТ}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} =$	
	Ввід головного понижуючого трансформатора	$F_p = \frac{k_{персп} \cdot S_{ГПТ}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} =$	
27,5 кВ	Ввід РП-27,5 кВ	$F_p = \frac{k_{персп} \cdot S_{ГПТ}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} =$	
	Збірні шини	$F_p = \frac{k_{рн} \cdot S_{27,5}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} =$	
	Ввід ТВП	$F_p = \frac{k_{персп} \cdot S_{ТВП}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} =$	
27,5 кВ	Фідер ДПР	$F_p = \frac{k_{персп} \cdot S_{ДПР}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} =$	
	ФКМ-1	$F_p = \frac{S_T}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} =$	
	ФКМ-2	$F_p = \frac{S_T}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} =$	
	ФКМ-3 та ЗВ	$F_p = \frac{S_T}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} =$	



Продовження таблиці 3.2

10 кВ	Ввід РП-10 кВ	$F_p = \frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{НТ}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} =$	
	Збірні шини	$F_p = \frac{k_{\text{рн}} \cdot S_{\text{НТ}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} =$	
	РС-1	$F_p = \frac{k_{\text{персп}} \cdot P_{\text{max1}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi_1} =$	
	РС-2	$F_p = \frac{k_{\text{персп}} \cdot P_{\text{max2}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi_2} =$	
	РС-3	$F_p = \frac{k_{\text{персп}} \cdot P_{\text{max3}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi_3} =$	

* марку та розміри шин та проводів обирати із каталогу, Додаток 2.

Таблиця 3.3 – Вибір струмоведучих частин для постійного струму

РП	Приєднання	Сумарний розрахунковий переріз за трьома фазами за (3.1), мм ²	Обрана марка струмоведучої частини для однієї фази
1	2	3	4
110 (220) кВ	Ввід підстанції вузлової або прохідної	$F_p = \frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{ТП}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} =$	
	Ввід підстанції тупикової або відпайкової	$F_p = \frac{5 \cdot S_{\text{ГПТ}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} =$	
	Ремонтна перемичка	$F_p = \frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{ГПТ}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} =$	
	Ввід головного понижуючого трансформатора	$F_p = \frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{ГПТ}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} =$	
10 кВ	Ввід РП-10 кВ	$F_p = \frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{НТ}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} =$	
	Збірні шини	$F_p = \frac{k_{\text{рн}} \cdot S_{\text{НТ}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} =$	
	ТВП	$F_p = \frac{k_{\text{персп}} \cdot S_{\text{ТВП}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} =$	
	РС-1	$F_p = \frac{k_{\text{персп}} \cdot P_{\text{max1}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi_1} =$	
	РС-2	$F_p = \frac{k_{\text{персп}} \cdot P_{\text{max2}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi_2} =$	
	РС-3	$F_p = \frac{k_{\text{персп}} \cdot P_{\text{max3}}}{J_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi_3} =$	
3,3 кВ	Головна шина „+”	$F_p = \frac{2 \cdot I_{\text{д.н}} \cdot k_{\text{рн}}}{J_k} =$	
	Головна шина „-”	$F_p = \frac{2 \cdot I_{\text{д.н}}}{J_k} =$	
	Запасна шина	$F_p = \frac{2 \cdot I_{\text{д.н}} \cdot k_{\text{рн}}}{J_k} =$	

* марку та розміри шин та проводів обирати із каталогу, Додаток 2.



евірка струмоведучих частин складається з перевірки умов:

- на термічну стійкість: $q_{\min} \leq q_{\text{вибр}};$
- на динамічну стійкість: $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{вибр}}.$

Результати перевірки на термічну стійкість зведено до Таблиці 3.3.

Таблиця 3.4 – Результати перевірки вибраних струмоведучих частин на термічну стійкість для **змінного** струму

РП	Приєднання	Переріз струмоведучих частин, мм ²		Відповідність («+» або «-»)
		Мінімально необхідний	Вибраний	
110 (220) кВ	Ввід підстанції вузлової або прохідної	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	(сумарний переріз обраних проводів)	
	Ввід підстанції тупикової або відпайкової	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
	Ремонтна перемичка	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
	Ввід головного понижуючого трансформатора	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
27,5 кВ	Ввід РП-27,5 кВ	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
	Збірні шини	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
	Ввід ТВП	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
	Фідер ДІР	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
	ФКМ-1	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
	ФКМ-2	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
	ФКМ-3 та ЗВ	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
10 кВ	Ввід РП-10 кВ	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
	Збірні шини	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
	РС-1	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
	РС-2	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		
	РС-3	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$		

* де B_k – теплові імпульси струмів короткого замикання (приймається за результатами розрахунків (2.27), $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

C – коефіцієнт, який залежить від матеріалу шин, для алюмінію складає $0,088 \text{ кА}\sqrt{\text{с}}/\text{мм}^2$.



Таблиця 3.5 – Результати перевірки вибраних струмоведучих частин на термічну стійкість для **постійного** струму

РП	Приєднання	Переріз струмоведучих частин, мм ²		Відповідність («+» або «-»)
		Мінімально необхідний	Вибраний	
110 (220) кВ	Ввід підстанції вузлової або прохідної	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	
	Ввід підстанції тупикової або відпайкової	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	
	Ремонтна перемичка	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	
	Ввід головного понижуючого трансформатора	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	
10 кВ	Ввід РП-10 кВ	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	
	Збірні шини	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	
	ТВП	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	
	РС-1	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	
	РС-2	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	
	РС-3	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	
3,3 кВ	Головна шина „+”	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	
	Головна шина „-”	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	
	Запасна шина	$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} =$	$q_{\text{доп}} =$	

Для перевірки шин на динамічну стійкість, використано схему їх розміщення плазом, Рисунок 3.1.

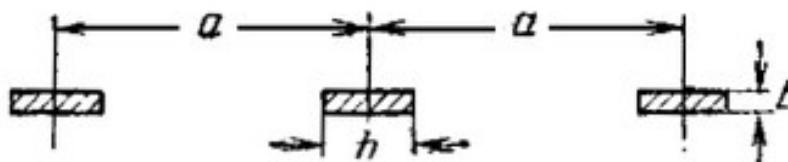


Рисунок 3.1 – Схема розміщення шин

Результати перевірки шин на динамічну стійкість зведено до Таблиці 3.4.

Таблиця 3.6 – Результати перевірки вибраних струмоведучих частин на динамічну стійкість для **змінного** струму

РП	Приєднання	Максимальне напруження в шині, Па		Відповідність («+» або «-»)
		Мінімально необхідне	Вибране	
10 кВ	Ввід РП-10 кВ	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	
	Збірні шини	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	
	РС-1	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	
	РС-2	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	
	РС-3	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	

* де $a=0,2$ – відстань між осями шин, м;
 i_y – ударний струм короткого замикання, розрахований в Таблиці 2.3, А;
 $l=1$ – довжина між осями опорних ізоляторів, м;
 b – висота обраної шини, м;
 h – товщина обраної шини, м.

Таблиця 3.7 – Результати перевірки вибраних струмоведучих частин на динамічну стійкість для **постійного** струму

РП	Приєднання	Максимальне напруження в шині, Па		Відповідність («+» або «-»)
		Мінімально необхідне	Вибране	
1	2	3	4	5
10 кВ	Ввід РП-10 кВ	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	
	Збірні шини	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	
	ТВП	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	
	РС-1	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	
	РС-2	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	
	РС-3	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	



1	2	3	4	5
3,3 кВ	Головна шина „+”	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	
	Головна шина „-”	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	
	Запасна шина	$\sigma_{\text{розр}} = \frac{1,05 \cdot i_y^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-8}}{a \cdot b \cdot h^2} =$	$\sigma_{\text{доп}} =$	

* де $a=0,2$ – відстань між осями шин, м;

i_y – ударний струм короткого замикання, розрахований в Таблиці 2.3, А;

$l=1$ – довжина між осями опорних ізоляторів, м;

b – висота обраної шини, м;

h – товщина обраної шини, м.

У Таблиці 3.8 наведено допустимі значення максимального напруження в шинах.

Таблиця 3.8 – Допустимі значення максимальних напружень у шинах

Матеріал та марка шини	Допустимі значення максимальних напружень у шинах, Па
Мідь (МТ)	0,14
Алюміній (АТ)	0,07
Алюміній (АТТ)	0,09
Сталь	0,16

3.2 ВИБІР І ПЕРЕВІРКА ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

Матеріал підготовлено згідно джерела [3].

Умови вибору високовольтних вимикачів:

- $I_{p \max} \leq I_{\text{доп}};$
- $U_p \leq U_{\text{ном}}.$

Умови перевірки:

- на термічну стійкість: $V_T \leq V_K;$
- на динамічну стійкість: $i_d \geq i_y;$
- на здатність відключення: $I_{\text{н відкл}} \geq I_K.$

Результати вибору вимикачів зведено в Таблицю 3.9

Таблиця 3.9 – Вибір та перевірка вимикачів для змінного струму

РП	Приєднання	Тип вимикача	Тип приводу	Співвідношення параметрів				
				$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{доп}, \text{А}$	$I_{нвідкл}, \text{кА}$	$i_d, \text{кА}$	$B_{т}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
				$U_{роб}, \text{кВ}$	$I_{рmax}, \text{А}$	$I_{к}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
110 кВ	Ввід підстанції			110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ввід ГПТ			110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
27,5 кВ	Ввід РП-27,5 кВ			27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Збірні шини			27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ввід ТВП			27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Фідер ДПР			27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	ФКМ-1			27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	ФКМ-2			27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	ФКМ-3 та ЗВ			27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
10 кВ	Ввід РП-10 кВ			10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Збірні шини			10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	РС-1			10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	РС-2			10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	РС-3			10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)



Таблиця 3.9 – Вибір та перевірка вимикачів для постійного струму

РП	Приєднання	Тип вимикача	Тип приводу	Співвідношення параметрів				
				U _{ном} , кВ	I _{доп} , А	I _{нвідкл} , кА	i _д , кА	B _т , кА ² ·с
				U _{роб} , кВ	I _{рмах} , А	I _к , кА	i _у , кА	B _к , кА ² ·с
110 кВ	Ввід підстанції			110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ввід ГПТ			110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
35 кВ	Ввід підстанції							
10 кВ	Ввід РП-10 кВ			10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ввід в секційний вимикач			10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ввід ТВП			10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	РС-1			10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	РС-2			10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	РС-3			10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
3,3 кВ	Головна шина „+”			3,3	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Головна шина „-”			3,3	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Запасна шина			3,3	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ф-1			3,3	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ф-2			3,3	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ф-3			3,3	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 Табл. 2.3	3 (2.27)



3.3 ВИБІР І ПЕРЕВІРКА РОЗ'ЄДНУВАЧІВ

Матеріал підготовлено згідно джерела [3].

Умови вибору роз'єднувачів:

- $I_p \max \leq I_{доп}$;
- $U_p \leq U_n$.

Умови перевірки роз'єднувачів:

- на термічну стійкість: $B_T \leq B_K$;
- на динамічну стійкість: $i_d \geq i_y$.

Результати вибору зведено до Таблиці 3.10.



Таблиця 3.10 – Вибір та перевірка роз'єднувачів для змінного струму

РП	Приєднання	Тип вимикача	Тип приводу	Призначення	Співвідношення параметрів			
					U _{ном} , кВ	I _{доп} , А	i _д , кА	B _т , кА ² ·с
					U _{роб} , кВ	I _{рмах} , А	i _у , кА	B _к , кА ² ·с
110 кВ	Ввід підстанції				110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ввід ГПТ				110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ремонтна перемичка				110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
27,5 кВ	Ввід РП-27,5 кВ				27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Збірні шини				27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ввід ТВП				27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Фідер ДПР				27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	ФКМ-1				27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	ФКМ-2				27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	ФКМ-3 та ЗВ				27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
10 кВ	Ввід РП-10 кВ				10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Збірні шини				10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	РС-1				10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	РС-2				10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	РС-3				10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)



Таблиця 3.11 – Вибір та перевірка роз'єднувачів для **постійного** струму

РП	Приєднання	Тип вимикача	Тип приводу	Призначення	Співвідношення параметрів			
					$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{доп}, \text{А}$	$i_d, \text{кА}$	$B_t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
					$U_{роб}, \text{кВ}$	$I_{рmax}, \text{А}$	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
110 кВ	Ввід підстанції							
					110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ввід ГПТ				110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
35 кВ	Ремонтна перемичка							
					110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
10 кВ	Ввід підстанції							
					110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
10 кВ	Ввід РП-10 кВ							
					10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
3,3 кВ	Ф-1							
					3,3	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
	Ф-2							
					3,3	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)
3,3 кВ	Ф-3							
					3,3	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)



3.4 ВИБІР І ПЕРЕВІРКА ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ

Матеріал підготовлено згідно джерела [3].

Умови вибору трансформаторів струму:

- $I_p \max \leq I_{\text{доп}}$;
- $U_p \leq U_n$.

Номінальний струм повинен бути якнайближчим до робочого струму установки, тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок вимірювання.

Умови перевірки трансформаторів струму:

- на термічну стійкість: $B_T \leq B_K$;
- на динамічну стійкість: $i_d \geq i_y$.

Результати вибору зведено в Таблицю 3.12.

Таблиця 3.12 – Вибір та перевірка трансформаторів струму для змінного струму

РП	Приєднання	Тип трансформатора	Співвідношення параметрів				
			$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{доп}, \text{А}$	$i_d, \text{кА}$	$B_T, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$S_{2ном}, \text{В} \cdot \text{А}$
			$U_{роб}, \text{кВ}$	$I_{рmax}, \text{А}$	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	
110 кВ	Ввід підстанції		110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	Ввід ГПТ		110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	Ремонтна перемичка		110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
27,5 кВ	Ввід РП-27,5 кВ		27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	Збірні шини		27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	Ввід ТВП		27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	Фідер ДПР		27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	ФКМ-1		27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	ФКМ-2		27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	ФКМ-3 та ЗВ		27,5	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
10 кВ	Ввід РП-10 кВ		10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	Збірні шини		10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	РС-1		10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	РС-2		10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	РС-3		10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	



Таблиця 3.13 – Вибір та перевірка трансформаторів струму для **постійного** струму

РП	Приєднання	Тип трансформатора	Співвідношення параметрів				
			$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{доп}, \text{А}$	$i_{д}, \text{кА}$	$B_{т}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$S_{2ном}, \text{В} \cdot \text{А}$
110 кВ	Ввід підстанції		110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	Ввід ГПТ		110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	Ремонтна перемичка		110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
35 кВ	Ввід підстанції		110	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
10 кВ	Ввід РП-10 кВ		10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	РС-1		10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	РС-2		10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	
	РС-3		10	3 Табл. 1.6	3 Табл. 2.3	3 (2.27)	

Трансформатори струму на лініях районного споживача перевірено по класу точності. Для перевірки на відповідність класу точності складено схему приєднання трансформаторів струму, Рисунок 3.2.



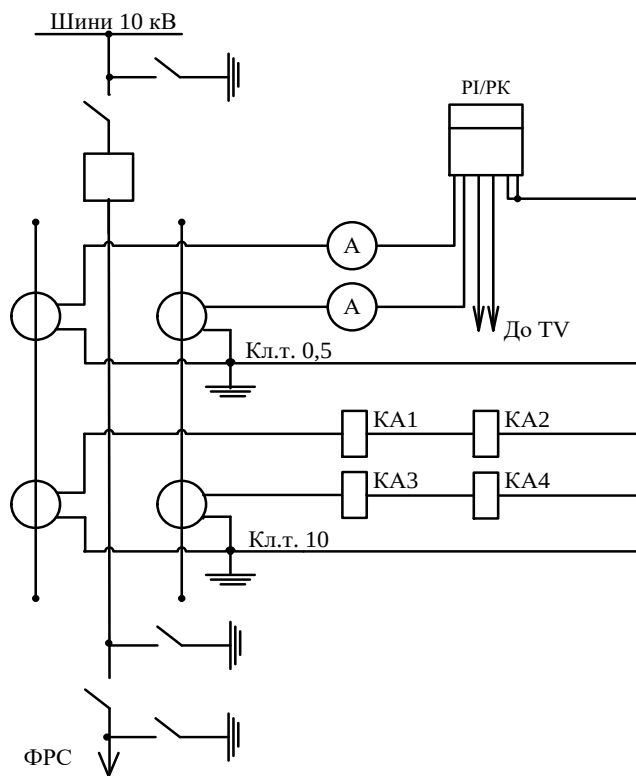


Рисунок 3.2 – Схема приєднання трансформаторів струму

Перевірено трансформатор струму в РП – 10 кВ за класом точності 0,5.
Умова перевірки: $S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{розр}}$.

Визначено розрахункову повну потужність

$$S_{2\text{розр}} = \Sigma S_{\text{прил}} + S_{\text{конт}} + S_{\text{пров}}, \quad (3.3)$$

де $\Sigma S_{\text{прил}}$ – сумарна потужність приладів, які підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, В·А;

$S_{\text{конт}}$ – потужність, яка втрачається у контактах, В·А;

$S_{\text{пров}}$ – потужність, яка втрачається у з'єднувальних проводах, В·А.

Розраховано сумарну потужність приладів

$$\Sigma S_{\text{прил}} = 2 \cdot S_a + S_{\text{л}}, \quad (3.4)$$

де S_a – потужність амперметра, $S_a = 0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$;

$S_{\text{л}}$ – потужність лічильника електричної енергії, $S_{\text{л}} = 0,1 \text{ В} \cdot \text{А}$.

$$\Sigma S_{\text{прил}} = 2 \cdot 0,5 + 0,1 = 1,1 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Визначено потужність, яка втрачається у контактах проводів

$$S_{\text{конт}} = I_{2\text{ном}}^2 \cdot R, \quad (3.5)$$

де R – активний опір контактних з'єднань, $R = 0,1 \text{ Ом}$;

$I_{2\text{ном}}$ – струм вторинної обмотки трансформатора струму, $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$.

$$S_{\text{конт}} = 5^2 \cdot 0,1 = 2,5 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Визначено потужність, яка втрачається у з'єднувальних проводах

$$S_{\text{пров}} = I_{2\text{ном}}^2 \cdot l_{\text{розр}} \cdot \rho / q, \quad (3.6)$$

де $l_{\text{розр}}$ – розрахункова довжина з'єднувального провідника, яка залежить від схеми з'єднання трансформатора струму з приладами, $l_{\text{розр}} = 103,2 \text{ м}$;

ρ – питомий опір проводів, $\rho = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

q – переріз провідника (для алюмінієвих жил не менше 4 мм^2), мм^2 .

$$S_{\text{пров}} = 5^2 \cdot 103,2 \cdot 0,028 / 4 = 18,06 \text{ В} \cdot \text{А}.$$



$$S_{2\text{розр}} = 1,1 + 2,5 + 18,06 = 22,2 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Номінальна потужність вторинної обмотки обраного трансформатора струму за каталогом складає ... Ом.

За умовою перевірки $S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{розр}}$, трансформатори струму пройшли перевірку ... $\text{В}\cdot\text{А} \geq 22,2 \text{ В}\cdot\text{А}$.

3.5 ВИБІР ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГИ

Матеріал підготовлено згідно джерела [3].

Умова вибору: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{р}}$. Результати вибору зведено до Таблиці 3.14.

Таблиця 3.14 – Вибір трансформаторів напруги для **змінного** струму

РП	Тип трансформатора	Параметри		
		$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{1\text{р}}, \text{кВ}$	$S_{2\text{ном}}, \text{В}\cdot\text{А}$
110 кВ		110		
27,5 кВ		27,5		
10 кВ		10		

Таблиця 3.15 – Вибір трансформаторів напруги для **постійного** струму

РП	Тип трансформатора	Параметри		
		$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{1\text{р}}, \text{кВ}$	$S_{2\text{ном}}, \text{В}\cdot\text{А}$
110 кВ		110		
35 кВ		35		
10 кВ		10		

Перевірено трансформатор напруги в РП – 10 кВ за класом точності 0,5. Умова перевірки: $S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{розр}}$. Для перевірки на відповідність класу точності складено схему під'єднання трансформаторів напруги, Рисунок 3.3.

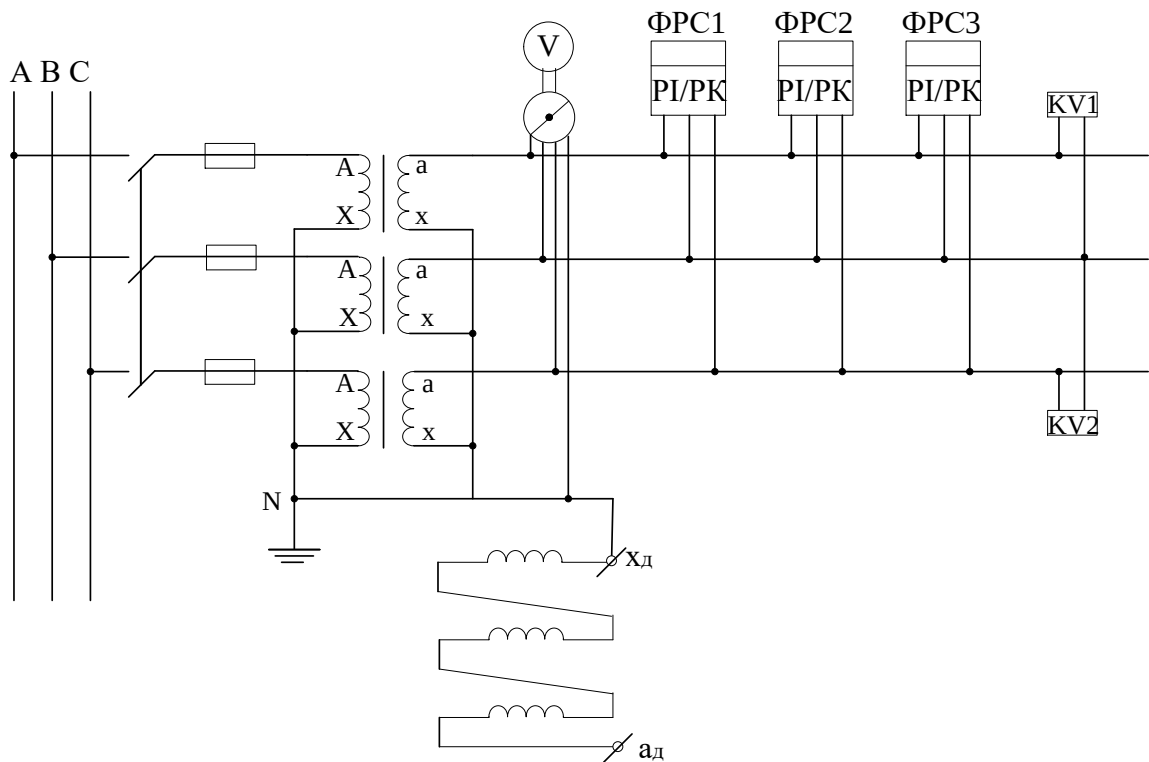


Рисунок 3.3 – Схема під'єднання трансформаторів напруги

Визначено розрахункову повну потужність

$$S_{2\text{розр}} = \sqrt{\sum P_{\text{max}}^2 \cdot \sum Q_{\text{max}}^2}. \quad (3.7)$$

Параметри приладів, що підключаються до вторинної обмотки трансформатора напруги зведено до Таблиці 3.16.

Таблиця 3.16 – Параметри приладів

Прилад	Тип приладу	Число обмоток	Число приладів	Споживана потужність, В·А		Р, Вт	Q, ВАр
				1	Всього		
Лічильник електричної енергії	АСЕ 6000	2	4	1,9	7,6	0,7	1,77
Вольтметр	ВР-М01-29	1	4	1	4	1	0
Реле напруги	НЛ 19	1	2	5	10	5	0

Визначено повну активну потужність приладів

$$\Sigma P = P_{\text{л}} \cdot 4 + P_{\text{в}} \cdot 4 + P_{\text{кв}} \cdot 2, \quad (3.8)$$

де $P_{\text{л}}$ – активна потужність лічильника електричної енергії, Вт;

$P_{\text{в}}$ – активна потужність вольтметра, Вт;

$P_{\text{кв}}$ – активна потужність реле напруги, Вт;

$$\Sigma P = 0,7 \cdot 4 + 1 \cdot 4 + 5 \cdot 2 = 16,8 \text{ Вт.}$$

Визначено повну реактивну потужність приладів

$$\Sigma Q = Q_{\text{л}} \cdot 4, \quad (3.9)$$

де $Q_{\text{л}}$ – реактивна потужність лічильника електричної енергії, ВАр.

$$\Sigma Q = 1,77 \cdot 4 = 7,08 \text{ ВАр;}$$

$$S_{2\text{розр}} = \sqrt{16,8^2 + 7,08^2} = 18,23 \text{ В·А.}$$

За умовою перевірки $S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{розр}}$, трансформатори струму пройшли перевірку ... В·А $\geq 22,2 \text{ В·А}$.

Перевірка трансформатора напруги в РП – 27,5 кВ за класом точності 0,5 виконана за умовою $S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{розр}}$.

Визначено розрахункову активну потужність за формулою (3.8) та реактивну потужність приладів за формулою (3.9).

$$\Sigma P = 0,7 \cdot 4 + 1 \cdot 4 + 5 \cdot 2 = 16,8 \text{ Вт.}$$



$$\Sigma Q = 1,77 \cdot 4 = 7,08 \text{ ВАр};$$

Визначено розрахункову повну потужність за формулою (3.7)

$$S_{2\text{розр}} = \sqrt{16,8^2 \cdot 7,08^2} = 18,23 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

За умовою перевірки $S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{розр}}$, трансформатори струму пройшли перевірку ... $\text{В} \cdot \text{А} \geq 22,2 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Перевірка трансформатора напруги в РП –35 кВ за класом точності 0,5 виконана за умовою $S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{розр}}$.

Визначено розрахункову активну потужність за формулою (3.8) та реактивну потужність приладів за формулою (3.9).

$$\Sigma P = 0,7 \cdot 4 + 1 \cdot 4 + 5 \cdot 2 = 16,8 \text{ Вт}.$$

$$\Sigma Q = 1,77 \cdot 4 = 7,08 \text{ ВАр};$$

Визначено розрахункову повну потужність за формулою (3.7)

$$S_{2\text{розр}} = \sqrt{16,8^2 \cdot 7,08^2} = 18,23 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

За умовою перевірки $S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{розр}}$, трансформатори струму пройшли перевірку ... $\text{В} \cdot \text{А} \geq 22,2 \text{ В} \cdot \text{А}$.

3.6 ВИБІР ОБМЕЖУВАЧІВ ПЕРЕНАПРУГИ

Матеріал підготовлено згідно джерела [3].

Вибір обмежувачів перенапруги виконано згідно з умовою $U_{\text{ном}} \geq U_p$.
Результати вибору обмежувачів перенапруги зведено до Таблиці 3.11.

Таблиця 3.17 – Вибір обмежувачів перенапруги для **змінного** струму

РП	Приєднання	Тип ОПН	U _{ном} , кВ	U _{роб} , кВ
110 кВ	Збірні шини			
	Нейтраль силового трансформатора			
27,5 кВ	Ввід в РП			
	Ввід тр-ра напруги			
10 кВ	Ввід тр-ра напруги			

Таблиця 3.18 – Вибір обмежувачів перенапруги для **постійного** струму

РП	Приєднання	Тип ОПН	U _{ном} , кВ	U _{роб} , кВ
110 кВ	Збірні шини			
	Нейтраль силового трансформатора			
35 кВ	Ввід в РП			
10 кВ	Ввід в РП			
	Ввід тр-ра напруги			
3,3 кВ	Перетворюючий агрегат			
	Фідер контактної мережі			

3.7 ВИБІР ЗГЛАДЖУЮЧОГО ПРИСТРОЮ

Матеріал підготовлено згідно джерела [8].

Згладжувач призначений не пропускати струм вищих гармонік з тягової підстанції в контактну мережу. Він вмикається між шиною «+» та шиною «-» РП 3,3 кВ.

При перетворенні трифазного змінного струму в постійний за допомогою випрямлячів крива випрямленої напруги є пульсуючою. У шестипульсових перетворювачів, які використовуються на тягових підстанціях, на інтервал часу одного період основної частоти змінного струму 50 Гц доводиться шість пульсацій, у дванадцятипульсових – дванадцять. Періодичність пульсацій при цьому становить $50 \times 6 = 300$ Гц або $50 \times 12 = 600$ Гц. При частоті першої гармоніки $f_1 = 300$ Гц, частоти наступних гармонік кратні їх номерам і дорівнюють відповідно $f_2 = 600$ Гц, $f_3 = 900$ Гц, $f_4 = 1200$ Гц і т.д. Із зростанням частоти гармонік знижуються амплітуди їх напруг. У багатьох випадках змінна напруга енергосистеми несинусоїдальна, що збільшує пульсації гармонік і призводить до появи інших, кратних частоті 100 Гц (100; 200; 400; 500 Гц і вище). Наявність гармонік звукової частоти (100. 900 Гц і вище) в кривій випрямленої



напруги призводить до протікання в тяговій мережі струмів однойменних частот. Навколо проводів контактної мережі виникає змінне магнітне поле, яке наводить в проводах повітряних ліній зв'язку ЕРС цих частот, під дією яких створюються змінні струми, які впливають на телефонну апаратуру. Згладжують пристрої, що встановлюються в РУ-3,3 кВ, покликані не пропускати з тягової підстанції в контактну мережу струми вищих гармонік. Із застосуванням багатопульсових перетворювачів на ТП, що підвищу якість випрямленої напруги. Однак при будь-якій схемі випрямлення в реальних умовах потрібне подальше зниження пульсації випрямленої напруги, що досягається застосуванням згладжуючих пристроїв.

Важливою перевагою впровадження на тягових підстанціях 12-пульсових випрямлячів є можливість застосування більш простих і економічних резонансно-аперіодичних згладжуючих пристроїв.

У згладжуючих пристроях підстанцій постійного струму застосовують реактори РБФА-У-6500/3250 (номінальна напруга 3,3 кВ, номінальний струм 6500 або 3250 А). Реактори на номінальний струм 3250 А комплектують з одного, двох, трьох і чотирьох блоків з індуктивностями 4,5; 11,0; 20,0 і 25,0 мГн, а реактори на номінальний струм 6500 А - відповідно з індуктивностями 1,1; 3,3; 5,0 і 7,0 мГн.

На тягових підстанціях з двома 12-пульсовими випрямлячами встановлюють один реактор індуктивністю 5 мГн, який складається з трьох блоків РБФАУ-6500, поставлених один на одного. Всі секції в блоці з'єднані паралельно, а самі блоки - послідовно.

Конструктивно реактор виконують у вигляді котушки. Його обмотку з алюмінієвих проводів закріплюють в бетонних колонах, встановлених на опорних ізоляторах для ізоляції від землі.

Блок реактора складається з чотирьох секцій, в секції 14 рядів, а в кожному ряду вісім витків. Блок має вісім висновків (по два від кожної секції), що дозволяє здійснювати паралельно-послідовне або паралельне з'єднання секцій між собою. Це дає можливість змінювати індуктивність і номінальний струм реактора.

Одноланковий резонансно-аперіодичний ЗП

Одноланковий резонансно-аперіодичний ЗП складається з реактора, що згладжує L_{p1} РБФА-У-6500/3250, індуктивністю $L_{p1} = 5$ мГн, резонансного контуру С1-Л1, налаштованого на частоту 100 Гц, і ємнісного контуру З, що забезпечує згладжування вищих гармонік.



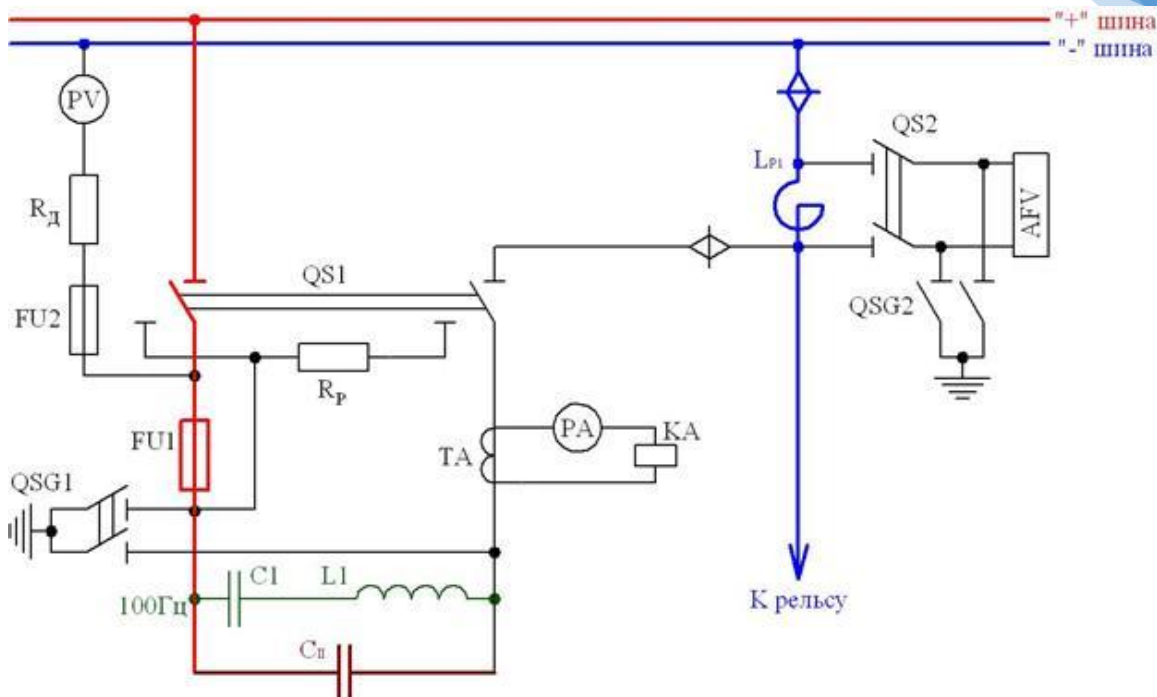


Рисунок 3.4 - Одноланковий резонансно-аперіодичний згладжуючий фільтр

Дволанковий резонансно-аперіодичний

У дволанкових ЗП три резонансних контури $L1-C1$, $L2-C2$, $L3-C3$ налаштовані на частоти 100, 200, 300 Гц і утворюють з реактором L_{P1} РБФА-У-6500/3250 індуктивністю $L_{P1} = 5$ мГн перша ланка. Ємність C_{II} спільно з реактором L_{P2} індуктивністю 3 мГн утворюють другу ланку.

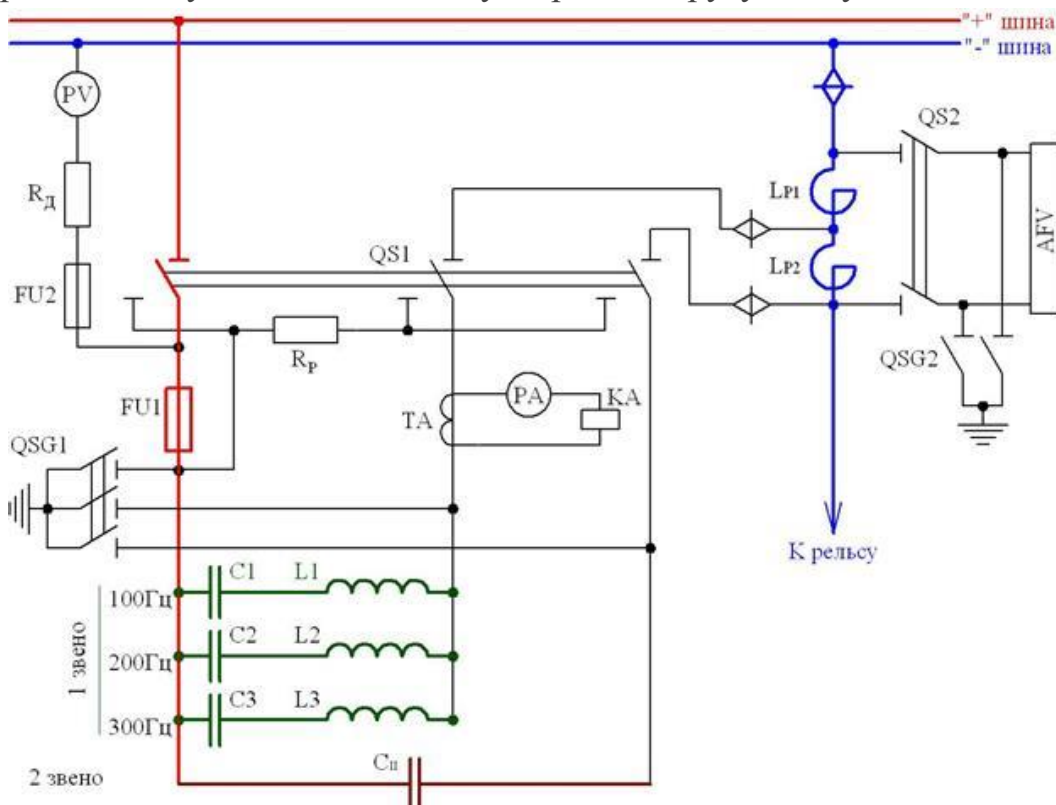


Рисунок 3.5 - Дволанковий резонансно-аперіодичний згладжуючий фільтр.

Дволанковий резонансно-апериодичний ЗП з шістьма контурами

Перша ланка складається з шести резонансних контурів, налаштованих на частоту від 100 до 600 Гц, і згладжує реактора L_{P1} індуктивністю 5 мГн типу РБФАУ-6500. Друга ланка складається з реактора L_{P2} індуктивністю 5 мГн типу РБФАУ-6500/3250, паралельно з яким підключений контур $L_7 - C_7$, що утворюють фільтр-пробку для гармоніки $f_k = 300$ Гц, і ємнісного контуру $З_{II}$. Ця ланка розраховане на згладжування гармонік з частотою вище 600 Гц.

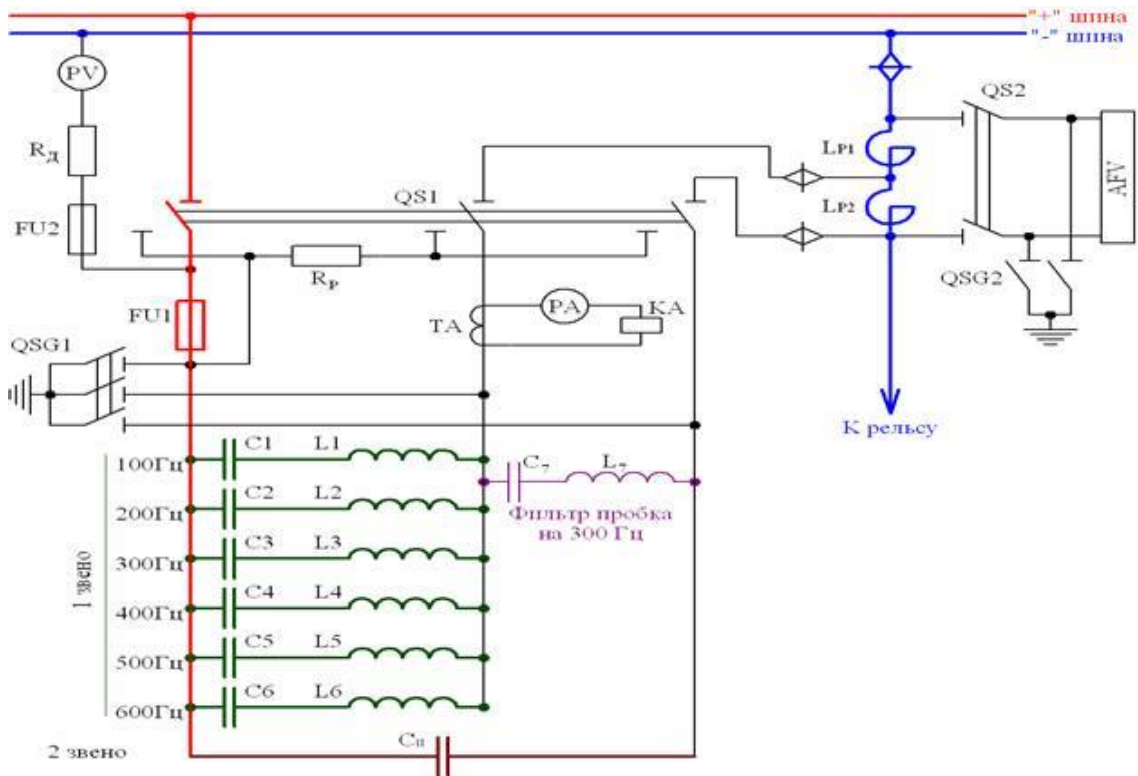


Рисунок 3.6 - Дволанковий резонансно-апериодичний згладжувачий фільтр з шістьма контурами

3.8 ОПИС ОДНОЛІНІЙНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ ПЕРВИННОЇ КОМУТАЦІЇ

**[Нижче наведено приклад опису однолінійної схеми]*

3.8.1 При проектуванні однолінійної схеми, використано загальні принципи складання схем, визначені на Рисунку 3.7.

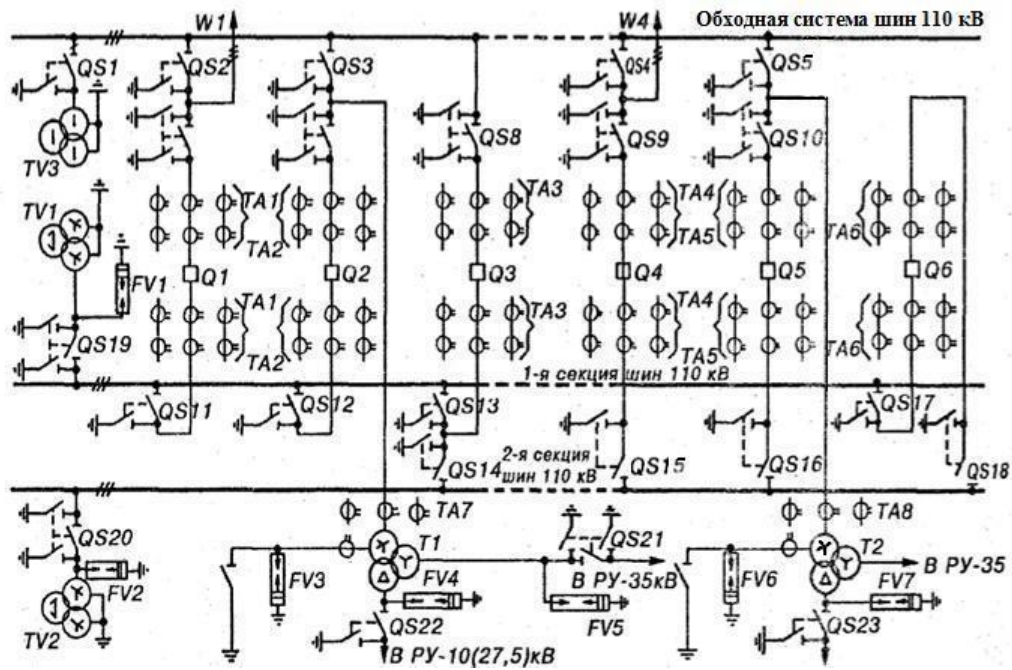


Рисунок 3.7 – Принцип побудови схеми однолінійної підстанції тягової вузлової

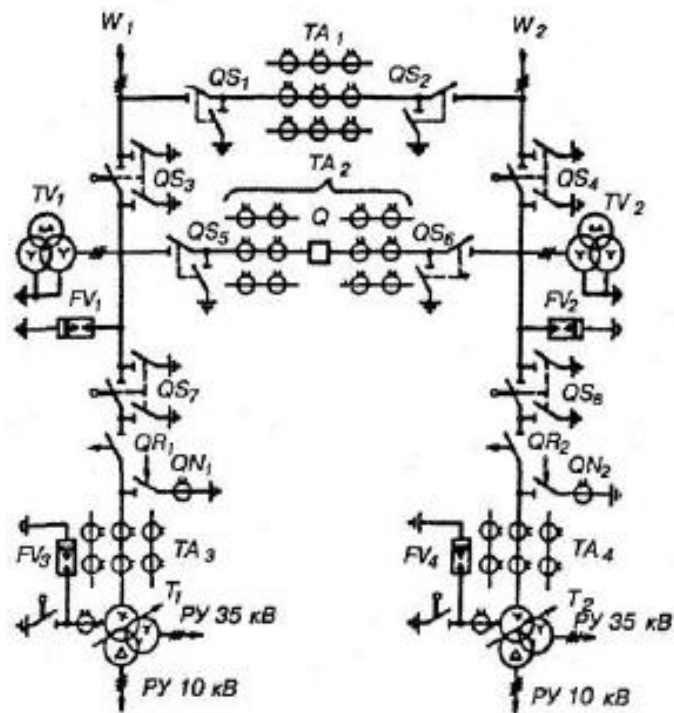


Рисунок 3.8 - Принцип побудови схеми однолінійної підстанції тягової транзитної

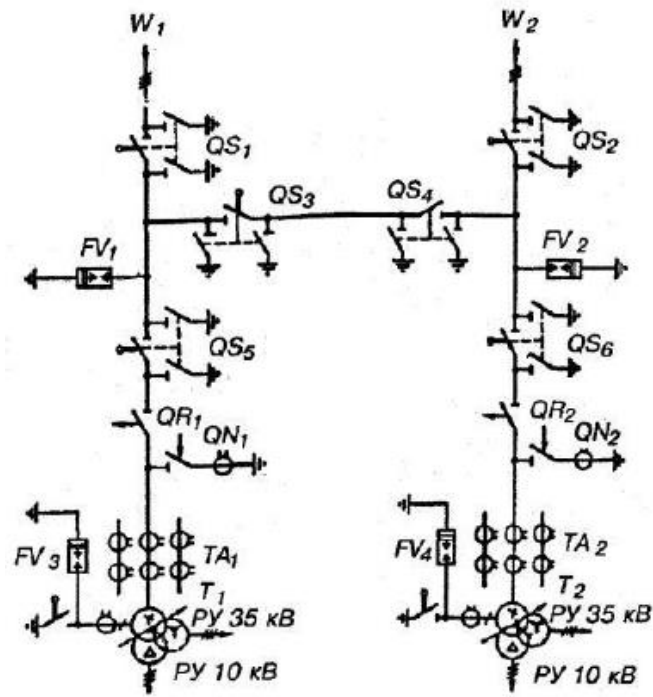


Рисунок 3.9 - Принцип побудови схеми однолінійної підстанції тягової відпайкової

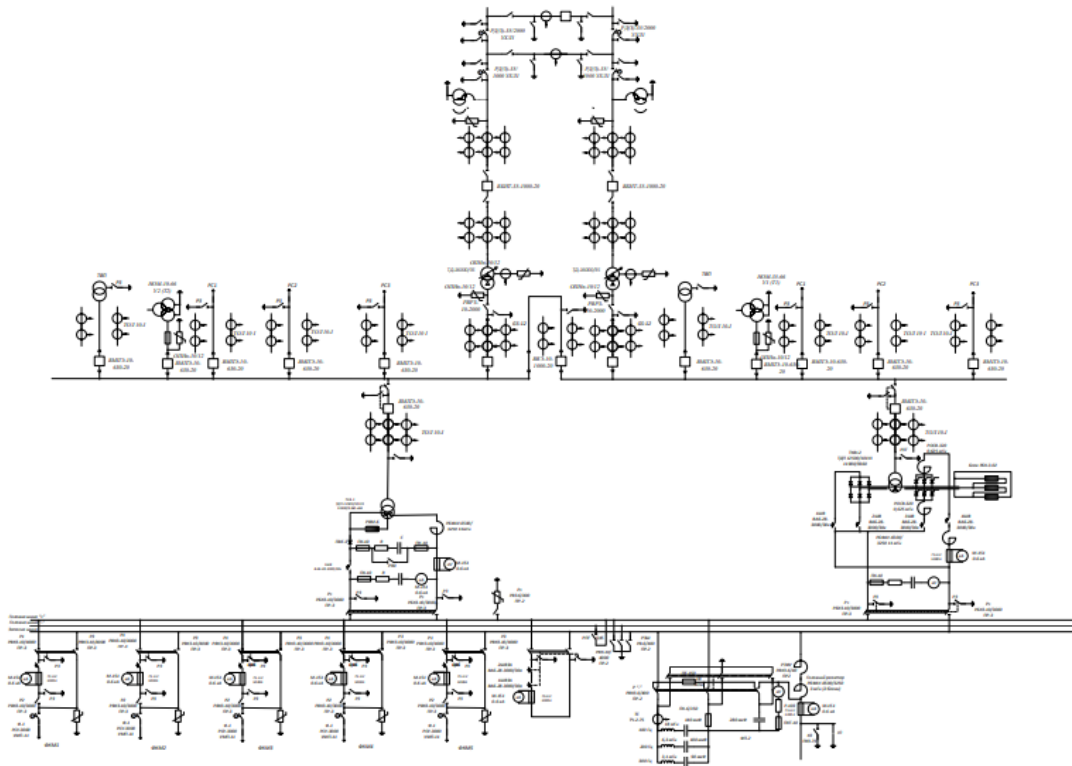


Рисунок 3.10 – Принцип побудови схеми однолінійної підстанції тягової транзитної постійного струму

3.8.2 Приклад опису однолінійної схеми підстанції.

Проектована підстанція отримує живлення по двом вводам. Між вводами встановлюється ремонтна перемичка, яка дозволяє живити другий трансформатор по першому вводу, перший трансформатор по другому вводу, або два трансформатори по одному з вводів. На ремонтній перемичці встановлюють трансформатори струму ТВТ 110-I 300/5, з двох сторін відділених від вводів роз'єднувачами типу РГ-110.П/1000 УХЛ1, обидва з моторним приводом ПД – 14 УХЛ1. Через роз'єднувач РГ – 110.П/1000 УХЛ1. Вводи захищаються від атмосферних і комутаційних перенапружень обмежувачі перенапруги ОПН-110 У1. Для контролю рівня напруги на вводах високої напруги підстанції, а також для захисту від замикань на землю, на кожний ввід встановлюють трансформатори напруги НКФ-110 і для підключення релейного захисту трансформатор струму ТФЗМ-110 Б-Ш. Первинна обмотка силового трансформатора з'єднується за схемою зірка з виведеним нулем, нейтраль заземлюється через вбудований силовий трансформатор струму ТВТ 110-I 300/5.

ОПН типу ОПН-110 У1, встановлений для захисту нейтралі від перенапруги. Обмотка 27,5 кВ силового трансформатора з'єднана за схемою трикутника із заземленою вершиною. Тяговий розподільчий пристрій секціонований двома роз'єднувачами РДЗ-1-35/2000 УХЛ1 з моторними приводами типу УМПЗ-П. Ввід в РП-27,5 кВ підключений до тягового трансформатора через трансформаторний роз'єднувач типу РДЗ-1-35/2000 УХЛ1 з моторними приводами типу УМПЗ-П, трьохполюсний високовольтний вимикач типу ВР27НС, трансформатори струму типу ТОЛ-35-III-IV-1. Фази А і В через шинний роз'єднувач типу РДЗ-1-35/2000 УХЛ1 з ручним приводом типу ПРГ – 5 підключені до секції розподільчого пристрою 27,5 кВ. Фаза С заземлюється і підключається до контуру заземлення підстанції та рейки під'їзної колії. До кожної секції шин підключені трансформатори напруги типу ЗНОМ-35-65У1 через трансформаторні роз'єднувачі типу РДЗ-1-35/2000 УХЛ1 з моторними приводами типу УМПЗ-П для підключення релейного захисту та вимірювальних приладів. Для захисту трансформаторів напруги від комутаційних перенапруги встановлені обмежувачі перенапруги типу ОПН/TEL – 35. Трансформатори власних потреб підключені до кожної секції шин фази А і В через шинний роз'єднувач типу РДЗ-1-35/1000 УХЛ1 з моторними приводами типу УМПЗ- П.

Лінії ДПР підключені до збірних шин через шинний роз'єднувач типу РДЗ-1-35/1000 УХЛ1 з моторними приводами типу УМПЗ - П, трьохполюсний вимикач ВР27НС, трансформатор струму ТОЛ-35-III-IV-1 і лінійний роз'єднувач типу РДЗ-1-35/1000 УХЛ1 з моторними приводами типу УМПЗ – П. Фідери контактної мережі підключені через шинні роз'єднувачі типу РДЗ-1-35/1000 УХЛ1 з



моторними приводами типу УМПЗ - II, однополюсні вимикачі типу ВР27НС, трансформатори струму типу ТОЛ-35-III-IV-1 і лінійні роз'єднувачі типу РДЗ-1-35/1000 УХЛ1 з моторними приводами типу УМПЗ – II. Кожний фідер підключений до запасної шини через обхідний роз'єднувач типу РДЗ-1-35/1000 УХЛ1 з моторними приводами типу УМПЗ – II. Запасний вимикач ВР27НС підключений до обох секцій шин через шинні роз'єднувачі типу РДЗ-1-35/1000 УХЛ1 з моторними приводами типу УМПЗ – II, а обхідним роз'єднувачем типу РДЗ-1-35/1000 УХЛ1 з моторними приводами типу УМПЗ – II підключений до запасної шини. Лінія повітряного відсмоктування підключена до фази С, яка за допомогою обхідного роз'єднувача типу РДЗ-1-35/1000 УХЛ1 з моторними приводами типу УМПЗ – II може бути приєднана до запасної шини.

Обмотка 10 кВ силового трансформатора з'єднана за схемою зірка. РП-10 кВ підключений до силових трансформаторів через обмежувачі перенапруги ОПН/TEL – 10 для захисту від комутаційних та атмосферних перенапруги, а також через трансформаторні та лінійні роз'єднувачі РДЗ-35/1000 У1 з ручними приводами ПР-1 У1, вимикачі ВВ/TEL-10-У2 та трансформатори струму ТОЛ-10. Збірні шини секціоновано вимикачем ВВ/TEL-10-У2, також там знаходиться трансформатор струму ТОЛ-10 . Фідери районних споживачів приєднані до обох секцій через вимикачі ВР27НС та трансформатори струму ТОЛ-10. Також до обох секцій шин для контролю за рівнем напруги та підключення релейного захисту приєднані трансформатори напруги НТМИ-10-66 та обмежувачі перенапруги ОПН/TEL – 10 для захисту від комутаційних та атмосферних перенапруг.



4.1 ВИРОБНИЧІ ФАКТОРИ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА УМОВ РОБОТИ ПРАЦІВНИКІВ ПІДСТАНЦІЇ

Матеріал підготовлено згідно джерела [9].

Під умовами праці прийнято вважати сукупність факторів виробничого середовища, що впливають на стан здоров'я та працеспроможність людини в процесі праці. Виробничий фактор, вплив якого на працюючого веде до його травмування, є небезпечним фактором, а виробничий фактор, вплив якого на працюючого веде до захворювання, шкідливим фактором. В залежності від рівня та тривалості впливу шкідливі фактори можуть стати небезпечними. Всі шкідливі та небезпечні виробничі фактори поділяються на чотири групи: фізичні, хімічні, біологічні та психофізичні. Кожна з цих груп налічує в собі багато факторів. Один і той же небезпечний і шкідливий виробничий фактор за природою своєї дії може одночасно належати до різних груп.

До основних фізичних небезпечних та шкідливих факторів належать: рухомі машини, механізми, частини виробничого обладнання; електричний струм; підвищений рівень шуму, вібрацій та запиленості; недостатність освітлення; коливання температури робочої зони; вологість повітря. Група хімічних факторів включає в себе дві підгрупи, що об'єднують фактори за характером впливу на організм людини – токсичні, подразнювальні, канцерогенні, мутагенні, що впливають на репродуктивну функцію, і по шляху проникнення в організм людини – через органи дихання, шлунково-кишковий тракт, шкіряний покрив, слизові оболонки. До біологічних шкідливих і небезпечних факторів належать патогенні мікроорганізми (бактерії, віруси) та продукти їх життєдіяльності, а також макроорганізми (рослини та тварини). Шкідливі виробничі фактори, погіршуючи умови праці на робочих місцях, знижують увагу працюючих, чутність та видимість сигналів, що подаються, підвищують втомленість та час зворотної реакції організму людини на зовнішні подразники. Все це сприяє появі професійних захворювань і у більшості випадків зменшує можливості людини чітко реагувати на можливе травмування.

Робота слюсарів по ремонту обладнання, відбувається у складних умовах, обумовлених, в першу чергу, умовами роботи підстанції. Після виведення обладнання в ремонт, відбувається його демонтаж і переміщення у спеціалізовані цехи та відділення для ремонту. В них обладнання розбирається і піддається очищенню з метою видалення з поверхонь складових частин апаратів забруднень. Це веде до погіршення стану повітря у цехах за рахунок попадання в нього



забруднюючих речовин та домішок. Крім того, робота обладнання супроводжується природним шумом, який при тривалій роботі негативно впливає на самопочуття робітника. Під час ремонту використовується електричне. Через несправний стан захисних ізолюючих поверхонь створюється небезпека враження електричним струмом.

Однією з необхідних умов високопродуктивної праці є забезпечення нормальних метеорологічних умов і чистоти повітря в робочій зоні. Метеорологічні умови (мікроклімат) визначаються діючими на організм людини сполученнями температури, вологості, швидкості руху та тиску повітря, а також температурою оточуючих поверхонь. Всі ці параметри можуть змінюватися в широкому діапазоні, тим самим впливати на температуру організму людини. Збільшення температури повітря, і відповідно температури організму, веде до зневоднення, а зменшення – до простудних захворювань.

Інтенсивний шум негативно впливає на організм людини. При щоденному впливі це може привести до поступової втрати чутливості. Шум впливає на різні відділи головного мозку, знижує гостроту зору, порушує функції шлунково-кишкового тракту. При шумі погіршується точність виконання робочих операцій, знижується продуктивність праці, втрачається увага, уповільнюється реакція людини на певні подразники та сприйняття корисних сигналів.

Світло є основною умовою нашого існування. Воно впливає на стан психічних функцій та фізіологічні функції в організмі. Добре освітлення створює гарний настрій, підвищує продуктивність праці. Освітлення на робочому місці повинно бути таким, щоб виконувач міг без додаткового напруження виконувати свою роботу. Через недостатнє або надмірне освітлення відбувається напруження органів зору, що веде до передчасного стомлення або подразнення.

Електричні установки, з якими стикаються всі працюючі на залізничному транспорті, складають для людини велику небезпеку. Ця небезпека ускладнюється тим, що органи чуття людини не можуть сприймати на відстані наявність електричної напруги на обладнанні. Проходячи через тіло людини, електричний струм викликає тепловий, хімічний, біологічний і механічний вплив на організм. Будь-який з цих впливів може привести до електротравми, тобто до пошкодження організму, обумовленого дією електричного струму або електричної дуги.

4.2 ЗАХОДИ ІЗ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ РОБІТ НА ПІДСТАНЦІЇ

Матеріал підготовлено згідно джерела [10].

Засоби захисту робітників від впливу небезпечних і шкідливих факторів поділяються на колективні та індивідуальні. Нижче пропонуються заходи, які значно покращать умови працюючих під час виконання робіт по ремонту обладнання підстанції.

Основну роль при захисті працюючих від шуму відіграють колективні засоби захисту, які можна поділити на засоби, що зменшують шум в джерелі його виникнення, та засоби, що зменшують шум на шляху його розповсюдження від джерела до об'єкту, що захищається. Найбільш ефективним є звукоізоляція – комплекс заходів по зменшенню проходження звуку через конструкцію. Це досягається шляхом застосування звукоізолюючих кожухів на шумних агрегатах.

До засобів захисту від шкідливого впливу забруднювань повітряного середовища належать:

- вентиляція з очищенням повітря, локалізація шкідливостей у місцях їх виникнення, опалення, автоматичний контроль і сигналізація – для нормалізації повітряного середовища виробничих приміщень і робочих місць;
- загороджувальні пристрої, термоізоляція, дистанційне керування пристроями регулювання температури – для захисту від високих та низьких температур оточуючого середовища.

Це, так звані, засоби колективного захисту працюючих. Крім них також застосовуються засоби індивідуального захисту до яких належать:

- спеціальний одяг та взуття;
- засоби захисту органів дихання;
- засоби захисту рук та обличчя.

До перерахованих засобів можна віднести також застосування автоматизованих та механізованих виробничих процесів, що значно зменшить контакт робітників з шкідливими речовинами, та застосування вентиляції і опалення.

Вентиляція – це комплекс заходів та пристроїв, що призначені для забезпечення на постійних робочих місцях, в робочій зоні приміщень метеорологічних умов і чистоти повітряного середовища, відповідаючи гігієнічним вимогам. В умовах приміщення підстанції використовуються природна, припливна, витяжна та комбінована (припливно-витяжна) системи вентиляції. На підстанції застосовують комбіновану (припливно-витяжну)

систему вентиляції із загальним припливом повітря в робочу зону та місцевою витяжною шкідливих речовин безпосередньо з місць їх утворення.

Системи опалення являють собою комплекс елементів, необхідних для нагрівання приміщень в холодний період року. Ефективною є комбінована система опалення (центральне повітряне опалення, суміщене із загальнообмінною вентиляцією та водяне низького тиску). На даний момент часу на підстанціях найбільше поширення отримали наступні системи централізованого опалення: парова, паро-повітряна та водяна. При таких системах теплоносієм є пара високого тиску або перегріта вода з температурою не більше 150 °С. Для опалення приміщення підстанції приймається центральне парове опалення. Дана система дозволяє підтримувати нормальний температурний режим (+18 °С) в зимову пору року. Пристрої системи опалення мають відкритий доступ для щоденного прибирання.

У приміщенні підстанції застосовується природне та штучне освітлення. Природне освітлення створюється променистою енергією сонця і найбільш сприятливо впливає на людину. При його недостатності застосовується штучне освітлення у вигляді електричних джерел світла, що може освітлювати як все приміщення так і окремі робочі місця.

Електробезпека на виробництві забезпечується відповідною конструкцією електроустановок, застосуванням технічних та організаційних заходів і засобів захисту. Їх вибір залежить від виду електроустановки, номінальної напруги і режиму нейтралі джерела струму, умов, в яких працює електрообладнання, його доступності та інших факторів. До основних технічних заходів та засобів захисту від ураження електричним струмом під час дотику до струмоведучих та неструмоведучих частин електроустановок у приміщенні підстанції належать: застосування ізоляції, огорожень, блокувань, сигналізації, апаратури захисту від аварійних режимів, заземлення. За необхідності, застосовуються індивідуальні засоби захисту: діелектричні рукавички, інструмент з ізольованими ручками, струмовимірні кліщі та знаки безпеки.

До роботи у приміщенні підстанції допускаються особи, які пройшли медичну комісію, необхідне навчання та перевірку знань для визначення професійної придатності. Кожен робітник повинен чітко знати технологічні процеси ремонту електричного обладнання підстанції та виконувати лише ті роботи, що передбачені ними. Виконання робіт не пов'язаних з ремонтом не допускається. Робочі місця обслуговуючого персоналу повинні бути безпечними та зручними, утримуватися в чистоті та порядку. При необхідності вони забезпечуються місцевим освітленням. Роботи із обладнанням виконуються лише при справному захисті та сигналізації.



До роботи на електрообладнанні допускаються лише ті особи які знають його конструкцію та принцип роботи. Елементи конструкції обладнання не повинні мати гострих кутів, кромek та нерівних поверхонь, що складають джерело небезпеки. Перед початком робіт слід впевнитися у справності проводів або кабелів живлення електрообладнання. Забороняється виконувати роботи при їх пошкодженні. Для попередження працюючих про небезпеку при порушенні нормального режиму конструкцією обладнання передбачається наявність світлової та звукової сигналізації.

Використовуваний під час ремонту інструмент повинен знаходитись у справному стані. Конструкція, утримання та експлуатація переносного електричного інструменту повинні відповідати вимогам державних стандартів і Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів. Перед початком роботи перевіряється його комплектність, цілісність і надійність кріплення деталей; наявність захисних кожухів та їх справність. Забороняється користуватися пошкодженим інструментом, або інструментом з пошкодженою ізоляцією, або таким інструментом у якого прострочений термін перевірки електричної міцності ізоляції.

Перед виконанням зварювальних робіт слід впевнитися у справності заземлення зварювального агрегату, ізоляції проводів, електротримача (він повинен бути заводського виготовлення та мати відповідну ізоляцію ручки). Місце роботи обладнується місцевою витяжною вентиляцією. Працювати слід у захисному одязі з брезенту, захисних окулярах та рукавичках.

4.3 ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС ЗАСТОСУВАННЯ РУЧНОГО ІНСТРУМЕНТУ

Матеріал підготовлено згідно джерела [11, 12].

Правильне використання інструмента – головна умова безпеки працюючих. Інструмент в процесі експлуатації зношується, порушуються його форми і розміри, нерідко з'являються тріщини і зломи. Докладене зусилля до такого інструменту може викликати його поломку і травмування працюючого. За станом інструменту зобов'язаний наглядати сам працівник. Необхідно користуватися ручним інструментом тільки за його прямим призначенням. Перед використанням ручного інструменту необхідно перевіряти його справність і відповідність основним вимогам з техніки безпеки. Ручні інструменти (молотки, зубила, пробійники) не повинні мати:

- на робочих поверхнях пошкоджень (вибоїн, сколів);



- в бокових гранях в місцях затискання їх рукою задирок і скосів;
- на поверхнях рукояток інструментів задирок і тріщин (їх поверхня має бути гладкою);
- перегартовану робочу поверхню.

Молотки і кувалди мають бути надійно насаджені на дерев'яні ручки і розклинені металевими клинами. Забороняється користуватися напилком, стамескою і іншими інструментами без дерев'яної ручки або з погано закріпленою чи несправною рукою.

Під час викручування гайок і болтів ключі мають підбиратися відповідно до розмірів гайок і болтів. Забороняється працювати гайковими ключами з непаралельними, зношеними губками. Забороняється викручування гайок ключами більших розмірів з підкладанням металевих пластинок між гранями гайки і ключа, а також подовження рукоятки ключа через приєднання іншого ключа чи труби. У разі заїдання гайок під час згвинчування (нагвинчування) необхідно помастити різьбу керосином чи машинною олією, а не вдаряти по ключу молотком чи іншими предметами.

Під час роботи з зубилами і іншими інструментами для рубання металу працівники мають користуватися захисними окулярами для запобігання травмування очей через відлітання осколків металу. Робоче місце під час рубання металу має бути огорожено запобіжними щитами. Забороняється використовувати зубила, довжиною менше 150 мм.

Під час заточування інструменту забороняється класти його на станину заточувального верстата (від необережного поштовху він може попасти під обертовий круг). Під час заточування необхідно стояти збоку, інструмент міцно тримати в руці і притискувати його до підручника.

Приступаючи до роботи з пневматичним інструментом, необхідно оглянути і перевірити його справність, звернувши особливу увагу на правильність кріплення повітряного шлангу до інструменту і відсутність витoku повітря. Для кріплення шланга необхідно застосовувати кільця і затискачі. Кріпити шланг дротом забороняється. Перед включенням пневмоінструменту необхідно продути шланг. У разі виявлення сторонніх предметів у шланзі, закрити вентиль, від'єднати шланг та замінити його іншим. Під час використання інструменту з пневмоприводом необхідно спостерігати за щільністю приєднання шлангів, не допускати їх переломів. Для перенесення інструментів, якщо це вимагається за умовами роботи, працівнику має бути видана сумка чи легкий переносний ящик.

Забруднений і замаслений ручний інструмент застосовувати під час роботи забороняється. Інструмент має бути сухий і чистий. У разі використання нестандартного інструменту, його необхідно попередньо перевіряти на надійність і міцність та скласти акт про перевірку. Ручний інструмент, пристосування і інший



необхідний під час роботи матеріал необхідно розташовувати в зручному і безпечному для користування порядку.

Перед початком використання електроінструменту необхідно перевірити цілісність струмоведучих проводів, ізоляції. Інструмент з пошкодженою ізоляцією забороняється використовувати.

До обслуговування механізмів допускаються особи, які мають профпідготовку відповідного характеру роботи та пройшли навчання і перевірку знань з техніки безпеки. Працівники, безпосередньо пов'язані з експлуатацією механізмів, повинні добре знати їх будову і порядок експлуатації, вміти своєчасно виявляти несправності і провадити роботи з дотриманням вимог безпеки. Перед вмиканням механізму необхідно впевнитися в його справності і в тому, що його пуск нікому не загрожує небезпекою. Необхідно забезпечити заходи щодо попередження самовільного пуску. Забороняється працювати на механізмі в разі зняття огорожень чи захисних пристосувань, а також у разі їх відсутності чи несправності. Виявив несправності під час огляду в механізмі чи його запобіжних пристроях, слід повідомити про це керівнику робіт і до їх усунення до роботи не приступати.

Забороняється:

- залишати працюючий механізм без догляду (навіть під час короткочасної відсутності);
- доторкатися до частин механізму, що рухаються чи обертаються, та спиратися на нього;
- брати чи передавати через працюючий механізм предмети;
- чистити, змащувати і ремонтувати механізм під час його роботи;
- вмикати чи зупиняти, крім аварійних випадків, механізми, на яких працювати не було доручено керівником робіт;
- користуватися рукавицями під час робіт, де існує небезпека захоплення їх частинами, що обертаються;
- користуватися несправними засобами індивідуального захисту.

Якщо під час роботи в рухомий механізм попав будь-який предмет, витягувати його на ходу забороняється. Для цього необхідно вимкнути механізм. Забороняється допускати на своє робоче місце осіб, які не мають відношення до роботи, що виконується, довіряти працюючий механізм іншій особі. Для попередження поломок механізми підлягають, відповідно до встановлених термінів, профілактичним оглядам і планово-попереджувальним ремонтам.

4.4 ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА НА ПІДСТАНЦІЇ

Матеріал підготовлено згідно джерела [13].

Підготовка персоналу. Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік повинен проходити спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних установок та техніки безпеки при пожежах. Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою. На кожній підстанції повинні регулярно проводитися протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником підстанції.

Підготовка заземлень і електрозахисних засобів. Енергетичні об'єкти виготовляють в необхідній кількості пристосування для заземлення пожежних стволів, піногенераторів і насосів пожежних машин з гнучкого мідного голого проводу перерізом не менше 25 мм², які забезпечуються спеціальними струбцинами для з'єднання з заземленими конструкціями (гідрантами водогінної мережі, металевими опорами повітряних ліній електропередач, обсадними трубами артезіанських свердловин тощо). Місця приєднання до заземлених конструкцій визначаються спеціалістами енергетичних об'єктів спільно з представниками гарнізону пожежної охорони, позначаються знаком заземлення та вносяться до графічної частини плану пожежогасіння. Для забезпечення безпеки персоналу та пожежників, які беруть участь у гасінні пожежі електроустановок під напругою, застосовуються індивідуальні ізолюючі електрозахисні засоби (діелектричні рукавиці, боти). Кількість заземлень та індивідуальних ізолюючих захисних засобів і місця їх зберігання визначаються керівниками енергетичних об'єктів з розрахунку подачі вогнегасних засобів на електроустановки, які знаходяться під напругою. Випробування електрозахисних засобів виконується енергетичним об'єктом в установленому порядку. Забороняється використання заземлюючих пристосувань і електрозахисних засобів для інших цілей, крім випадків пожеж або проведення спільних з пожежними підрозділами ДПО тренувань (навчань) на об'єкті. Автомобілі пожежних частин, які охороняють підстанції, повинні бути укомплектовані електрозахисними засобами відповідно до чисельності бойового розрахунку, який бере участь у гасінні пожежі.

Дії при виникненні пожежі. При виникненні пожежі на підстанції, особа, яка першою виявила займання, зобов'язана негайно повідомити начальника зміни



електростанції (диспетчера або чергового підстанції, підприємства електромереж), старшого зміни та приступити до гасіння пожежі засобами пожежогасіння, дотримуючись при цьому правил техніки безпеки. Начальник зміни електростанції (диспетчер підстанції або підприємства електромережі) під час гасіння пожежі повинен забезпечити посилення охорони території об'єкта і не допускати до місця пожежі сторонніх осіб. Начальник зміни електростанції (диспетчер або черговий підстанції, підприємства електромереж) про виникнення займання повинен негайно повідомити в пожежну охорону, керівництву підстанції (за спеціальним списком), а також диспетчеру енергосистеми. Старший у зміні особисто або за допомогою чергового персоналу зобов'язаний визначити місце осередку пожежі, можливі шляхи її поширення, загрозу діючому електрообладнанню, яке опинилося в зоні пожежі, можливість виникнення нових осередків горіння на іншому електрообладнанні, а також до прибуття пожежних підрозділів виконати такі роботи:

- особисто або з допомогою чергового персоналу перевірити ввімкнення автоматичної установки пожежогасіння (при її наявності), а у випадку відмови задіяти її в ручному режимі;
- вжити заходів із створення безпечних умов для персоналу і пожежних підрозділів для ліквідації пожежі;
- провести можливі операції на технологічних установках (вимкнення або перемикання на обладнанні, витіснення водню з генератора, зняття напруги з електроустановок, зливання мастила з мастилобаків турбогенераторів тощо);
- приступити до гасіння пожежі силами та засобами підстанції;
- виділити для зустрічі пожежних підрозділів особу, яка добре знає місця заземлення технічних засобів і розташування під'їзних шляхів та вододжерел;
- при необхідності вжити заходів для охолодження водою металевих ферм, колон будівлі за допомогою пожежних кранів або стаціонарно встановлених лафетних пожежних стволів з урахуванням дотримання заходів техніки безпеки;
- проінформувати керівника гасіння пожежі (КГП) про безпечні маршрути руху пожежних на бойові позиції.

Вимкнення або перемикання приєднань в зоні пожежі може проводитись за карткою пожежогасіння начальником зміни станції (диспетчером або черговим підстанції, підприємства електромережі) або за його розпорядженням черговим персоналом, з наступним повідомленням вищого оперативного керівництва (диспетчера енергосистеми) після закінчення операції вимкнення. До прибуття першого пожежного підрозділу обов'язки КГП виконує старший зміни підстанції (начальник зміни станції, начальник зміни цеху, черговий диспетчер підстанції) або керівник об'єкта. КГП зобов'язаний в першу чергу вивести з місця пожежі всіх сторонніх осіб і забезпечити виконання вимог безпеки щодо запобігання



ураження електричним струмом та інших видів небезпеки осіб, які знаходяться поблизу місця пожежі. Старший начальник ДПО, який прибув на місце пожежі, зобов'язаний негайно зв'язатися зі старшим зміни підстанції, отримати від нього дані про обставини пожежі і письмовий допуск на проведення гасіння. Для керівництва гасінням пожежі організується оперативний штаб пожежогасіння. До складу штабу повинен входити старший з присутніх інженерно-технічних працівників об'єкта або оперативно-виїзної бригади (ОВБ), який повинен мати на правому рукаві червону пов'язку з нанесеним знаком електричної напруги. Зі старшого начальника підстанції або ДПО, які не взяли на себе керівництво гасінням пожежі, не знімається відповідальність за організацію гасіння пожежі.

Ліквідація пожежі. Пожежні підрозділи розпочинають гасіння пожежі на електроустановках після інструктажу старшим з присутніх технічних працівників або ОВБ. Під час гасіння пожежі робота пожежних підрозділів (розміщення сил і засобів пожежогасіння, зміна позицій, перехід від одних засобів пожежогасіння до інших тощо) проводиться з урахуванням вказівок старшої особи з присутніх інженерно-технічних працівників підстанції або ОВБ. В свою чергу, старший з присутніх інженерно-технічних працівників або ОВБ погоджує з КГП свою роботу і розпорядження, а також інформує під час гасіння пожежі про зміни в стані роботи електроустановок та іншого обладнання. Займання в електроустановках під напругою ліквідуються персоналом підстанції за допомогою ручних і пересувних вогнегасників. Гасіння пожежі ручними засобами в дуже задимлених приміщеннях енергетичних об'єктів (з видимістю до 10 метрів), з проникненням в них без зняття напруги з електроустановок і кабельних ліній не допускається. Під час гасіння пожежі компактними та розпиленими струменями без зняття напруги з електроустановок ствол повинен бути заземлений, а ствольник має працювати в діелектричних ботах, діелектричних рукавицях і знаходитись на відстані від вогнища пожежі не меншій ніж 4–10 м залежно від рівня напруги. Під час гасіння пожежі в електроустановках напругою до 220 кВ включно час перебування пожежників на бойових позиціях не обмежується. Бойові позиції пожежників з урахуванням безпечних відстаней до конкретних електроустановок визначаються в ході проведення пожежно-тактичних тренувань (навчань), а потім заносяться в план пожежогасіння. Гасіння пожежі в приміщеннях з електроустановками під напругою всіма видами піни, а також водою зі змочувачами за допомогою ручних засобів забороняється. При необхідності гасіння пожежі повітряно-механічною піною, з об'ємним заповненням приміщення піною, проводиться попереднє закріплення піногенераторів, їх заземлення, а також заземлення насосів пожежних машин. Водій пожежної машини повинен працювати в діелектричних рукавицях та взутті. Особовому складу пожежних підрозділів категорично забороняється проводити



будь-які переключення та інші операції з електротехнічним обладнанням на електростанції та підстанції. Заходити до розподільчих улаштування та інших приміщень електротехнічних улаштувань з метою гасіння пожежі особовий склад пожежних підрозділів має право лише після одержання допуску та інструктажу персоналу, який обслуговує цей пристрій. При виникненні пожежі на підстанції без постійного чергового персоналу гасіння пожежі пожежними підрозділами до прибуття ОВБ або чергового може проводитись самостійно лише за заздалегідь розробленим і погодженим планом пожежогасіння. Разом з тим має бути вжито негайних заходів для виклику експлуатаційного персоналу ОВБ підприємства електромереж. Під час гасіння пожеж у приміщеннях з електроустановками під високою напругою, а також у підземних спорудах особовому складу пожежної охорони забороняється самовільно проводити будь-які самостійні дії щодо знеструмлення електроліній, електроустановок та застосування засобів пожежогасіння до отримання у встановленому порядку письмового допуску на гасіння пожежі від адміністрації об'єкта. Під час ліквідації пожежі в приміщенні з наявністю великої кількості кабелів і проводів у гумовій або пластмасовій ізоляції КГП зобов'язаний вжити необхідних заходів для попередження отруєння людей газами, які виділяються в процесі горіння ізоляції. Особовий склад зобов'язаний працювати в ізолювальних протигазах, КГП — не допускати скупчення у приміщеннях з електроустановками великої кількості особового складу. Основою безпечного гасіння пожежі електроустановок під напругою є суворе дотримання організаційно-технічних заходів, а також усвідомлена дисципліна пожежників, які зобов'язані суворо виконувати всі заходи із забезпечення безпеки гасіння. Гасіння пожежі електроустановки під напругою КГП має право розпочати тільки після одержання відповідного письмового допуску та інструктажу персоналом, який обслуговує цю установку. Гасіння пожежі електроустановок під напругою здійснюється за виконання таких обов'язкових умов:

- не допускається наближення пожежних до струмопровідних частин електроустановок на відстань менше 4 метрів;
- маршрути руху пожежних на бойові позиції КГП повинен погоджувати з черговим персоналом підстанції і конкретно вказувати кожному пожежнику під час інструктажу;
- пожежні і водії пожежних автомобілів, які забезпечують подачу вогнегасних речовин, повинні працювати в діелектричних рукавицях і взутті;
- подавання вогнегасних речовин необхідно проводити після заземлення ручних пожежних стволів і пожежних автомобілів;

- перестановку сил і засобів, зміну бойових позицій тощо КГП повинен виконувати після узгодження зі старшою посадовою особою з присутнього інженерно-технічного персоналу підстанції.

Під час гасіння пожежі електроустановок під напругою забороняється:

- використання усіх видів піни;
- проводити будь-які відключення та інші операції з електричним обладнанням особовому складу пожежних підрозділів;
- використовувати воду зі змочувачами при подаванні компактних струменів води, як для гасіння, так і для охолодження електрообладнання та будівельних конструкцій;
- наближатися до машин і механізмів, які застосовуються для подачі води (вогнегасних речовин) на електроустановки під напругою, особам, безпосередньо не зайнятим на гасінні пожежі.

4.5 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА НА ПІДСТАНЦІЇ

Матеріал підготовлено згідно джерела [15].

Оцінка впливів на навколишнє середовище (ОВНС) входить до складу стандартних для України процедур, що мають бути виконані під час планування проектів та отримання дозволів. Правила проведення ОВНС, а також консультацій з громадськістю і поширення інформації містяться у "Державних будівельних нормах України" ДБН А. 2.2-1-2003 (назва: "Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд"). Додаток Е до цих "Норм" містить перелік видів діяльності та об'єктів, які створюють ризик негативного впливу на навколишнє середовище. Для таких проектів необхідно виконувати ОВНС у повному обсязі і за це відповідає Міністерство охорони навколишнього природного середовища України.

Спорудження підстанцій не входить до цього переліку. У ДБН А. 2.2-1-2003 зазначається, що для проектів, які не входять до цього переліку, ОВНС може виконуватися у меншому обсязі і визначається у кожному випадку окремо.

Процедура надання дозволу у цьому випадку знаходиться у компетенції місцевих органів Державного комітету природних ресурсів України і Державної санітарно-епідеміологічної служби (Міністерство охорони здоров'я). Таким чином, дозвіл на впровадження проекту знаходиться у компетенції органів влади Вінницької області.



За вимогою Міністерства охорони навколишнього природного середовища України ОВНС необхідно проводити відповідно до положень ДБН А. 2.2-1-2003 та вимог природоохоронного законодавства (лист №2497/21-10 від 11.04. 2005р).

Положення ДБН А. 2.2-1-2003, що стосується правил проведення ОВНС в Україні, також передбачають публічні консультації та оприлюднення інформації, як цього вимагає Орхуська Конвенція¹, до якої входить і Україна. Згідно з цими положеннями ДБН публічні консультації необхідні тільки для проектів з вищезазначеного переліку у Додатку Е (тобто проектів з підвищеним ризиком небезпечного впливу на довкілля), тоді як для інших проектів вистачає рішення щодо результатів ОВНС, яке приймає регулюючий орган.

Згідно із Технічним завданням (ТЗ) на проведення ОВНС, затвердженим НЕК "Укренерго" за погодженням із представництвом МБРР в Україні (м. Київ 01034 вул. Лисенка, 2) оцінка впливу на навколишнє середовище має виконуватися для проектів Категорії В з включенням деяких положень Категорії А (План управління захистом довкілля та План моніторингу). Таким чином процес оцінки впливу на навколишнє середовище повинен відповідати вимогам норм і стандартів, які діють в Україні по відношенню до таких проектів, а також вимогам МБРР.

Призначення ОВНС. Звіт з ОВНС повинен служити основним документом, керуючись яким компетентні регулюючі органи України надаватимуть дозвіл на реалізацію проекту, а МБРР виконуватиме екологічну оцінку цього проекту для того, щоб прийняти рішення про його фінансування. Крім того, це дослідження утворить основу для визначення екологічних вимог до інженерних та будівельних робіт, закупівлі обладнання і т. п., які будуть створені на наступних етапах планування проекту. Це необхідно для того, аби проектування, будівництво та експлуатація згідно з цим проектом відбувалися відповідно до екологічних норм і стандартів.

Технічні вимоги щодо безпеки перевезень. Охорона навколишнього середовища набула гострого значення, особливо тепер у вік бурного розвитку промисловості, транспорту, будівництва доріг і промислових споруд. Враховуючи, що одним з основних недоліків автомобільного транспорту є забруднення атмосфери, необхідно рішенню цієї проблеми приділяти постійну і особливу увагу.

Експлуатаційні переваги автомобільного транспорту роблять його привабливим для пасажирів та вантажовідправників. Але при цьому необхідно враховувати його згубний вплив на оточуюче середовище. Транспорт значно впливає зміну клімату та забруднення повітря. На долю автомобільного транспорту при його експлуатації приходить більше 15% загального викиду забруднюючих речовин в атмосферу, а в великих містах промислових центрів — до 80% забруднення. В загальному обсязі забруднення атмосфери автомобільним транспортом залишається основним джерелом і становить більше 65%, а по

токсичності 45%. В склад відпрацьованих газів автомобіля входять такі шкідливі речовини:

- окис вуглецю,
- окис азоту,
- різні вуглеводні,
- сірчаний газ,
- з'єднання свинцю,
- сажа.

Вони шкідливо впливають на здоров'я людини, послаблюючи здатність крові постачати організму кисень, що впливає на сприйняття навколишнього світу, реакцію, викликає млявість. У результаті неповного згоряння палива виникають частки сажі, які при вдиханні з повітрям глибоко проникають у легені і провокують респіраторні захворювання, бронхіт та астму. Транспортний шум являє собою також серйозну небезпеку для людей, особливо якщо вони живуть біля автомагістралей. Він призводить до стресів і безсоння. Тільки один справний вантажний автомобіль на протязі року викидає в атмосферу 8-1 От окису вуглецю.

Транспортні засоби являються джерелом підвищеного шуму та електромагнітних випромінювань. В зв'язку з цим розроблюється ряд заходів по недопущенню дальшого забруднення навколишнього середовища. Якщо проектна документація не пройшла екологічної експертизи, не розпочинається будівництво ні одного промислового об'єкта. Перед світовою автомобілебудівною промисловістю настало завдання, розробки та налагодження випуску нових екологічно вигідних, екологічно чистих автомобілів.

В кожній області створені екологічні служби, які ведуть контроль за станом навколишнього середовища. Вони наділені повноваженнями застосувати міри адміністративного впливу до посадових осіб, які допускають порушення норм екологічної безпеки.

Верховна Рада України прийняла Закон "Про охорону навколишнього середовища, яким заборонено експлуатацію автомобілів у випускних газах яких в місті забруднюючих і токсичних речовин перевищує граничні допустимі норми. Забезпечення міжнародних екологічних норм до автомобільного транспорту сприятиме оздоровленню навколишнього середовища, зростанню економічної ефективності транспортного виробництва.

Для зниження негативного впливу на навколишнє середовище дипломним проектом передбачається:

- випуск на лінію технічно справного рухомого складу, звертаючи особливу увагу на двигун, систему мащення, ущільнення вузлів та механізмів;
- своєчасне виявлення автомобілів, які мають підвищений вплив токсичних речовин та підвищену димність відпрацьованих газів;

- використання на автомобіля якісних, по призначенню паливо - мастильних матеріалів, спеціальних рідин;
- дотримуватись діючих норм і правил складу стічних вод в каналізацію, річки, ґрунт;
- побудова і використання системи повторного використання води на постах мийки та технічного обслуговування автомобілів;
- обладнання складів ПММ, постів технічного обслуговування і ремонту засобами збору та обробки стічних вод від нафтоутримуючих відходів виробництва;
- збір відпрацьованих нафтопродуктів і здача їх на переробку.

Перелік використаних джерел

1. Трансформаторні підстанції в системах електропостачання. Retrieved 14 February 2022, from <http://www.uzep.com.ua/ukrainian/39-ukrainian/interesting-to-know-cat-ua/710-substations-info>
2. Хмельницький, Є., & Крупник, О. (2015). *«Електропостачання промислових підприємств»*. Лекція, Дніпродзержинськ.
3. Київський електромеханічний технікум залізничного транспорту ім. М. Островського. (2004). *ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ ТА ПІДСТАНЦІЇ*. Київ.
4. Почаевец, В. (2001). *<Электрические подстанции: Учеб. для техникумов и колледжей ж.-д. трансп.>*. Москва: Желдориздат.
5. Алексеев, А. (2017). *Проектування трансформаторної підстанції*. Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский техникум железнодорожного транспорта – структурное подразделение ФГБОУ ВО ПГУПС.
6. Кравченко, П. (2007). Електричні системи та мережі. Отримано 15 лютого 2022 року з <https://infopedia.su/21xbec4.html>
7. УСТРОЙСТВО НАРУЖНЫХ И ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, ИХ РАСЧЕТ. (2006). Retrieved 15 February 2022, from <http://www.kgau.ru/distance/2013/et2/007/gl2.htm>
8. Схемы СФ и их классификация. Retrieved 15 February 2022, from <https://lektsia.com/17x3776.html>
9. Вибір необхідного основного, допоміжного обладнання та площі цеху. Retrieved 15 February 2022, from <https://studfile.net/preview/5388355/page:6/>
10. Охорона праці та навколишнього середовища. (2015). Retrieved 15 February 2022, from https://revolution.allbest.ru/life/00554271_7.html#text
11. Вимоги до інструментів та пристосувань. Retrieved 15 February 2022, from <https://studepedia.org/index.php?vol=1&post=77609>
12. Загальні вимоги безпеки під час обслуговування механізмів. Retrieved 15 February 2022, from <https://studepedia.org/index.php?vol=1&post=77610>
13. Гасіння пожеж на енергетичних об'єктах під напругою. Retrieved 15 February 2022, from <https://oppb.com.ua/docs/gasinnya-pozhezh-na-energetichnih-objektah-pid-naprugoyu>
14. Процедура оцінки впливів на навколишнє середовище в Україні. (2011). Retrieved 15 February 2022, from <https://osvita.ua/vnz/reports/ecology/21412/>
15. Трансформаторы ТДТН, ТДТНЖ, ТДЦТН. Retrieved 15 February 2022, from <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-tdtnzh.html>
16. Трансформатор 220кВ Sunel. (2014). Retrieved 2 February 2022, from <https://silovoytransformator.ru/220-kv-i-vyshe/transformator-220kv-sunel.htm>



17. Oil-immersed transformer. Retrieved 15 February 2022, from <https://www.cse-uniserve.com.au/pdf/Chint%20Oil%20Immersed%20Transformer%20Brochure.pdf>
18. ПРОВОДА НЕИЗОЛИРОВАННЫЕ. Retrieved 3 February 2022, from <https://www.ruscable.ru/info/cable/iz-1.html>
19. Издательство «ФОРТ». (2009). *Правила устройства электроустановок (ПУЭ)* [Ebook]. Retrieved from https://ttn-energo.com.ua/assets/files/downloads/PUE_2009-11ukr.pdf
20. Элегазовые выключатели серии ВГБ. Retrieved 2 February 2022, from <http://scbist.com/wiki/13241-elegazovye-vyklyuchateli-serii-vgb.html>
21. Сравнение силовых выключателей 10, 24, 35, 110кВ: таблицы, характеристики, достоинства. Retrieved 2 February 2022, from <https://pue8.ru/elektricheskie-seti/116-sravnienie-osnovnyh-tipov-vyklyuchateley-poudejnoy-otklyuchayuschey-sposobnosti.html>
22. Воздушные выключатели 110-500 кВ с воздухом наполненным отделителем - Характеристики и параметры. Отримано 2 лютого 2022 року з <https://forca.ru/spravka/vysokovoltnye-vyklyuchateli/vozdushnye-vyklyuchateli-110-500-kv-s-vozduhonapolnennym-otdelitelem-27.html>
23. . Выключатели маломасляные серии ВМТ. Отримано 2 лютого 2022 року з <https://souz-ek.ru/remont.php?cat=3>
24. GE Industrial Solutions. 3,3–27 кВ Вакуумні вимикачі з литими полюсами [Електронна книга]. Отримано з https://industrialsolutions.uk.abb.com/sites/geis_uk/files/secovac_3_3kv-27kv_catalogue_rus_in201302b30en_0.pdf
25. КО "ЗАПОРОЖСКИЙ ЗАВОД ВИСОКОВОЛЬТНОЙ АППАРАТУРИ" - "ВАКАТОВ І КОМПАНІЯ". *НОМЕНКЛАТУРНИЙ КАТАЛОГ з'єднувачі, шинні опори 2011-2016 р.р.* [Електронна книга]. г. Запорожье. Отримано з <http://zva.zp.ua/doc/archivedoc/catalogs/RAZ.pdf>
26. Разъединители на 110-220кВ. Retrieved 15 February 2022, from <http://www.elekom-ural.ru/catalog/item/42-razediniteli-na-110-220kv.html>
27. Разъединитель РЛН-10/400(630) У1*. Retrieved 2 February 2022, from <http://afc.net.ua/81/206/>
28. Трансформаторы тока масляные типа ТФЗМ. Retrieved 15 February 2022, from <http://eliz.zp.ua/catalog-eliz/transformatory-izmeritelnie/current-transformers/85-35-110-150-kv-transformatory-toka-maslyanye-tipa-tfzm-p.html>
29. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА ТОЛ-10. Retrieved 2 February 2022, from http://www.cztt.ru/userFiles/Rukovodstva/RE_TOL-10.pdf



30. ТРАНСФОРМАТОРЫ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 6-750 КВ
ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ. Retrieved 2 February 2022, from
<http://www.leprf.ru/catalog/trasformator/trans3/>

31. Промсервис, О. ОПН-10, ОПН-6, ОПН-35, ОПН-0.38, ОПН-0.22,
ОПН-150, ОПН-110 - Ограничители перенапряжения ОПН от производителя.
Retrieved 2 February 2022, from <http://promservis.cn.ua/opn.html>

32. Энергия, А. Ограничитель перенапряжения ОПНп-220 УХЛ1 – АС
Энергия. Retrieved 2 February 2022, from <https://asenergi.com/catalog/ustrojstva-zaschity/opnp-220.html>

ДОДАТОК 1 КАТАЛОГИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Таблиця Д1.1 – Каталог силових трансформаторів марок ТДТНЖ, ТДТНЖУ, ОРМЖ, ТДНЖ, ОРДТНЖ[15, 16,17]

Марка	Номінальна потужність, кВА	Схема и група з'єднання обмоток	Напруга обмотки, кВ		
			ВН	СН	НН
1	2	3	4	5	6
ТДТНЖ-16000/110	16000	Y _H /D/D-11-11	115	27,5	6,6; 11
		Y _H /Y _H /D-0-11		38,5	27,5
ТДТНЖ-25000/110	25000	Y _H /D/D-11-11	115	27,5	6,6;11
		Y _H /Y _H /D-0-11		38,5	27,5
ТДТНЖ-40000/110	40000	Y _H /D/D-11-11	115	27,5	6,6;11
		Y _H /Y _H /D-0-11		38,5	27,5
ТДТНЖ-16000/220	16000	Y _H /D/D-11-11	230	27,5	6,6;11
		Y _H /Y _H /D-0-11		38,5	27,5
ТДТНЖ-25000/220	25000	Y _H /D/D-11-11	230	27,5	6,6;11
		Y _H /Y _H /D-0-11		38,5	27,5
ТДТНЖ-40000/220	40000	Y _H /D/D-11-11	230	27,5	6,6;11
		Y _H /Y _H /D-0-11		38,5	27,5
ТДТНЖУ-16000/110	16000	Y _H /D/D-11-11	115	27,5	6,6;11
		Y _H /Y _H /D-0-11		38,5	27,5
ТДТНЖУ-25000/110	25000	Y _H /D/D-11-11	115	27,5	6,6;11
		Y _H /Y _H /D-0-11		38,5	27,5
ТДТНЖУ-40000/110	40000	Y _H /D/D-11-11	115	27,5	6,6;11
		Y _H /Y _H /D-0-11		38,5	27,5
ТДТНЖУ-16000/220	16000	Y _H /D/D-11-11	230	27,5	6,6;11
		Y _H /Y _H /D-0-11		38,5	27,5
ТДТНЖУ-25000/220	25000	Y _H /D/D-11-11	230	27,5	6,6;11
		Y _H /Y _H /D-0-11		38,5	27,5
ТДТНЖУ-40000/220	40000	Y _H /D/D-11-11	230	27,5	6,6; 11
		Y _H /Y _H /D-0-11		38,5	27,5



Продовження Таблиці Д1.1

1	2	3	4	5	6
ТДНЖ-16000/110	16000	Y _H /D-11	115	–	27,5
ТДНЖ-25000/110	25000	Y _H /D-11	115	–	27,5
ТДНЖ-40000/110	40000	Y _H /D-11	115	–	27,5
ТДНЖ-16000/220	16000	Y _H /D-11	230	–	27,5
ТДНЖ-25000/220	25000	Y _H /D-11	230	–	27,5
ТДНЖ-40000/220	40000	Y _H /D-11	230	–	27,5
ТДНЖСМ-25000/110	25000	Y _H /L	115	–	27,5
ТДНЖСМ-40000/110	40000	Y _H /L	115	–	27,5
ТДНЖСМ-25000/220	25000	Y _H /L	230	–	27,5
ТДНЖСМ-40000/220	40000	Y _H /L	230	–	27,5
ТДТНЖСМ-25000/110	25000	Y _H /L /D-11	115	27,5	6,6;11
		Y _H /L / Y _H -0		38,5	27,5
ТДТНЖСМ-40000/110	40000	Y _H /L /D-11	115	27,5	6,6;11
		Y _H /L / Y _H -0		38,5	27,5
ТДТНЖСМ-25000/220	25000	Y _H /L /D-11	230	27,5	6,6;11
		Y _H /L / Y _H -0		38,5	27,5
ТДТНЖСМ-40000/220	40000	Y _H /L /D-11	230	27,5	6,6;11
		Y _H /L / Y _H -0		38,5	27,5
ДФСМЖ-6300/27,5	6300	ВН – відкритий трикутник; НН-неповна зірка	27,5	-	4,25
ОРДНЖ-10000/110	10000	I/I-I-0	115	–	27,5-27,5
ОРДНЖ-16000/110	16000	I/I-I-0	115	–	27,5-27,5
ОРДНЖ-25000/110	25000	I/I-I-0	115	–	27,5-27,5
ОРДНЖ-10000/220	10000	I/I-I-0	230	–	27,5-27,5
ОРДНЖ-16000/220	16000	I/I-I-0	230	–	27,5-27,5
ОРДНЖ-25000/220	25000	I/I-I-0	230	–	27,5-27,5



Продовження Таблиці Д1.1

1	2	3	4	5	6
ОРДТНЖ-16000/110	16000	I/I-I-0-0	115	38,5	27,5-27,5
				27,5-27,5	11
ОРДТНЖ-25000/110	25000	I/I-I-0-0	115	38,5	27,5-27,5
				27,5-27,5	11
ОРДТНЖ-16000/220	16000	I/I-I-0-0	230	38,5	27,5-27,5
				27,5-27,5	11
ОРДТНЖ-25000/220	25000	I/I-I-0-0	230	38,5	27,5-27,5
				27,5-27,5	11
ОРДТНЖУ-16000/110	16000	I/I-I-0-0	115	38,5	27,5-27,5
				27,5-27,5	11
ОРДТНЖУ-25000/110	25000	I/I-I-0-0	115	38,5	27,5-27,5
				27,5-27,5	11
ОРДТНЖУ-16000/220	16000	I/I-I-0-0	230	38,5	27,5-27,5
				27,5-27,5	11
ОРДТНЖУ-25000/220	25000	I/I-I-0-0	230	38,5	27,5-27,5
				27,5-27,5	11
АОМЖ-10000/27х2	10000	I _{ABTO}	27,5х2	—	27,5
АОМЖ-16000/27х2	16000	I _{ABTO}	27,5х2	—	27,5
ТРДНЖСМ-50000/110	50000	Y _H /+	115	—	27,5-27,5-27,5-27,5
ТРДНЖСМ-50000/220	50000	Y _H /+	230	—	27,5-27,5-27,5-27,5
ТРДТНЖСМ-50000/110	50000	Y _H /+ / Y _H -0	115	38,5	27,5-27,5-27,5-27,5
		Y _H /+ / D-11		27,5-27,5-27,5-27,5	6,6; 11
ТРДТНЖСМ-50000/220	50000	Y _H /+ / Y _H -0	230	38,5	27,5-27,5-27,5-27,5
		Y _H /+ / Y _H -0		27,5-27,5-27,5-27,5	6,6; 11
ТДЦНЖСМ-60000/110	60000	Y _H /+	115	94-94-27,5-27,5	34,2
ТДЦНЖСМ-60000/220	60000	Y _H /+	230	94-94-27,5-27,5	34,2
ОМНЖ-16000/110	16000	I/I-I-0	94	—	27,5

* «L» - позначення схеми з'єднання обмоток напругою 27,5 кВ симетруючого трансформатора
«+» - позначення схеми з'єднання обмоток напругою 27,5-27,5 кВ симетруючого трансформатора



Таблиця Д1.2 – Каталог силових трансформаторів марок CHINT KEMA та SUNEL

Тип	S _{ном}	U _{вн}	U _{сн}	U _{нн}	U _к			Група з'єднання обмоток	Струм нх, %	Потужність нх, кВт	Потужність кз, кВт
	кВА	кВ	кВ	кВ	В-С	С-Н	В-Н				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CHINT KEMA SFPSLZ 6300/110	6300	110	35 (27,5)	6,3 (10,5)	18	6.5	10.5	YNyn0d11	0,82	11,2	47,0
CHINT KEMA SFPSLZ 8000/110	8000								0,78	13,2	56,0
CHINT KEMA SFPSLZ 10000/110	10000								0,74	15,8	66,0
CHINT KEMA SFPSLZ 12500/110	12500								0,7	18,4	78,0
CHINT KEMA SFPSLZ 16000/110	16000								0,66	22,4	95,0
CHINT KEMA SFPSLZ 20000/110	20000								0,65	26,4	112,0
CHINT KEMA SFPSLZ 25000/110	25000								0,6	,30,8	133,0
CHINT KEMA SFPSLZ 31500/110	31500								0,55	36,8	157,0
CHINT KEMA SFPSLZ 40000/110	40000								0,55	43,6	189,0
CHINT KEMA SFPSLZ 50000/110	50000								0,50	52,0	225,0
CHINT KEMA SFPSLZ 63000/110	63000								0,50	61,6	270,0
CHINT KEMA SFPSLZ 75000/110	75000								0,50	70,2	307,7
CHINT KEMA SFPSLZ 80000/110	80000								0,50	73,7	323,0
CHINT KEMA SFPSLZ 100000/110	100000								0,50	87,1	381,8
CHINT KEMA SFPSLZ 31500/220	31500	220	69 (35)	6,3 (10,5)	23	8	13		0,70	40	162
CHINT KEMA SFPSLZ 40000/220	40000								0,63	48	189



Продовження Таблиці Д1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CHINT KEMA SFPSLZ 50000/220	50000								0,56	56	225
CHINT KEMA SFPSLZ 63000/220	63000								0,56	66	261
CHINT KEMA SFPSLZ 90000/220	90000								0,49	86	351
CHINT KEMA SFPSLZ 120000/220	120000								0,49	106	432
CHINT KEMA SFPSLZ 150000/220	150000								0,42	125	513
CHINT KEMA SFPSLZ 180000/220	180000								0,42	142	585
CHINT KEMA SFPSLZ 240000/220	240000								0,35	176	720
SUNEL SFPSLZ 31500/220	31500				13	8	23		0.3	32	153
SUNEL SFPSLZ 40000/220	40000								0.3	38	178
SUNEL SFPSLZ 50000/220	50000								0.3	45	210
SUNEL SFPSLZ 63000/220	63000								0.2	50	241
SUNEL SFPSLZ 90000/220	90000								0.2	59	318
SUNEL SFPSLZ 120000/220	120000								0.2	70	410
SUNEL SFPSLZ 150000/220	150000								0.2	80	465
SUNEL SFPSLZ 180000/220	180000								0.15	90	550
SUNEL SFPSLZ 240000/220	240000								0.15	115	690

* *S* – трифазний, *F* – примусове повітряне охолодження, *P* – примусова циркуляція масла, *S* – три обмотки *L* – провідник алюмінієвий, *Z* – з РПН



ДОДАТОК 2 КАТАЛОГИ СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН

Таблиця Д2.1 – Каталог проводів марок М та А [18]

Номінальний переріз, мм ²	Число проволочок	Номінальний діаметр проволочок, мм	Число повивів	Діаметр провода, мм	Маса, кг/км
1	2	3	4	5	6
Проводи марки М					
4	1	2,21	-	2,24	35
6	1	2,76	-	2,76	52
10	1	3,57	-	3,57	88
16	7	1,70	1	5,1	142
25	7	2,13	1	6,4	224
35	7	2,51	1	7,5	311
50	7	3,00	1	9,0	444
70	19	2,13	2	10,7	612
95	19	2,51	2	12,6	850
120	19	2,80	2	14,0	1060
150	19	3,15	2	15,8	1340
185	37	2,51	3	17,6	1660
240	37	2,84	3	19,9	2120
300	37	3,15	3	22,1	2610
350	37	3,45	3	24,2	3110
400	37	3,66	3	25,5	3530



Продовження Таблиці Д2.1

Проводи марки А					
4	-	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-
10	7	1,35	-	4,05	27
16	7	1,70	1	5,1	43
25	7	2,13	1	6,4	68
35	7	2,50	1	7,5	94
50	7	3,00	1	9,0	135
70	7	3,55	1	10,7	190
95	7	4,10	1	12,3	250
120	19	2,80	2	14,0	320
150	19	3,15	2	15,0	410
185	19	3,50	2	17,5	500
240	19	4,00	2	20,0	650
300	37	3,15	3	22,1	790
350	37	3,45	3	24,2	950
400	37	3,66	3	25,6	1070
450	37	3,90	3	27,3	1220
500	37	4,15	3	29,1	1380
550	61	3,37	4	30,3	1500
600	61	3,50	4	31,5	1620
650	61	3,66	4	32,9	1770
700	61	3,80	4	34,2	1900



Таблиця Д2.2 – Каталог проводів марки АС [18]

Проводи марки АС							
Номинальний переріз, мм ²	Алюмінієва частина провода		Сталеве осердя		Число повивів		Відношення перерізу алюмінієвої частини провода до перерізу сталевго осердя
	Число прово- лок	Номинальний діаметр проволок, мм	Число провонок	Номинальний діаметр провонок, мм	алюмінієвих провонок	сталевих провонок	
1	2	3	4	5	6	7	8
10/1,8	6	1,50	1	1,50	1	-	6,00
16/2,7	6	1,85	1	1,85	1	-	6,00
25/4,2	6	2,30	1	2,30	1	-	6,00
35/6,2	6	2,80	1	2,80	1	-	6,00
50/8,0	6	3,20	1	3,20	1	-	6,00
70/11	6	3,80	1	3,80	1	-	6,00
70/72	18	2,20	19	2,20	1	2	0,95
95/16	6	4,50	1	4,50	1	-	6,00
95/141	24	2,20	37	2,20	1	3	0,65
120/19	26	2,40	7	1,85	2	1	6,25
120/27	30	2,20	7	2,20	2	1	4,29
150/19	24	2,80	7	1,85	2	1	7,85
150/24	26	2,70	7	2,10	2	1	6,14
150/34	30	2,50	7	2,50	2	1	4,29
185/24	24	3,15	7	2,10	2	1	7,71
185/29	26	2,98	7	2,30	2	1	6,24
185/43	30	2,80	7	2,80	2	1	4,29
185/128	54	2,10	37	2,10	2	3	1,46
205/27	24	3,30	7	2,20	2	1	7,71



Продовження Таблиці Д2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
240/32	24	3,60	7	2,40	2	1	7,71
240/39	26	3,40	7	2,65	2	1	6,11
240/56	30	3,20	7	3,20	2	1	4,29
300/39	24	4,00	7	2,65	2	1	7,81
300/48	26	3,80	7	2,95	2	1	6,16
300/66	30	3,50	19	2,10	2	2	4,39
300/67	30	3,50	7	3,50	2	1	4,29
300/204	54	2,65	37	2,65	2	3	1,46
330/30	48	2,98	7	2,30	3	1	11,55
330/43	54	2,80	7	2,80	3	1	7,71
400/18	42	3,40	7	1,85	3	1	20,27
400/22	76	2,57	7	2,00	4	1	17,93
400/51	51	3,05	7	3,05	3	1	7,71
400/64	26	4,37	7	3,40	2	1	6,14
400/93	30	4,15	19	2,50	2	2	4,35
450/56	54	3,20	7	3,20	3	1	7,71
500/26	42	3,90	7	2,20	3	1	18,86
500/27	76	2,84	7	2,20	4	1	18,09
500/64	54	3,40	7	3,40	3	1	7,71
500/204	90	2,65	37	2,65	3	3	2,43
500/36	54	3,40	61	2,65	2	4	1,46
550/71	54	3,60	7	3,60	3	1	7,71
600/72	54	3,70	19	2,20	3	2	8,04



Таблиця Д2.3 – Каталог шин [19]

Розміри, мм	Допустимий струм, А				Розміри, мм	Допустимий струм для сталевих шин, А	
	Алюмінієві шини		Мідні шини			змінний	постійний
	змінний	постійний	змінний	постійний			
15X3	165	165	210	210	20X3	65	100
20X3	215	215	275	275	25X3	80	120
25X3	265	265	340	340	30X3	95	140
30X4	365	370	475	475	40X3	125	190
40X4	480	480	625	625	50X3	155	230
40X5	540	545	700	705	60X3	185	280
50X5	665	670	860	870	70X3	215	320
50X6	740	745	955	960	80X3	245	365
60X6	870	880	1 125	1 145	90X3	275	410
80X6	1 150	1 170	1 480	1 510	100X3	305	460
100X6	1 425	1 455	1 810	1 875	20X4	70	115
60X8	1 025	1 040	1 320	1 345	30X4	100	165
80X8	1 320	1 355	1 690	1 775	40X4	130	220
100X8	1 625	1 690	2 080	2 180	50X4	165	270
120X8	1 900	2 040	2 400	2 600	60X4	195	325
60X10	1 155	1 180	1 475	1 525	70X4	225	375
80X10	1 480	1 540	1 900	1 990	80X4	260	430
100X10	1 820	1 910	2 310	2 470	90X4	290	480
120X10	2 070	2 300	2 650	2 950	100X4	325	535



ДОДАТОК 3 – КАТАЛОГ ВИМИКАЧІВ

Таблиця Д3.1 – Каталог вимикачів [20, 21, 22, 23, 24]

Вимикач	Тип приводу	Параметри				
		U _{роб} , кВ	I _{рmax} , А	I _к , кА	i _у , кА	B _к , кА ² ·с
1	2	3	4	5	6	7
ВГТ-220-2500-40	Пружинно-гідравлічний	220	2500	40	102	4800
ВМТ-220-2000-40	Пружинний уніфікований	220	2000	40	102	7500
ВГБУ-220-2000-40	Автономний гідравлічний	220	2000	40		
ВВН-220.10-2000-26,2	Пневматичний	220	2000	26,2	70	2059
ВВН-220.15-2000-39,4	Пневматичний	220	2000	39,4	100	4657
ВМТ-220 Б-25-1250	Пружинний уніфікований	220	1250	25	65	1875
ВМТ-220 Б-25-1050	Пружинний уніфікований	220	1000	25	65	1875
ВМТ-220 Б-40-2000	Пружинний уніфікований	220	2000	40	102	4800
ВМТ-220 Б-40-1600	Пружинний уніфікований	220	1600	40	102	4800
ВВН-154.8-2000-30	Пневматичний	154	2000	30	76	2700
ВВН-110.6-2000-31,5	Пневматичний	110	2000	31,5	80	2976
ВГБ-110-2000-40	Пружинно-гідравлічний	110	2000	40	102	4800
ВБЭ-110-1600-31,5	Електромагнітний	110	1600	31,5	-	-
ВГТ-110-2500-40	Пружинно-гідравлічний	110	2500	40	102	4800
ВЭК-110-1000-20	Пневматичний	110	2000	40	105	4800
ВВК-110-1000-20	Електромагнітний	110	1000	20	51	1200
ВМТ-110-2000-40	Пружинний уніфікований	110	2000	40	102	7500
ВГБУ-110-2000-40	Автономний гідравлічний	110	2000	40		
ВМТ-110 Б-25-1250	Пружинний уніфікований	110	1250	25	65	1875
ВМТ-110 Б-25-1050	Пружинний уніфікований	110	1000	25	65	1875
ВМТ-110 Б-40-2000	Пружинний уніфікований	110	2000	40	102	4800
ВМТ-110 Б-40-1600	Пружинний уніфікований	110	1600	40	102	4800



Продовження Таблиці Д3.1

1	2	3	4	5	6	7
ВБН-35-1600-20	Електромагнітний	35	1600	20	51	1200
ВБУ-35-1600-20	Електромагнітний	35	1600	20	50	1200
ВБНТ-35-1000-20	Електромагнітний	35	1000	20	51	1200
ВВК-35-1000-20	Електромагнітний	35	1000	20	51	1200
ВВС-35-1600-20	Електромагнітний	35	1600	20	52	1200
ВЭК-35-3150-31,5	Пневматичний	35	3150	31,5	81	2976
ВБН-27,5-1600-20	Електромагнітний	27,5	1600	20	51	1200
ВВК-27,5-1250-20	Електромагнітний	27,5	1250	20	51	1200
ВВС-27,5-1600-20	Електромагнітний	27,5	1600	20	51	1200
SecoVac – 27/Т	Пружинний	27	630/1250/1600/ 2000/2500	25/31,5	82	1875/2976
ВГ-10-2600-31,5	Пружинний	10	2600	31,5	102	2976
ВБКЭ-10-1600-31,5	Пружинний	10	1600	31,5	65	2976
ВБМЭ-10-3150-40	Пружинний	10	3150	40	100	4800
ВВ/TEL-10-1000-20	Електромагнітний	10	1000	20	51	468
ВВЭ-10-1000-20	Електромагнітний	10	1000	20	52	1200
ВМПЭ-10-630-20	Електромагнітний	10	630	20	52	1200
ВМПЭ-10-1000-20	Електромагнітний	10	1000	20	52	1200
ВМПЭ-10-1600-20	Електромагнітний	10	1600	20	52	1200
ВМПЭ-10-630-31,5	Електромагнітний	10	630	31,5	80	4800
ВМПЭ-10-1000-31,5	Електромагнітний	10	1000	31,5	80	4800
ВМПЭ-10-1600-31,5	Електромагнітний	10	1600	31,5	80	4800
SecoVac – 3.3/Т	Пружинний	3,3	630/1250/1600/ 2000/2500/3150/ 4000	25/31,5/40	62/82/104	1875/2976/ 4800



ДОДАТОК 4 – КАТАЛОГ РОЗ'ЄДНУВАЧІВ

Таблиця Д4.1 – Каталог роз'єднувачів[25, 26, 27]

Роз'єднувач	Тип приводу	Параметри			
		U _{роб} , кВ	I _{рmax} , А	i _y , кА	B _к , кА ² ·с
РД(3)-220/1000 УХЛ1	Моторний	220	1000	100	4800
РД(3)-220/2000 УХЛ1	Моторний	220	2000	100	4800
РГ-220/2000 УХЛ1	Моторний	220	2000	100	11907
РГНП-220/2000 УХЛ1	Моторний	220	2000	100	9075
РД(3)-220/3150 УХЛ1	Моторний	220	3150	100	4800
РДЗ-220/3150 УХЛ1	Моторний	220	3150	150	7500
РД(3)-110/1000 У1	Ручний, моторний	110	1000	80	2976
РД(3)-110/2000 У1	Ручний, моторний	110	2000	80	2976
РДЗ-150/1000 УХЛ1	Ручний, моторний	150	1000	100	4800
РД(3)-150/1250 У1	Ручний, моторний	150	1250	100	4800
РДЗ-150/2000 УХЛ1	Ручний, моторний	150	2000	100	4800
РД(3)-35/1000 УХЛ1	Ручний, моторний	35	1000	80	2976
РД(3)-35/2000 УХЛ1	Ручний, моторний	35	2000	80	2976
РЛН-10/400 У1	Ручний	10	400	20	192
РЛН-10/630 У1	Ручний	10	630	51	1200
РЛНЗ-10/400 У1	Ручний	10	400	20	192
РЛНЗ-10/630 У1	Ручний	10	630	51	1200
РВ-10/1000 УХЛ4	Ручний	10	1000	51	1200
РКЖ-3,3/3000УХЛ1	Ручний, моторний	3,3	3000	50	7500
РКЖ-3,3/1250УХЛ1	Ручний, моторний	3,3	1250	25	1875
РКЖ-3,3/4000УХЛ1	Ручний, моторний	3,3	4000	50	7500



ДОДАТОК 5 – КАТАЛОГ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ

Таблиця Д4.1 – Каталог трансформаторів струму [28]

Трансформатор струму	Параметри				
	$U_{роб}$, кВ	$I_{рmax}$, А	i_y , кА	B_k , кА ² ·с	$S_{2ном}$, В·А
ТФЗМ 220Б-I T1	220	600/800/ 1200/1500/2000	54/48/ 108/90/ 100	1200/972/ 4800/3468/ 4609	30
ТФЗМ 220Б-IV У1	220	500/1000/2000	25/50/100	3468/13872/13872	
ТФЗМ 110Б-IV.3 УХЛ1	110	100/150/ 200/300/ 400/600/ 800/1000/ 1200/1500	20/30/ 42/60/ 84/120/ 120/106/ 120/150	48/108/ 192/432/ 2352/3468/ 4800/6075	
ТФЗМ 110Б-IV T1	110	2000	200	10800	
ТФЗМ 35Б-II У1	35	500/1000/ 2000/3000	125/125/ 145/145	7203/7203/ 9747/9747	
ТОЛ 10	10	800	102	4800	
ТОЛ 10-I		400	81	19683	
ТОЛ-10-M2		2500-4000	152,5	11163	
GS-12		1250	150	10800	
ТЛП 10-I		3000	100	4800	
		5000	100	30000	



ДОДАТОК 6 – КАТАЛОГ ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГИ

Таблиця Д6.1 – Каталог трансформаторів напруги [30]

Тип трансформатора	Параметри	
	U_{1p}, B	$S_{2ном}, B \cdot A$
ЗНОМП-40,5 УХЛ1	$35000/\sqrt{3}$	200
ЗНОМ-35-65 У1	$35000/\sqrt{3}$	150
ЗНОМ-27 ІІІ У1	27500	150
НКФ-123 ІІ У2	$110000/\sqrt{3}$	200
НКФ-123 ІІ Т1	$110000/\sqrt{3}$	400
НКФ-245 ІІ Т1	$110000/\sqrt{3}$	400
НАМІ-10-У2	10000	200
НОМ-10-66 У2 (Т2)	10000	75
НОМ-35-66 У1 (Т1)	35000	150
НДЕ-М-220У1	$220/\sqrt{3}$	200
НДЕ-М-110У1 (ХЛ1, Т1)	$110000/\sqrt{3}$	200



ДОДАТОК 7 – КАТАЛОГ ОБМЕЖУВАЧІВ ПЕРЕНАПРУГИ

Таблиця Д7.1 – Каталог обмежувачів перенапруги [31, 32]

Тип ОПН	U _{роб} , кВ
Siemens 3EK8-12	12
Siemens 3EK8-34,5	36
ENSTO HD 18 / T	12
ENSTO HD 36 / T	35
ENSTO HDC 4	3,6
ОПНп-0,38/0,45	0,38
ОПНп-6/7,2	6
ОПНп-10/12	10
ОПНп-35/40,5	35
ОПНп-110/78	110
ОПН-150/120	150
ОПНп-220	220



ДОДАТОК 8 – ЗАВДАННЯ ДО КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

Відповідно до варіанту отриманого із завдання, обирається схема зовнішнього електропостачання. Номер підстанції, що вказаний в завданні заштриховується.

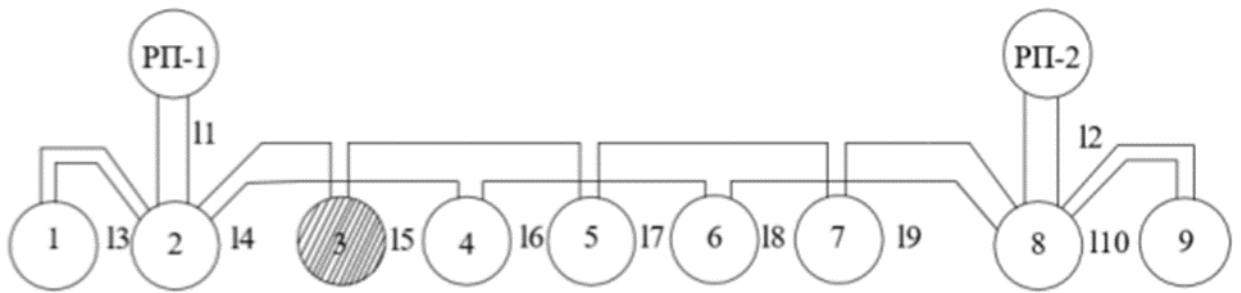


Рисунок 1. – Схема зовнішнього електропостачання №1

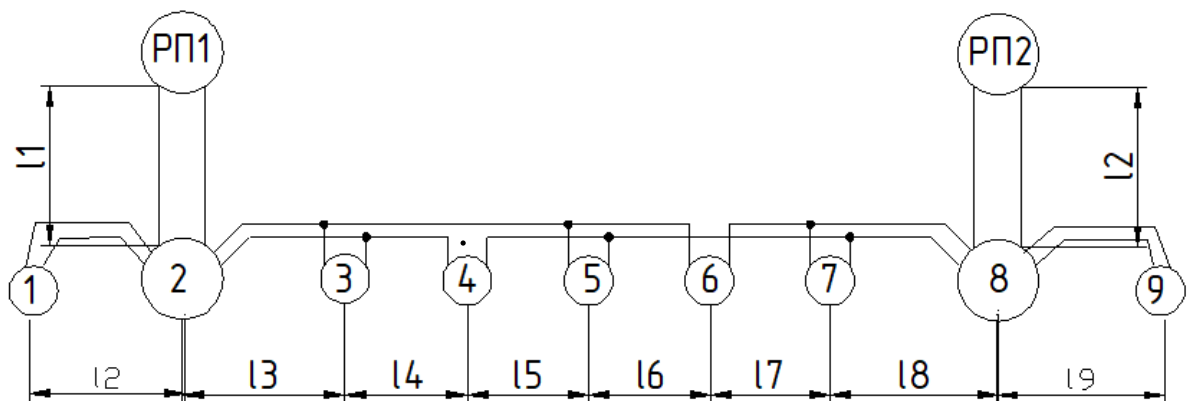


Рисунок 1. – Схема зовнішнього електропостачання №2

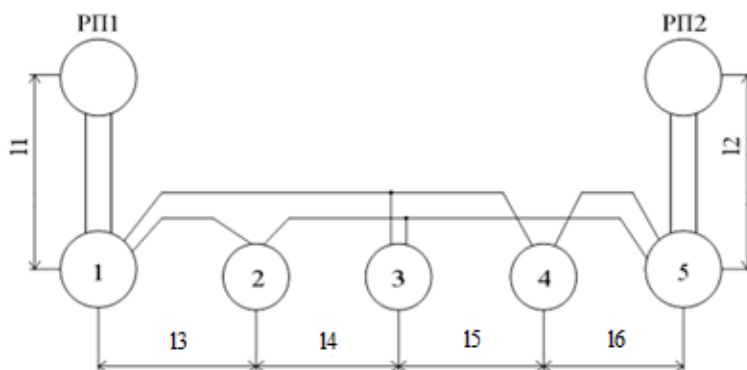


Рисунок 1. – Схема зовнішнього електропостачання №3

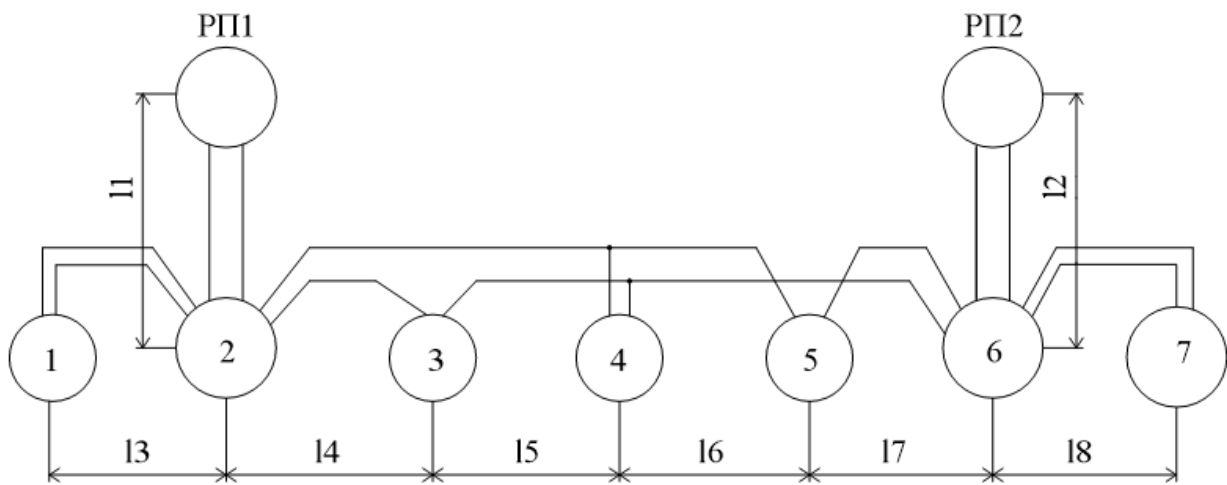


Рисунок 1. – Схема зовнішнього електропостачання №4

де l_i ,- довжина повітряної лінії;
РП – розподільчий пристрій;

.



Тягова підстанція постійного струму						
Найменування параметру	Одиниці виміру	Номер варіанту				
		Схема 3				
		1	2	3	4	5
Потужність короткого замикання на шинах високої напруги районних підстанцій	Скрп1, МВА	3000	4000	3500	3000	3200
	Скрп2, МВА	2500	3600	3000	2700	2800
Номер підстанції	ТП	1	2	3	4	5
Номінальна висока напруга підстанції	U _{1н} , кВ	35	35	35	35	35
Потужність трансформатора власних потреб	Ствп, кВА	400	630	250	630	250
Довжини повітряних ліній	L1, км	27	28	25	29	24
	L2, км	30	26	24	27	27
	L3, км	23	20	21	23	22
	L4, км	19	18	24	18	14
	L5, км	17	16	17	12	16
	L6, км	16	17	14	10	15
Довжина лінії до районного споживача	L _{рп} , км	4	8	6	9	7
Районні споживачі		1, 3, 4	6, 9, 10	8, 15, 18	24, 27, 29	25, 26, 30
Згладжуючий пристрій		Дволанковий резонансно-апериодичний	Дволанковий резонансно-апериодичний ЗП з шістьма контурами	Дволанковий резонансно-апериодичний	Дволанковий резонансно-апериодичний ЗП з шістьма контурами	Дволанковий резонансно-апериодичний



Тягова підстанція постійного струму								
Найменування параметру	Одиниці виміру	Схема 4						
		1	2	3	4	5	6	7
Потужність короткого замикання на шинах високої напруги районних підстанцій	Скрп1, МВА	3600	3500	2500	4000	3000	2900	260
	Скрп2, МВА	3700	3900	3100	3600	2700	3300	310
Номер підстанції	ТП	1	2	3	4	5	6	7
Номінальна висока напруга підстанції	U _{1н} , кВ	110	110	110	110	110	110	110
Потужність трансформатора власних потреб	Ствп, кВА	400	630	400	250	250	400	250
Довжини повітряних ліній	L1, км	48	64	53	52	51	50	57
	L2, км	65	50	62	55	54	52	60
	L3, км	23	14	13	18	13	19	15
	L4, км	25	13	17	14	17	22	17
	L5, км	18	16	11	16	15	24	13
	L6, км	16	15	15	15	16	17	20
	L7, км	17	12	16	14	18	16	18
	L8, км	20	16	15	14	15	17	12
Довжина лінії до районного споживача	L _{рп} , км	5	7	8	9	5	7	4
Районні споживачі		2, 5, 6	7, 9, 11	11, 14, 17	23, 24, 25	9, 11, 16	29, 30, 31	4, 8, 13
Згладжуючий пристрій		Дволанковий резонансно-апериодичний ЗП з шістьма контурами	Дволанковий резонансно-апериодичний	Дволанковий резонансно-апериодичний ЗП з шістьма контурами	Дволанковий резонансно-апериодичний	Дволанковий резонансно-апериодичний ЗП з шістьма контурами	Дволанковий резонансно-апериодичний	Дволанковий резонансно-апериодичний ЗП з шістьма контурами



Найменування параметру	Одиниці виміру	Номер варіанту				
		Схема 3				
		1	2	3	4	5
Максимальні робочі струми фідерів контактної мережі	Іроб.макс1, А	2100	1800	2100	1800	2000
	Іроб.макс2, А	2050	2000	2300	1900	2050
	Іроб.макс3, А	1900	2050	2000	2100	2150
	Іроб.макс4, А	-	2300	-	2200	-
	Іроб.макс5, А	-	2200	-	2100	-

Найменування параметру	Одиниці виміру							
		Схема 4						
		1	2	3	4	5	6	7
Максимальні робочі струми фідерів контактної мережі	Іроб.макс1, А	2000	2100	1900	2300	1700	2200	205
	Іроб.макс2, А	1900	2300	1800	2100	1900	2100	240
	Іроб.макс3, А	2100	2050	2100	2050	2000	1900	210
	Іроб.макс4, А	2200	-	2000	-	2200	-	230
	Іроб.макс5, А	2300	-	2200	-	2300	-	190



Тягова підстанція змінного струму схема 1										
Найменування параметру	Одиниці виміру	Номер варіанту								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потужність короткого замикання на шинах високої напруги районних підстанцій	Скрп1, МВА	3100	4000	3500	3200	3100	4200	3500	2500	4000
	Скрп2, МВА	2500	3600	3000	2800	3600	3700	3900	3100	3600
Номер підстанції	ТП	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номінальна висока напруга підстації	U _{1н} , кВ	110	110	110	220	220	220	110	110	110
Потужність трансформатора власних потреб	Ствп, кВА	250	630	400	250	400	250	400	630	250
Довжини повітряних ліній	L1, км	75	74	65	63	66	70	72	68	78
	L2, км	70	85	84	80	74	71	83	64	56
	L3, км	50	47	43	48	35	37	39	45	39
	L4, км	44	46	49	43	42	33	50	41	42
	L5, км	49	48	41	42	48	31	35	36	32
	L6, км	47	50	45	47	43	35	33	38	49
	L7, км	45	43	44	45	38	36	37	46	47
	L8, км	43	42	48	41	39	39	46	42	50
	L9, км	41	49	41	38	47	42	43	39	39
	L10, км	46	47	42	37	46	46	42	48	37
Довжина лінії до районного споживача	L _{рп} , км	8	9	7	20	7	23	6	4	18
Районні споживачі		1, 2, 5	7, 8, 9	4, 10, 11	3, 6, 12	23, 24, 25	28, 29, 31	26, 27, 30	15, 17, 20	13, 14, 18

Продовження таблиці 11

Найменування параметру	Одиниці виміру	Номер варіанту								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Максимальні робочі струми фідерів контактної мережі	$I_{роб.макс1}, A$	530	550	430	510	420	540	440	460	570
	$I_{роб.макс2}, A$	450	570	420	490	410	550	430	470	520
	$I_{роб.макс3}, A$	560	490	470	550	420	530	450	435	555
	$I_{роб.макс4}, A$	-	520	-	535	-	510	-	440	-
	$I_{роб.макс5}, A$	-	420	-	495	-	525	-	410	-
Діючі значення ефективних струмів по фазах	$I'd, A$	480	500	480	400	470	500	420	430	490
	$I''d, A$	300	450	350	340	450	430	360	360	370
Повздовжнє електропо-стачання 27,5кВ, (ДПР)	$P_y, кВт$	900	750	650	850	840	760	780	920	100
	K_c	0.5	0.48	0.55	0.4	0.48	0.6	0.5	0.57	0.54
	$\cos\varphi$	0.92	0.93	0.92	0.95	0.92	0.92	0.94	0.92	0.93





Тягова підстанція змінного струму схема 2										
Найменування параметру	Одиниці виміру	Номер варіанту								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потужність короткого замикання на шинах високої напруги районних підстанцій	Скрп1, МВА	3500	2500	4000	3100	4000	3500	3200	3100	4200
	Скрп2, МВА	2500	3600	3000	3900	3100	3600	2800	3600	3700
Номер підстанції	ТП	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номінальна висока напруга підстанції	U1н, кВ	220	220	220	110	110	220	220	220	110
Потужність трансформатора власних потреб	Ствп, кВА	400	630	250	400	250	400	250	630	400
Довжини повітряних ліній	L1, км	66	70	72	68	78	75	74	65	63
	L2, км	74	71	83	64	56	70	85	84	80
	L3, км	35	37	39	45	39	50	47	43	48
	L4, км	48	31	35	43	42	48	41	46	42
	L5, км	43	35	33	41	49	41	38	43	39
	L6, км	38	36	37	46	47	42	37	42	48
	L7, км	50	46	49	43	33	50	41	36	37
	L8, км	39	48	41	42	31	35	36	46	45
	L9, км	37	50	45	47	35	33	38	37	44
	L10, км	49	43	33	50	43	35	33	46	49
Довжина лінії до районного споживача	Lрп, км	6	5	23	27	25	19	9	8	7
Районні споживачі		3, 10, 12	1, 5, 7	15, 21, 22	10,17,19	9, 13, 14	23, 28, 30	24, 26, 27	27, 30, 31	9,10, 12

Продовження таблиці

Найменування параметру	Одиниці виміру	Номер варіанту								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Максимальні робочі струми фідерів контактної мережі	$I_{роб.макс1}, A$	550	430	460	570	510	420	530	550	490
	$I_{роб.макс2}, A$	570	420	470	520	490	410	450	570	550
	$I_{роб.макс3}, A$	490	470	435	555	550	420	560	490	535
	$I_{роб.макс4}, A$	520	-	440	-	535	-	-	520	-
	$I_{роб.макс5}, A$	420	-	410	-	495	-	-	420	-
Діючі значення ефективних струмів по фазах	$I'd, A$	500	420	430	500	480	500	480	400	470
	$I''d, A$	430	360	360	430	300	450	350	340	450
Повздовжнє електропо-стачання 27,5кВ, (ДПР)	$P_y, кВт$	850	840	760	100	900	750	650	650	850
	K_c	0.4	0.48	0.6	0.54	0.5	0.48	0.55	0.55	0.4
	$\cos\varphi$	0.95	0.92	0.92	0.93	0.92	0.93	0.92	0.92	0.95



Години	Водопостачання та каналізація	Котельня	Вагоноремонтний завод	Компресорна	Рем-мех майстерні	Завод зал.бет виробів	Нафтоперер. завод	Машбуд завод	Хім завод	Локомотив завод
0-1	100	80	35	38	35	70	96	80	35	56
1-2	100	80	19	35	35	18	92	80	35	56
2-3	100	80	14	35	35	0	92	70	35,	56
3-4	100	80	21	35	35	18	92	78	35	56
4-5	100	80	21	35	35	0	92	78	35	100
5-6	100	80	23	40	35	16	92	78	35	100
6-7	100	80	38	60	35	0	96	76	35	90
7-8	100	100	56	98	75	16	96	100	77	90
8-9	100	60	78	100	100	34	99	95	100	90
9-10	100	80	65	98	100	72	99	92	100	90
10-11	100	80	55	78	98	84	99	90	95	95
11-12	100	80	83	75	80	84	92	85	80	92
12-13	100	80	64	98	50	36	94	95	50	92
13-14	100	80	100	80	75	52	94	93	75	92
14-15	100	60	64	80	90	72	94	83	90	92
15-16	100	80	58	75	82	82	94	98	85	83
16-17	100	100	70	80	75	36	100	98	76	83
17-18	100	80	80	80	80	82	100	98	80	83
18-19	100	80	67	75	90	72	100	85	90	80
19-20	100	80	98	78	82	84	100	98	83	80
20-21	100	80	58	80	100	100	96	98	100	80
21-22	100	80	70	60	98	84	96	98	97	80
22-23	100	80	43	60	62	100	96	80	65	55
23-24	100	80	35	40	58	84	96	80	55	55



Години	Сільськогосп споживачі	Завод будматері	Текстиль фабрика	Тепловозне депо	Вагонне депо	Залізн вузол	Локомотив депо	Освітлення і побут. навантаж	Завод елтехн обл.-ня	Металург завод	Кольорова металургія
0-1	30	70	85	30	45	70	53	50	95	50	30
1-2	25	82	85	60	50	65	45	23	95	55	25
2-3	25	74	62	45	45	65	39	23	95	48	25
3-4	25	85	62	10	50	65	30	23	95	45	25
4-5	90	78	72	30	55	60	33	23	95	49	90
5-6	90	80	80	38	55	60	30	23	95	51	90
6-7	100	82	90	28	60	85	37	40	95	55	100
7-8	95	76	92	63	75	95	45	58	100	70	95
8-9	70	95	92	20	95	90	80	58	100	93	75
9-10	40	96	92	52	85	80	100	45	100	100	40
10-11	40	98	90	87	100	80	90	45	100	95	40
11-12	60	99	83	96	80	80	66	35	90	83	60
12-13	80	95	94	52	50	55	73	35	100	86	80
13-14	95	93	94	90	75	80	90	35	100	96	90
14-15	90	95	94	80	95	85	86	45	100	88	85
15-16	50	90	85	52	85	90	60	60	100	83	50
16-17	40	94	85	40	90	90	65	95	93	85	42
17-18	40	100	85	80	55	95	70	100	93	89	45
18-19	40	98	85	100	65	95	65	100	93	81	45
19-20	45	100	85	22	90	95	50	100	93	75	45
20-21	45	95	78	64	85	100	53	100	93	78	38
21-22	35	93	88	76	75	85	82	95	93	72	30
22-23	30	91	88	53	60	85	79	80	93	65	30
23-24	30	70	85	50	45	70	68	50	93	56	30



Години	Моторвагонне депо	Зовн осв-ня	Вугільна шахта	Харчова промисловість	Щебеневий завод	Вокзал	Водопостачання	Деревообр фабрика	Електровозне депо	Загальноміське навантаження
0-1	50	100	30	77	72	83	80	50	30	87
1-2	25	60	20	50	62	77	80	50	30	75
2-3	25	30	10	64	85	100	80	50	60	100
3-4	25	30	26	50	85	84	80	50	45	87
4-5	25	30	20	100	85	33	80	50	10	38
5-6	40	30	25	30	72	39	80	50	30	38
6-7	50	30	35	42	85	83	80	95	38	87
7-8	50	30	55	37	20	39	100	100	28	38
8-9	42	0	80	79	56	22	60	100	62	25
9-10	42	0	65	96	80	39	80	100	20	38
10-11	38	0	55	77	62	39	80	97	55	38
11-12	38	0	83	100	45	39	80	85	85	25
12-13	38	0	65	58	62	22	80	97	95	25
13-14	42	0	100	99	62	39	60	97	55	38
14-15	60	0	65	89	58	22	80	97	90	25
15-16	95	0	55	62	22	22	100	75	80	25
16-17	100	100	70	42	5	22	80	80	55	25
17-18	100	100	80	5	58	39	80	80	40	38
18-19	100	100	65	62	79	22	80	80	80	25
19-20	100	100	95	100	100	64	80	65	100	25
20-21	95	100	55	79	81	22	80	80	30	25
21-22	90	100	70	81	57	22	80	80	62	38
22-23	46	100	45	58	38	39	80	80	75	38
23-24	46	100	30	38	78	76	80	50	50	75



ДОДАТОК 9 – ПРИКЛАД ОФОРМЛЕННЯ

Київський електромеханічний фаховий коледж

Циклова комісія відділення «Електропостачання»

Курсовий проект

з предмету «Електричні станції та підстанції»
на тему «Устрій та експлуатація підстанції тягової постійного струму»

Студента 3 курсу, групи 3....ЕЛ-9

(прізвище та ініціали)

Керівник _____

(посада, прізвище та ініціали)

За національною шкалою _____

Члени комісії:

(підпис)

(прізвище та ініціали)

(підпис)

(прізвище та ініціали)

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Київ 202..



Київський електромеханічний фаховий коледж

Циклова комісія відділення «Електропостачання»

Пояснювальна записка
до курсового проєкту на тему:

«ПІДСТАНЦІЯ ТЯГОВА ПОСТІЙНОГО СТРУМУ»
КЕМТ. КП ЕЛ 01.00.00 ПЗ

Виконав студент 3 курсу групи 3.... ЕЛ
відділення 141 «Електропостачання»

Керівник

202..



Відділення очне

Циклова комісія підготовки за освітньою програмою «Електропостачання»

Освітньо-кваліфікаційний рівень – молодший спеціаліст

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Електропостачання»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Голова циклової комісії

«___» _____ 202.. р.

З А В Д А Н Н Я
НА КУРСОВИЙ ПРОЄКТ СТУДЕНТУ

_____ (прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Тема проєкту Підстанція тягова постійного струму

Керівник проєкту: _____ (прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Вихідні дані до проєкту:

Схема первинного електропостачання та розміщення тягових підстанцій з зазначенням відстані між ними та потужності джерел живлення (в додатку)

$S_{кз1}$	$S_{кз2}$	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5	L_6	L_7	$L_{рн}$
3000	2500	27	30	23	19	17	16	13	4

Значення первинної номінальної напруги підстанції 35 (кВ)

Тип підстанції: тупикова, відпайкова, транзитна, опорна;

Напруга контактної мережі 3,3 кВ

Максимальні робочі струми живлячих ліній контактної мережі: $I_{1рм}=2100\text{A}$,
 $I_{2рм}=2500\text{ A}$, $I_{3рм}=1900\text{ A}$.

Найменування споживачів	Номінальна напруга, кВ	Встановлена потужність, кВт	Коефіцієнт попиту, в.о.	Коефіцієнт потужності в.о.
Залізничний вузол	10	1500	0,5	0,93
Локомотивне депо	10	1000	0,45	0,92
Вагонне депо	10	800	0,5	0,92

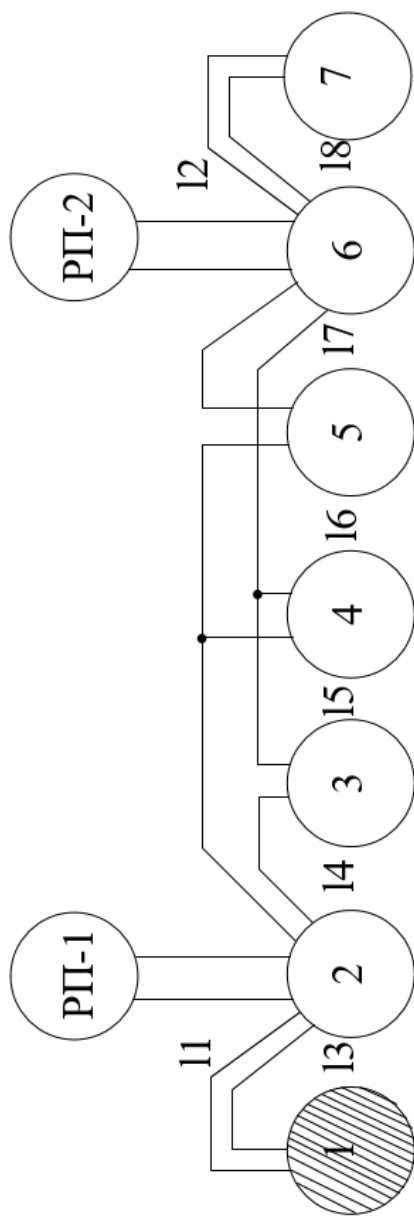
Встановлені потужності, номінальні напруги, категорія, коефіцієнти попиту і потужності нетягових споживачів

Потужність трансформатора власних потреб $S_{ТВП}=400 \text{ кВ}\cdot\text{А}$

Зграджуючий пристрій: Дволанковий резонансно-аперіодичний.



Схема зовнішнього електропостачання

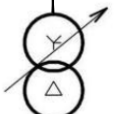
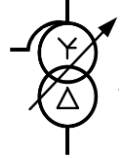
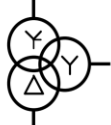
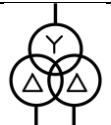
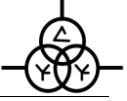
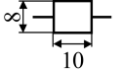
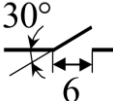
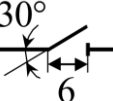
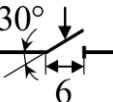


Керівник проекту

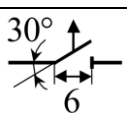
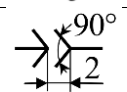
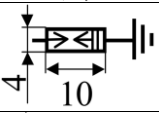
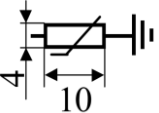
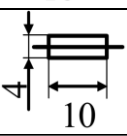
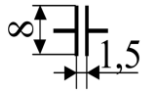
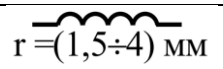
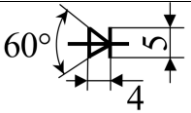
(підпис)



ДОДАТОК 10 – УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ В СХЕМАХ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ЗГІДНО З ЄСКД

№	Вид елемента	Код	Графічне позначення
	1	2	3
1	Трансформатор	Т	
	- двообмотковий		 Ø 10 мм
	- двообмотковий з РПН		 Ø 10 мм
	- автотрансформатор з РПН		 Ø 10 мм
	- триобмотковий		 Ø 10 мм
	- з розщепленою обмоткою НН		 Ø 10 мм
2	Реактор		 Ø 10 мм
3	Трансформатор струму	ТА	 Ø 6 мм
4	Трансформатор напруги	TV	 Ø 8 мм
5	Вимикач	Q	
6	Автоматичний вимикач		
7	Рубильник	QS	
8	Роз'єднувач	QS	
9	Короткозамикач	QN	

Продовження таблиці 111111

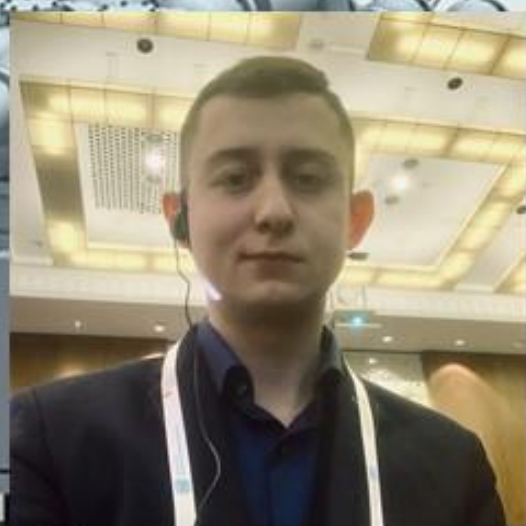
	1	2	3
10	Відокремлювач	QR	
11	Роз'ємне з'єднання		
12	Розрядник вентильний або магнітовентильний	FV	
13	Обмежувач перенапруги	FV	
14	Запобіжник	F	
15	Заземлення		
16	Конденсатор	C	
17	Котушка індуктивності	L	
18	Діод	VD	



Клещов Антон Йосипович – PhD, лауреат премії Верховної ради України в галузі фундаментальних і прикладних досліджень та науково – технічних розробок. Національний координатор проєктів в Україні, Організація Об'єднаних Націй з промислового розвитку. Автор більше 40 наукових робіт, в тому числі тих що входять до видань наукометричних баз Scopus та Web of Science.



Терентьев Олег Маркович – д.т.н., професор кафедри електромеханічного обладнання енергоємних виробництв КПІ ім. Ігоря Сікорського. Нагороджений знаками «Відмінник освіти України», та «Викладач дослідник». Засновник наукового напрямку «Фізико-технічні основи керування внутрішнім потенціалом середовищ». Підготував 5 кандидатів технічних наук. Опублікував більше 300 наукових і науково-методичних праць, в тому числі тих що входять до видань наукометричних баз Scopus та Web of Science. Автор 43 патентів.



Кудільчак Степан Вікторович – автор наукової роботи, що входить до фахового видання категорії В. Основний напрямок наукової діяльності - підвищення ресурсоефективності технологічних процесів за рахунок нормалізації параметрів якості електроенергії.