

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ Лебединський І.Л.
“ ____ ” _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “Розрахунок параметрів обладнання , режимів роботи електричних мереж та захист електрообладнання підстанції від прямих ударів блискавки”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Квач А.А.

Виконав студент гр. ЕТдн-61п

Єфімов Г.П.

Керівник, старший викладач

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2020 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу бакалавра
Квача Антона Андрійовича

Тема роботи: **“Розрахунок параметрів обладнання , режимів роботи електричних мереж та захист електрообладнання підстанції від прямих ударів блискавки”**

1 затверджено наказом по університету № _____ від

_____ 2 Термін здачі студентом завершеної роботи

3 Вихідні дані до роботи задана схема електричної мережі, споживачі мережі, їх потужність і категорія

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- та захист електрообладнання підстанції від прямих ударів блискавки.

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

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	27.04.-10.05.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	11.05.-18.05.2020	
3	Розрахунок релейного захисту	19.05.-25.05.2020	
4	Захист електрообладнання підстанції від прямих ударів блискавки.	26.05.-01.06.2020	
5	Оформлення роботи	02.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-61п _____

Квач А.А.

Керівник роботи _____

Єфімов Г.П.

РЕФЕРАТ

с. 67, Рис. 12, табл. 18, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання , режимів роботи електричних мереж та захист електрообладнання підстанції від прямих ударів блискавки.” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, елек-тротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Квач А.А.; керівник Г.П. Єфімов. - Суми: СумДУ, 2020. - 67 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі.

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения, трехфазное короткое замыкание, дифференциальная токовая защита трансформатора, потери мощности в сети.

electric network, consumer, category, power, transformer, power line, wire, resistance, voltage, equivalent circuit, flow distribution, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differential current protection, power loss in the network.

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Захист електрообладнання підстанції від прямих ударів блискавки.

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

	Зміст	5
Вступ		6
1.1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	7
1.2	Вибір напруги ліній	7
1.3	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів	9
1.4	Складання розрахункової схеми заміщення мережі	13
2	Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ	24
2.1	Вибір потужності силових трансформаторів	24
2.2	Вибір схеми електричних з'єднань підстанції	26
2.3	Вибір трансформаторів власних потреб	27
2.4	Розрахунок струмів короткого замикання	30
2.5	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин	32
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	36
2.7	Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)	40
2.8	Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	41
2.9	Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина	42
3	Розрахунок релейного захисту	43
3.1	Розрахунок уставок максимального струмового захисту ВЛ 10 кВ	44
4	Захист електрообладнання підстанції від прямих ударів блискавки	54
4.1	Захист від прямих ударів блискавки	54
4.2	Зовнішня блискавкозахисна система	55
	Висновки	63
	Література	64
	Додаток А	66
	Додаток Б	67

					<i>БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Квач А.А.</i>			Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж та захист електрообладнання підстанції від прямих ударів блискавки	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ефімов Г.П.</i>					5	67
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУзр.ЕТдн-61п</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		<i>Лебединский И</i>						

Вступ

Енергетика - це ключовий фактор у світі на межі третього тисячоліття. Без того чи іншого виду енергії не можна уявити собі життя людства. Еволюція способу життя, зростання населення планети, неухильне розвиток виробництва і практично будь-яка активна діяльність людини пов'язані з ростом споживання різної енергії. Таким чином очевидно, що проблема енергозбереження і, як наслідок, обліку споживання енергоресурсів надзвичайно актуальна як на державному рівні, так і для окремо взятих підприємств, в першу чергу - промислових.

В процесі виконання роботи необхідно вирішити наступні завдання :

- По заданим навантаженням і довжині ліній вибрати напругу мережі;
- По напрузі мережі і навантажень вибрати тип проводів повітряних ліній ;
- По напрузі мережі і навантажень вибрати трансформатори ;
- Визначити питомі параметри ЛЕП і каталожні дані трансформаторів . Виконати розрахунок параметрів схеми заміщення лінії і трансформаторів. Визначити наведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів).

- скласти розрахункову схему заміщення мережі та визначити розрахункові навантаження вузлів мережі (з урахуванням втрат в гілках намагнічування трансформаторів і реактивної потужності, що генерується лініями);

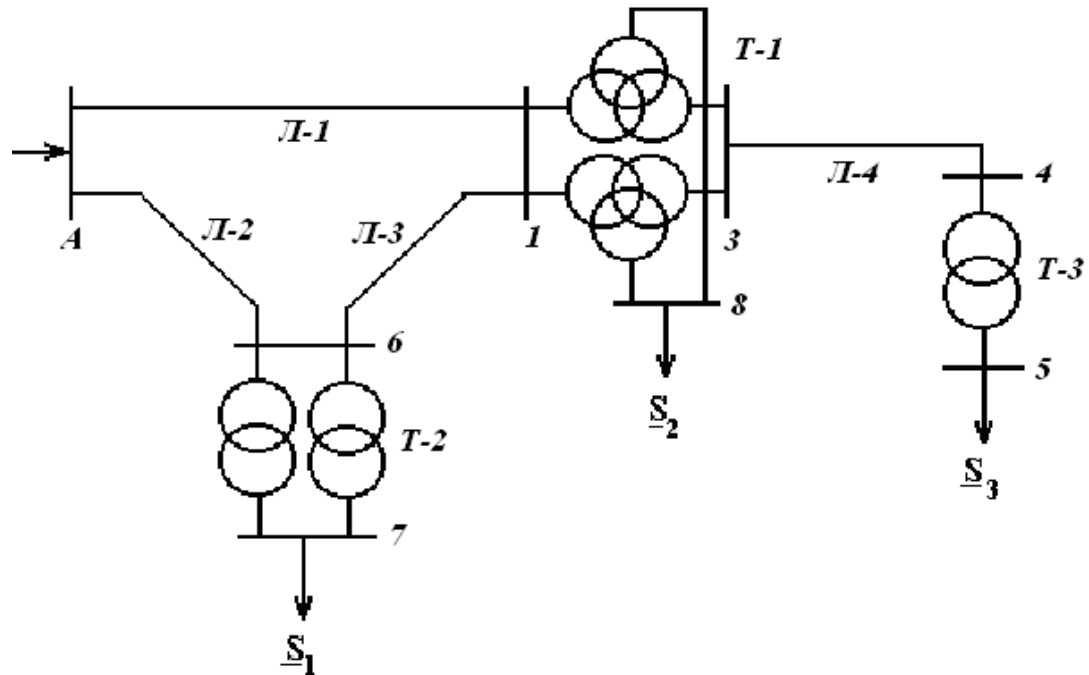
- Виконати розрахунок нормального режиму замкнутої мережі (всі лінії включені в роботу) для двох випадків: режим максимального навантаження (задані) і режим максимального навантаження (прийняти рівною 50% від заданої). Визначити напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі. Виконати аналіз отриманих результатів .

- Рахуючи лінію Л-1 аварійно відключеною, виконати розрахунок режиму розімкнутої мережі. Визначити напругу у вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в гілках. Перевірити допустимість режиму за рівнями напруг і по нагріванню проводів;

- при необхідності запропонувати способи регулювання напруги в вузлах навантаження.

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій



Малюнок 1.1. Однолінійна електрична схема заданої електричної мережі
На малюнку 1 представлена схема з'єднань заданої електричної мережі. Дана мережа харчується від джерела напруги А.

Схема містить 4 лінії електропередач (ЛЕП):

- лінія Л-1 довжина 45 км
- лінія Л-2 довжина 30 км
- лінія Л-3 довжина 30 км
- лінія Л-4 довжина 10 км

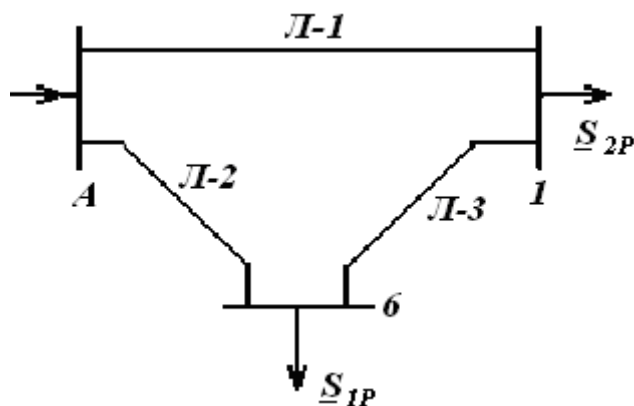
До обмотці нижчого напруги Т-2 підключена $S - 170 + j30$ МВА. Через лінію Л-1 підключений трансформатор Т-1, до обмотки нижчої напруги якого, підключений через лінію Л-4 трансформатор Т-3 з навантаженням $S - 320 + j10$ МВА. До обмотки середньої напруги трансформатора Т-1 підключений споживач потужністю $S - 230 + j15$ МВА.

1.2 Вибір напруги ліній

Приймемо навантаження вузла 6 рівній навантаження вузла 7, а навантаження вузла 1 рівній навантаження вузлів 5 і 8.

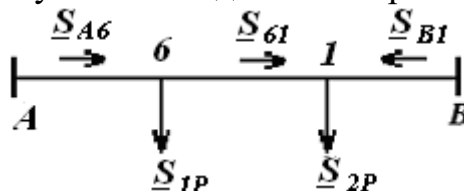
Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (малюнок 2).

										Арк.
										7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						



Малюнок 1.2 Замкнута мережа

Розімкніть замкнуту мережу, наведену на малюнку 2, за джерелом живлення А (малюнок 3), позначемо потужності на ділянки мережі.



Малюнок 1.3 Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі

$$\underline{S}_{A6} = \frac{\underline{S}_{1P}l_{6B} + \underline{S}_{2P}l_{IB}}{l_{AB}} = 67,14 + j32,43 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{6I} = \underline{S}_{A6} - \underline{S}_{1P} = -2,85 + j2,14 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{BI} = \underline{S}_{2P} - \underline{S}_{6I} = 42,854 + j22,85 \text{ MVA}.$$

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (малюнок 2).

$$U_L = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_L}}}$$

Таблиця 1.1 Напруження на ділянках мережі

номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	45	30	30
Напруга ділянки, кВ	120	33	136

Приймаємо напруга в замкнутій мережі 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній

$$I = \frac{S_L}{\sqrt{3}U_L}$$

Таблиця 1.2 Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	280	200	430

Вибираємо марки проводів

Таблиця 1.3 Марка проводів

лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і переріз провода	АС-185	АС-240	АС-120

Лінія Л-4 15 км провід АС-70

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція з трансформатором Т-1.

Потужність трансформатора Т-1 визначається сумою потужностей навантажень $\underline{S}_2, \underline{S}_3$.

$$\underline{S}_{T-1} = \underline{S}_3 + \underline{S}_2 = 50 + j25 \text{ МВА.}$$

Підстанція з трансформатором Т-2

Потужність трансформатора визначається по потужності навантаження $\underline{S}_1 70 + j 30 \text{ МВА.}$

Потужність підстанції з трансформатором Т-3 визначається потужністю навантаження $\underline{S}_3 20 + j 10 \text{ МВА.}$

Вибір трансформаторів

Використовуємо таблицю взятую з довідника з відповідними даними [4]

Тип трансформаторів: Т-1 АТДЦТН-63000/220/110

Т-2 ТРДЦН- 10 0000/220

Т-3 ТДН-40000/110

1.3 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів.

1.3.1 Розрахуємо параметри ліній в даній схемі

За даними умови (1.2.1.) Знаходимо:

Питомий активний опір лінії (R_o) знаходимо за каталожними даними [3]: $R_o = 0,099 \text{ Ом / км,}$

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Питомий реактивний опір лінії (X_0) знаходимо за каталожними даними [3]: $X_0 = 0,155 \text{ Ом / км}$,

Питома місткість провідності лінії (b_0) знаходимо за каталожними даними [3]: $b_0 = 2,78 * 10^{-6} \text{ См / км}$.

Довжина лінії $l_1 = 45 \text{ км}$, (1.2.1.)

Тоді :

Активний опір лінії знаходиться по формулі [1]:

$$R_{л1} = R_0 * l_1 = 0,099 * 45 = 4,455 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір лінії знаходиться по формулі [1]:

$$X_{л1} = X_0 * l_1 = 0,155 * 45 = 6,975 \text{ Ом.}$$

Зарядна потужність знаходиться за формулою [1]:

$$Q_{л1} = U^2 * b_0 * l_1 / 2 = 220^2 * 2,78 * 10^{-6} * 30 / 2 = 3,03 \text{ МВАр.}$$

Аналогічно проводимо розрахунок активного і реактивного опорів, а також з рядної потужності для інших ліній.

Таблиця 1.4 Вихідні параметри ліній [3]

	$R_0 \text{ Ом / км}$	$X_0 \text{ Ом / км}$	$b_0 \text{ См / км}$
Л-1	0,099	0,155	0,000278
Л-2	0,12	0,41	0,000264
Л-3	0,25	0,43	0,000269
Л-4	0,43	0,44	0,000257

Параметри лінії Л-2

$$R_{л2} = R_0 * l_2 = 0,12 * 30 = 3,60 \text{ Ом.}$$

$$X_{л2} = X_0 * l_2 = 0,41 * 30 = 12,30 \text{ Ом.}$$

$$Q_{л2} = U^2 * b_0 * l_1 / 2 = 220^2 * 2,64 * 10^{-6} * 30 / 2 = 1,92 \text{ МВАр.}$$

Параметри лінії Л-3

$$R_{л3} = R_0 * l_3 = 0,25 * 30 = 7,50 \text{ Ом.}$$

$$X_{л3} = X_0 * l_3 = 0,43 * 30 = 12,90 \text{ Ом.}$$

$$Q_{л3} = U^2 * b_0 * l_1 / 2 = 220^2 * 2,69 * 10^{-6} * 30 / 2 = 1,95 \text{ МВАр.}$$

Параметри лінії Л-4

$$R_{л4} = R_0 * l_4 = 0,43 * 10 = 4,30 \text{ Ом.}$$

$$X_{л4} = X_0 * l_4 = 0,44 * 10 = 4,40 \text{ Ом.}$$

$$Q_{л4} = U^2 * b_0 * l_1 / 2 = 110^2 * 2,61 * 10^{-6} * 15 / 2 = 0,155 \text{ МВАр.}$$

										Арк.
										10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Розрахуємо параметри трансформаторів в даній схемі

Розрахуємо параметри трансформатора Т-1

Таблиця 1.5 Параметри трансформатора Т-1 [3]

Тип	S _{ном} МВА	каталожні дані								
		U _{ном} обмоток, кВ			U _{до} , %			$\Delta P_{к}$,	$\Delta P_{х}$,	$I_{х}$,
		ВН	СН	НН	В- С	В-Н	С-Н	кВт	кВт	%
АТДЦТН- 63000/220/110	63	230	121	38,5	11	35,7	21,9	215	45	0,5

Таблиця 1.6 Продовження

R _т Ом			X _т Ом			$\Delta Q_{х}$ кВАр
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315

В каталозі задані напруги відповідні досвіду К.З., використовуючи котрі можна знайти напруги К.З. в кожній обмотці за формулами [3]. Знайдемо напруги КЗ для променів схеми заміщення:

$$U_{КВ} = 0,5(U_{КВ-С} + U_{КВ-Н} - U_{КС-Н}) = 0,5(11 + 35,7 - 21,9) = 12,4 \%$$

$$U_{КС} = 0,5(U_{КВ-С} - U_{КВ-Н} + U_{КС-Н}) = 0$$

$$U_{КН} = 0,5(-U_{КВ-С} + U_{КВ-Н} + U_{КС-Н}) = 0,5(-11 + 35,7 + 21,9) = 23,3 \%$$

Параметри схеми заміщення паралельно включених АТ-1

Так як у вихідній схемі в ланцюг включені два паралельно працюючих однотипних трансформатора, то для спрощення розрахункової схеми можливі спрощення:

Опір двох паралельно працюючих трансформаторів [3]

$$R_{ТВ} = R_{ТС} = 0,5 * 1,4 = 0,7 \text{ Ом}$$

$$R_{ТН} = 0,5 * R'_{ТН} = 0,5 * 2,8 = 1,4 \text{ Ом.}$$

$$X_{ТВ} = 0,5 * X'_{ТВ} = 0,5 * 104 = 52 \text{ Ом.}$$

$$X_{ТВ} = 0,5 * X'_{ТС} = 0.$$

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_{ТН}=0,5 \cdot X'_{ТН}=0,5 \cdot 195,6=97,8 \text{ Ом.}$$

$$\Delta S_{ХТ1}=2\Delta P'_{Х}+j2\Delta Q'_{Х}=0,09+j0,63 \text{ МВА.}$$

Розрахуємо параметри трансформатора Т-2

Таблиця 1.7 Параметри трансформатора Т-2 [5]

Тип	Номинальна потужність, МВА	Поеднання зусиль, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ,%	Струм ХХ,%
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТРДЦН- 10 0000/220	100	230	11	115	360	12	0,7

Розрахуємо опори і втрати х.х. для другого трансформатора:

Активний опір обумовлено втратами активної потужності в усіх обмотках трансформатора і знаходиться з досвіду К.З. за формулою [3]:

$$R'_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{360 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{100000^2} = 1,90 \text{ Ом}$$

По напрузі К.З. можна знайти реактивний опір в кожній обмотці трансформатора [3]:

$$X'_{\text{общ}} = \frac{U_K \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{12 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 100000} = 63,48 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо також втрати реактивної потужності з досвіду х.х. за формулою [1]

$$\Delta Q'_{Х} = \frac{I_X \cdot S_{НОМ}}{100} = \frac{0,7 \cdot 100000}{100} = 0,7 \text{ МВАр.}$$

. Аналогічно 2.2.1.2. знайдемо параметри схеми заміщення паралельно включених Т-2: [3]

$$R_{\text{заг}} = 0,5 \cdot R'_{\text{заг}} = 0,5 \cdot 1,74 = 0,95 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{заг}} = 0,5 \cdot X'_{\text{заг}} = 0,5 \cdot 58,08 = 31,74 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{ХТ2} = 2\Delta P'_{Х} + j 2\Delta Q'_{Х} = 0,23 + j 1,4 \text{ МВА.}$$

Розрахуємо параметри трансформатора Т-3

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Таблиця 1.8. Параметри трансформатора Т-3

Тип	Номинальна потужність, МВА	Поєднання зусиль, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТДН-40000/110	40	115	38,5	34	17 0	10,5	0,55

Аналогічно розрахуємо опір і втрати ХХ для третього трансформатора: [3]

$$R_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{170 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{40000^2} = 1,41 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{общ}} = \frac{U_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 40000} = 34,72 \text{ Ом.}$$

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} = \frac{0,55 \cdot 40000}{100} = 0,220 \text{ МВАр.}$$

$$\Delta S_{\text{ХТЗ}} = \Delta P'_X + j\Delta Q_X = 0,034 + j0,220 \text{ МВА.}$$

1.4. Складання розрахункової схеми заміщення мережі

Пояснення спрощеної схеми заміщення

Приймаємо точку 1 - шина підключена до ліній 1 і 3 з одного боку і до групи трансформаторів Т-1.

Приймаємо точку 2 - середня точка трансформаторів Т-1.

Приймаємо точку 3 - шина 110 кВ підключена до трансформатора Т-1 з однією сторони і до Т-3 з іншого.

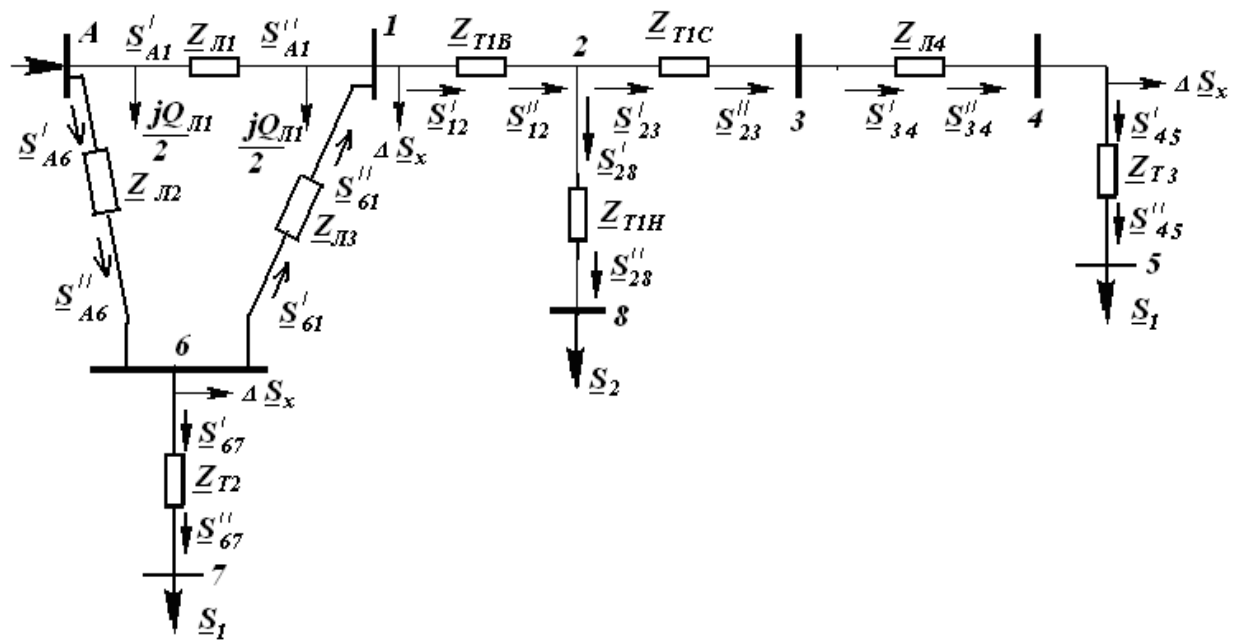
Приймаємо точку 5 - шина підключена до трансформатора Т-3 з однієї сторони і до навантаження S_3 з іншої.

Приймаємо точку 6 - шина підключена до ліній 2 і 3 з одного боку і до групи трансформаторів Т-2 з іншого.

Приймаємо точку 7 - шина підключена до Т-2 з одного боку і до навантаження S_1 з іншої.

Приймаємо точку 8 - шина підключена до Т-1 з одного боку і до навантаження S_2 з іншої.

										Арк.
										13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ					



Малюнок 1.4 Схема заміщення мережі

При розрахунку потужностей йдемо в напрямку від відомих потужностей потр е Бітела до шуканої потужності на вході ланцюга розрахункової згідно зі схемою заміщення (використовуючи формули [1], [2]).

Розраховуємо потужність в точці 5

$$S_{56} = S_3 + \Delta S_{XT3} + Z_{T3} * \frac{S_3^2}{U^2_{nom_t3}} =$$

$$20 + j10 + 0.034 + 0.22j + \frac{(20^2 + 10^2)(1,405 + j34,715)}{115^2} = 20,09 + j11.53$$

Розраховуємо потужність в середині лінії Л4

$$S_{450} = S_{56} - jQ_{c45} = 20,09 + j11.53 - j0.155 = 20,09 + j11.37$$

Розраховуємо потужність входить в лінію Л4:

$$S_{45} = S_{450} + Z_{45} * \frac{S_{450}^2}{U^2_{nom45}} - jQ_{c45} =$$

$$20,09 + j11.37 + \frac{(20,09^2 + 11,37^2)(4,30 + j4,40)}{110^2} - j0.155 = 20,28 + j11.41$$

1.4. 1 Розраховуємо потужність на середній обмотці напруги трансформатора Т-1:

$$S_{ts} = S_{45} + Z_{s*} * \frac{S_{45}^2}{U^2_{nom_ts}} = 20,28 + j11.41 + \frac{(20,28^2 + 11,41^2) * 0.7}{121^2} = 20,30 + j11.42$$

									Арк.
									14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Розраховуємо потужність на нижчій обмотці напруги трансформатора Т-1:

$$S_{tn} = S_2 + Z_{n*} \frac{S_2^2}{U^2_{nom_tn}} = 30 + j15 + \frac{(30^2 + 15^2)(1,4 + j97,8)}{38,5^2} = 31,06 + j89,22$$

Розраховуємо потужність на вищій обмотці напруги трансформатора Т-1:

$$S_{tv} = S_{ts} + S_{tn} = 20,30 + j11,57 + 31,06 + j89,22 = 51,37 + j100,64$$

Розраховуємо сумарну потужність навантаження в шині 3

$$S_{sum3} = S_{tv} + \Delta S_{XT1} + Z_{v*} = 51,37 + j100,64 + 0,09 + j0,63 + 51,63 +$$

j113,82

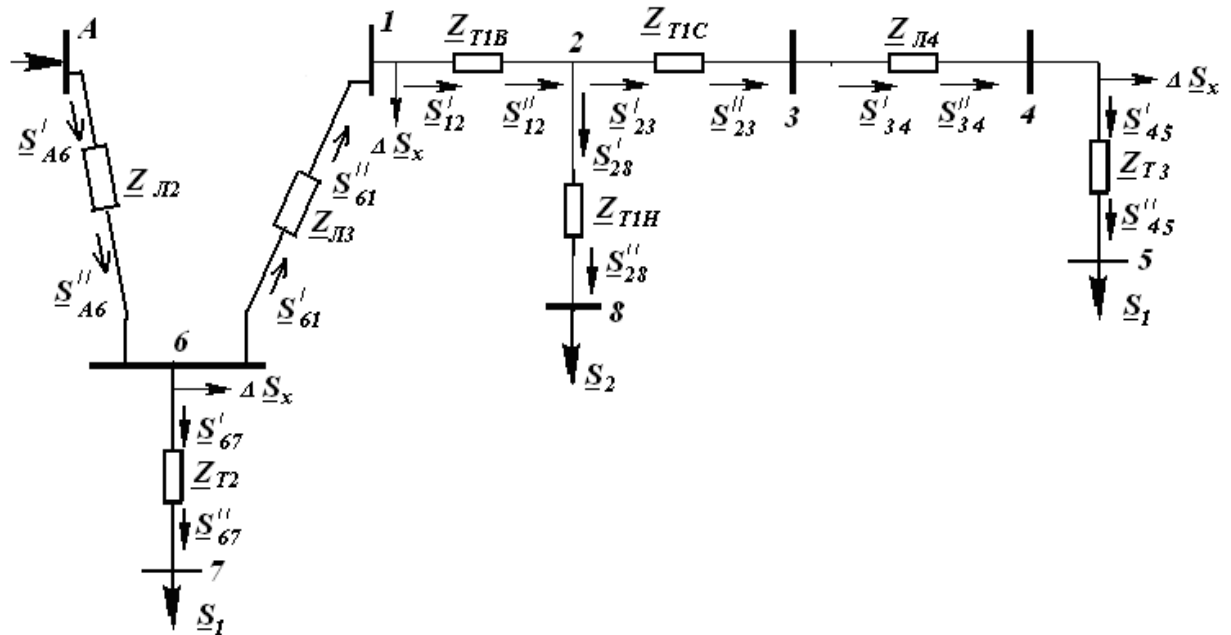
Розраховуємо сумарну потужність навантаження в точці 2

$$S_{sum3} = S_{tv} + \Delta S_{XT1} + Z_{v*} \frac{S_{tv}^2}{U^2_{nom}} =$$

$$= 51,37 + j100,64 + 0,09 + j0,63 + \frac{(51,37^2 + 100,64^2)(0,7 + j52)}{230^2} = 51,63 + j113,82$$

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

**1.4.2. Розрахунок аварійного режиму роботи мережі (лінія Л-1 - відключена)
Розрахунок потужностей аварійного режиму роботи мережі**



Малюнок 1.4.1 Аварійний режим

Розраховуємо потужність в середині лінії Л3

$$S_{320} = S_{3\text{sum}} - jQc32 = 51.63 + j114.01 - j1.95 = 51.63 + j111.87$$

Розраховуємо потужність відходить в лінію Л3 від шини 2:

$$S_{32} = S_{320} + Z_{32} * \frac{S_{320}^2}{U^2 \text{ном}32} - jQc32 =$$

$$51.63 + j111.87 + \frac{(51.63^2 + 111.87^2)(7.5 + j12.9)}{220^2} - j1.95 = 54.02 + j115.98$$

Розраховуємо потужність в середині лінії Л2

$$S_{120} = S_{32} + S_{2\text{sum}} - jQc12 = 54.02 + j115.98 + 70.44 + j38.36 - j1.92 = 124.46 + j152.42$$

Розраховуємо потужність відходить в лінію Л2 з шини 1:

$$S_{12} = S_{120} + Z_{12} * \frac{S_{120}^2}{U^2 \text{ном}12} - jQc12 =$$

$$124.46 + j152.42 + \frac{(124.46^2 + 152.42^2)(3.6 + j12.30)}{220^2} - j1.92 = 127.33 + j160.3$$

1.4.3. Розрахунок напруг аварійного режиму роботи мережі

Визначаємо напругу шини 2:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12} \cdot R_{Л2} + Q_{12} \cdot X_{Л2}}{U_1} - j \frac{P_{12} \cdot X_{Л2} - Q_{12} \cdot R_{Л2}}{U_1} = \quad [2]$$
$$= 242 - \frac{127,33 \cdot 3,6 + 160,34 \cdot 12,30}{242} - j \frac{127,33 \cdot 12,30 - 160,34 \cdot 3,6}{242} = 231,95 + j4,086 \text{ кВ.}$$

$$|U_2| = 231,99 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу шини 3 :

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{32} = U_2 - \frac{P_{32} \cdot R_{Л3} + Q_{32} \cdot X_{Л3}}{U_2} - j \frac{P_{32} \cdot X_{Л3} - Q_{32} \cdot R_{Л3}}{U_2}$$
$$= 231,99 - \frac{54,02 \cdot 7,5 + 115,98 \cdot 12,9}{231,88} - j \frac{54,02 \cdot 12,9 - 115,98 \cdot 7,5}{231,88} = 223,669 + j0,752 \text{ кВ.}$$

$$|U_3| = 223,80 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу середньої точки трансформатора Т-1:

$$U_9 = U_3 - \Delta U_{39} = U_3 - \frac{P_{sum3} \cdot R_{ТБ} + Q_{sum3} \cdot X_{ТБ}}{U_3} - j \frac{P_{sum3} \cdot X_{ТБ} - Q_{sum3} \cdot R_{ТБ}}{U_3}$$
$$= 223,80 - \frac{51,63 \cdot 0,7 + 114,01 \cdot 52}{223,67} - j \frac{51,63 \cdot 52 - 114,01 \cdot 0,7}{223,67} = 197,00 - j11,645 \text{ кВ}$$

$$|U_9| = 197,328 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу на стороні нижчої напруги трансформатора Т-1:

$$U_{70} = U_9 - \Delta U_{97} = U_9 - \frac{P_{in} \cdot R_{ТН} + Q_{in} \cdot X_{ТН}}{U_{70}} - j \frac{P_{in} \cdot X_{ТН} - Q_{in} \cdot R_{ТН}}{U_{70}}$$
$$= 197,328 - \frac{31,06 \cdot 1,4 + 89,23 \cdot 97,8}{197,347} - j \frac{31,06 \cdot 97,8 - 89,23 \cdot 1,4}{197,347} = 147,028 - j24,74 \text{ кВ.}$$

$$|U_{70}| = 149,149 \text{ кВ.}$$

Визначаємо коефіцієнт трансформації на стороні нижчої є го напруги трансформатора Т-1:

$$n_{ВН} = \frac{U_{ВН_НОМ}}{U_{НН_НОМ}} = \frac{230}{38,5} = 5,974.$$

Визначаємо напругу шини 3 :

$$U_7 = U_{70} / n_{ВН} = 149,149 / 5,974 = 24,966 \text{ кВ.}$$

									Арк.
									17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ

Визначаємо напругу на стороні середньої напруги трансформатора Т-1:

$$U_{40} = U_9 - \Delta U_{94} = U_4 - \frac{P_{ts} \cdot R_{TC} + Q_{ts} \cdot X_{TC}}{U_{70}} - j \frac{P_{ts} \cdot X_{TC} - Q_{ts} \cdot R_{TC}}{U_{70}} =$$

$$= 197.328 - \frac{20,30 \cdot 0,7 + 11,57 \cdot 0}{197,347} - j \frac{20,30 \cdot 0 - 11,57 \cdot 0,7}{197,347} = 197.274 + j357.543 \text{ кВ.}$$

$$|U_{40}| = 197.256 \text{ кВ.}$$

Визначаємо коефіцієнт трансформації на стороні середньої напруги трансформатора Т-1 :

$$n_{BC} = \frac{U_{BH_НОМ}}{U_{CH_НОМ}} = \frac{230}{121} = 1,9.$$

Визначаємо напругу шини 4 :

$$U_4 = U_{40} / n_{BC} = 197,274 / 1,9 = 103,773 \text{ кВ}$$

Визначаємо напругу шини 5 :

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = U_4 - \frac{P_{45} \cdot R_{Л4} + Q_{45} \cdot X_{Л4}}{U_4} - j \frac{P_{45} \cdot X_{Л4} - Q_{45} \cdot R_{Л4}}{U_4} =$$

$$= 103,773 - \frac{20,28 \cdot 4,3 + 11,57 \cdot 4,4}{103,773} - j \frac{20,28 \cdot 4,4 - 11,57 \cdot 4,3}{103,773} = 102,450 - j0.38 \text{ кВ.}$$

$$|U_5| = 102,450 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу на стороні нижчої напруги трансформатора Т-3:

$$U_{60} = U_5 - \Delta U_{65} = U_5 - \frac{P_{56} \cdot R_{T3} + Q_{56} \cdot X_{T3}}{U_{70}} - j \frac{P_{56} \cdot X_{T3} - Q_{56} \cdot R_{T3}}{U_{70}} =$$

$$= 102.453 - \frac{20,09 \cdot 1,41 + 11,53 \cdot 34,72}{102,453} - j \frac{20,09 \cdot 34,72 - 11,53 \cdot 1,41}{102,453} = 98.294 - j7.043 \text{ кВ.}$$

$$|U_{60}| = 98.491 \text{ кВ.}$$

Визначаємо коефіцієнт трансформації на стороні нижчої напруги трансформатора Т-3 :

$$n_{T3} = \frac{U_{BH_НОМ}}{U_{HH_НОМ}} = \frac{115}{38,5} = 2,987$$

Визначаємо напругу шини 6 :

$$U_6 = U_{60} / n_{T3} = 98.491 / 2.987 = 32.973 \text{ кВ.}$$

Визначаємо напругу на стороні нижчої напруги трансформатора Т-2:

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розраховуємо напруги в характерних точках (для замкненого кола):

$$U_{22}=U_1-\Delta U_{12}= U_1 - \frac{P_{12} \cdot R_{Л2} + Q_{12} \cdot X_{Л2}}{U_1} - j \frac{P_{12} \cdot X_{Л2} - Q_{12} \cdot R_{Л2}}{U_1} =$$

$$242 - \frac{35,40 \cdot 3,6 + 16,61 \cdot 12,30}{242} - j \frac{35,40 \cdot 12,30 - 16,61 \cdot 3,6}{242} = 240,63 - j1,551 \text{ кВ.}$$

$$|U_{22}|=240,633 \text{ кВ}$$

$$U_3=U_1-\Delta U_{13}= U_1 - \frac{P_{13} \cdot R_{Л1} + Q_{13} \cdot X_{Л1}}{U_1} - j \frac{P_{13} \cdot X_{Л1} - Q_{13} \cdot R_{Л1}}{U_1} =$$

$$242 - \frac{61,56 \cdot 3,6 + 48,18 \cdot 12,30}{242} - j \frac{61,56 \cdot 12,30 - 48,18 \cdot 3,6}{242} = 239,478 - j0,887 \text{ кВ.}$$

$$|U_3|=239,479 \text{ кВ}$$

$$U_{21}=U_3-\Delta U_{32}= U_3 - \frac{P_{32} \cdot R_{Л3} + Q_{32} \cdot X_{Л3}}{U_3} - j \frac{P_{32} \cdot X_{Л3} - Q_{32} \cdot R_{Л3}}{U_3} =$$

$$239,479 - \frac{35,52 \cdot 7,5 + 16,6 \cdot 12,9}{239,479} - j \frac{35,52 \cdot 12,9 - 16,6 \cdot 7,5}{239,479} = 237,477 - j2,288 \text{ кВ}$$

$$|U_{21}|=237,477 \text{ кВ}$$

Похибка по напрузі в точці розриву

$$\delta U = \frac{|U_{22} - U_{21}| \cdot 100\%}{U_{22}} = \frac{(240,633 - 237,477) \cdot 100\%}{240,633} = 1,312 \%$$

									Арк.
									23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ

2. Розрахунок електричної частини підстанції.

110/10 кВ.

Вихідні дані

1. Потужність та тип трансформатора $S_H = 16$ МВА.
2. Потужність короткого замикання $S_{к.з} = 5100$ МВА.
3. Живильна лінія 110 кВ опір ліній $X_L = 5,04$ Ом.
4. Опір трансформатора $X_T = 88$ Ом.

Таблиця 13 - Вихідні дані для проектування навантаження споживачів у плинні доби

Номер варіа-	Навантаження в % від потужності												
	/го-дин	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
10		45	45	60	90	90	70	70	95	95	130	150	100

2.1. Вибір потужності силових трансформаторів

Для підстанцій були вибрані трансформатори потужності $S=16$ МВА типу ТМН. Більш точніше вибрані трансформатори, враховуючи графік навантаження рис.1.1.

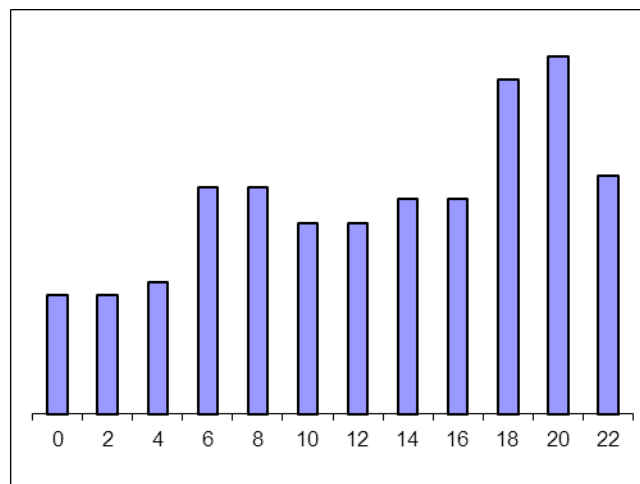


Рис.1.1. Графік навантаження підстанції.

Таблиця №2.1 - Навантаження споживачів на протязі доби

Часы	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{НОМ},\%$	45	45	60	90	90	70	70	95	95	130	150	100
$S, МВА$	7,2	7,2	9,6	14,4	14,4	11,2	11,2	15,2	15,2	20,8	24	16

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворюємо в двоступінчатий. Початкове навантаження еквівалентного графіку визначається по формулі:

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.1),$$

де S_1, S_2, \dots, S_n - власне навантаження першої, другої, n -го ступені графіку навантаження, розташованій нижче лінії номінальної потужності трансформатора, t_1, t_2, \dots, t_n - тривалість ступені, година

$$K_1 = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{7,2^2 \cdot 4 + 9,6^2 \cdot 2 + 14,4^2 \cdot 4 + 11,2^2 \cdot 4 + 15,2^2 \cdot 4}{4 + 2 + 4 + 4 + 4}} = 0,83$$

Аналогічно визначається другий ступінь еквівалентного графіку, але при цьому беруться ступені, розташовані вище лінії номінальної потужності трансформатора :

$$K_2 = \frac{1}{S_H} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.2),$$

де S_1, S_2, \dots, S_n - навантаження вище лінії номінальної потужності трансформатора.

$$K_2 = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{20,8^2 \cdot 2 + 24^2 \cdot 2 + 16^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 1,24$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} \quad (3.3),$$

де S_{MAX} - максимальне навантаження трансформатора по графіку навантаження.

$$K_{MAX} = \frac{15}{16} = 1,5$$

Попереднє значення необхідно порівняти зі значенням , $K'_2 = K_2 \cdot 0,9 K_{MAX}$ і якщо значення K'_2 більше значення K_2 остаточно приймаємо $K_2 = K'_2$.

Так як $K'_2 = 1,24 < 0,9 \cdot 1,5 = 1,21 < 1,35$

$$K_2 = 1,35$$

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

По Госту 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду ($-1^{\circ}C$) і часу перевантаження $t_{час}$, знаходимо значення перевантаження допустиме $t = часв$ для трансформаторів з системою охолодження Д. Порівнюємо значенням K_2 по Госту і реальне. Якщо значення K_2 по Госту менше, ніж реальне це означає, що трансформатор вибраний неправильно і необхідно вибрати трансформатор більшої потужності. Для надійності приймаємо два трансформатори типу ТРДН. У разі виходу з ладу одного трансформатора, інший забезпечить живлення споживача без обмеження.

Оскільки по Госту 14209-85 $K_2 = 1,5 > 1,35$ - трансформатор вибраний правильно.

2.2. Вибір схеми електричних з'єднань підстанції

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги:

забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах;

враховувати перспективи розвитку;

допускати можливість розширення;

забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань.

При цьому варто застосовувати найпростіші схеми. Для тупикової схеми рекомендується застосовувати схему «два блоки з вимикачем у колах трансформатора і неавтоматичною перемичкою».

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

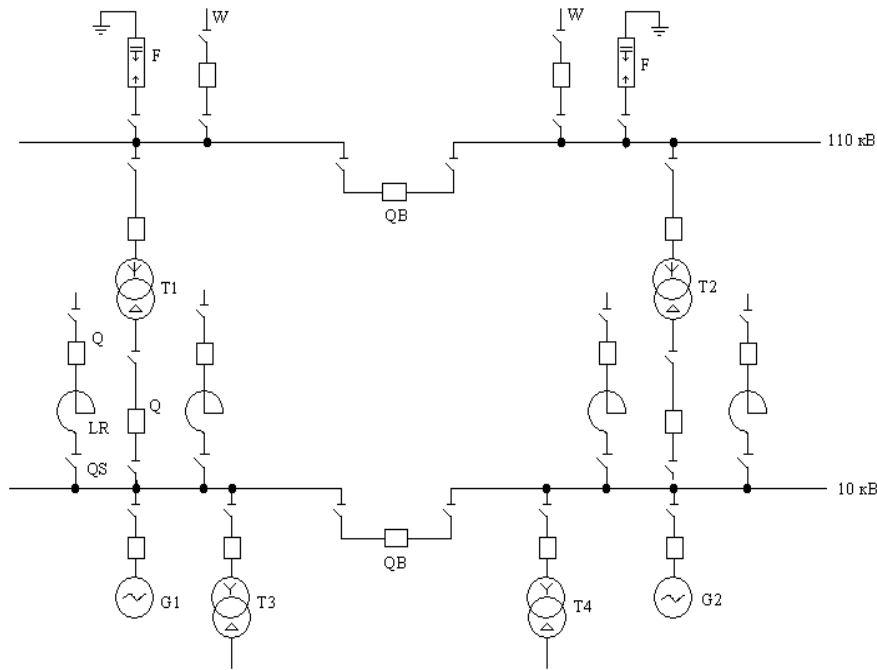


Рисунок 2.1 - Однолінійна схема електростанції середньої потужності з
РП 110 і 10 кВ:

Q- вимикач; QS –раз'єднувач; QB- вимикач секційний; W- лінія

2.3. Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами – власниками власних потреб є:

- оперативні кола
- електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, висвітлення і електроопалення приміщень;
- електропідігрівання комутаційної апаратури і т.д.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведений у табл. 1.

										Арк.
										27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Таблиця 2.2- Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ п / п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць кВт	Ко-еф. по-питу	cos φ	Спожи-вана Потуж-ність кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,86	5,72
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів проводів роз'єднувачі в зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,65	0,95	3,42
5	Освітлення ВРП	1	2	0,65	0,93	1,35
Сумарне вивантаження власних потреб кВа						17,69

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб.

Номінальна потужність вибирається з умов $S_{ТСН} \geq S_{СН}$

де $S_{ТСН}$ – потужність трансформатора власних потреб, кВа

$S_{СН}$ – потужність споживачів власних потреб, кВа.

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює

$S_{ТСР}$ 20-25 кВа

Під час ввімкнення цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень

$$S_{ТСН} = \frac{S_{ТНР} + S_{СН}}{1,2} = \frac{17,69 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВа}$$

Беремо стандартну потужність трансформатора $S_{ТСН}=40$ кВа. Остаточну для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори стандартної

						Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ

потужності, ТМ -40/10

Схема живлення власних потреб рис. 3.1.

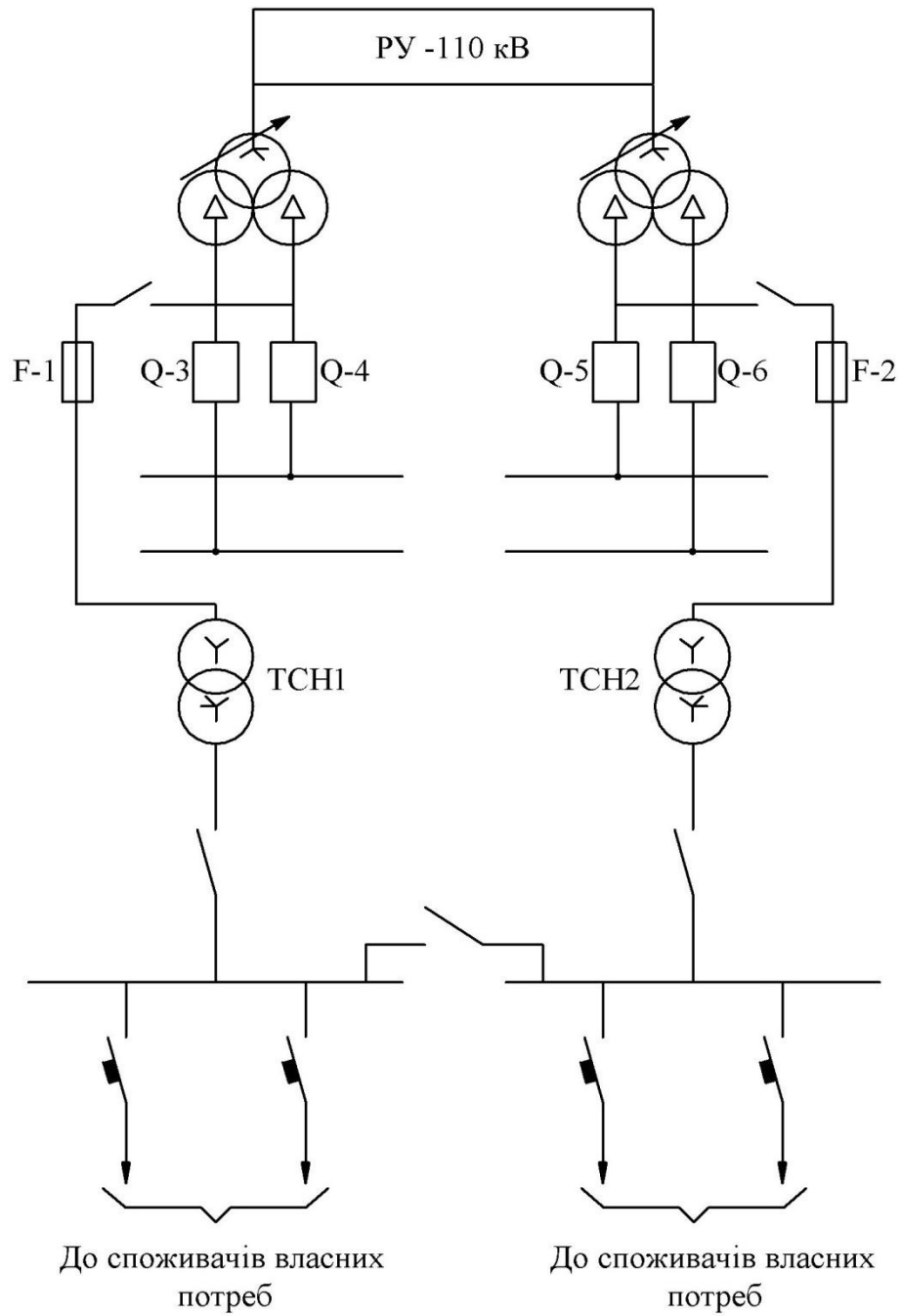


рис. 2.2.Схема живлення власних потреб

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ

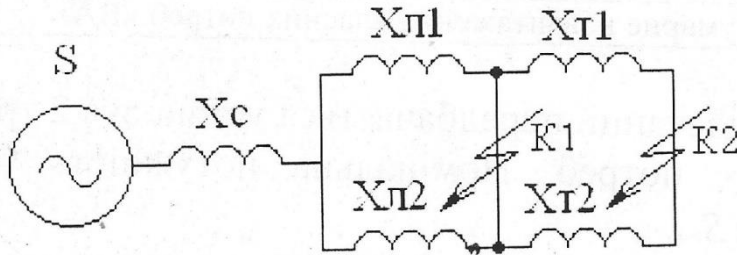
Арк.

29

2.4. Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями : схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на мал.2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_C = 2800$ МВА



Мал. 2.3. – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_B}{S_C}, \text{ Ом} \quad X_c = \frac{110^2}{5100} = 2,4 \text{ Ом}$$

Опір працюючих ліній $X_L = 5,04$ Ом; трансформаторів $X_T = 88$ Ом

Періодична складова СКЗ у точці K_1

$$I_{k1} = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L)} = \frac{110}{1,73(4,3 + 5,04)} = 6,8 \text{ кА}$$

Та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони

$$I_{k2} = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{1,73(4,3 + 5,04 + 88)} = 0,65 \text{ кА}$$

Реальний СКЗ у точці K_2

$$I_{k2} = I_{k2} \cdot \frac{110}{10} = 0,65 \cdot \frac{110}{10} = 6,5 \text{ кА}$$

Ударний струм

У точці K_1 : $I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{k1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 6,8 = 19,8 \text{ кА}$

У точці K_2 : $I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{k2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 6,5 = 14,75 \text{ кА}$

Допустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення

$$I_{nt} = I_{k1} \text{ кА для точк } K_1; I_{k1} = 6,8 \text{ кА}$$

$$I_{nt} = I_{k2} \text{ кА для точк } K_2; I_{k2} = 6,5 \text{ кА}$$

										Арк.
										30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

А періодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

$$I_a = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \text{ кА}$$

$$I_{a1} = 1,41 \cdot 8,73 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 1,1 \text{ кА}$$

$$I_{a1} = 1,41 \cdot 4,86 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,005}} = 0,86 \text{ кА}$$

Де T_a – постійна часу загасення аперіодичної складової для K_1 ;

$T_a = 0,025$ с, для K_2 - $T_a = 0,05$ с.

Інтеграл джоуля

для K_1 :
$$W_R = I_{k1}^2 (T + T_a) = I_{k1}^2 (0,06 \cdot 0,025) \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для K_2 :
$$W_R = I_{k2}^2 (T + T_a) = I_{k2}^2 (0,1 \cdot 0,05) \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для K_1 ;
$$W_R = 6,8^2 (0,06 + 0,025) = 6,48 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для K_2 ;
$$W_R = 6,5^2 (0,1 + 0,005) = 3,28 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Таблиця 2.3.- Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент витрати контактів вимикача, кА	Аперіод складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля W_k кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)			6,8	1,1	6,48
Шини 10 кВ (K_2)	6,5	14,75	6,5	0,86	3,28

2.5. Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань. При цьому для апаратів виконується :

- 1) вибір за напругою;
- 2) вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- 3) перевірка на електродинамічну стійкість;
- 4) перевірка на термічну стійкість
- 5) вибір з виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки);

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- вступні вимикачі на боці 10 кВ
- секційні вимикачі на боці 10 кВ
- вимикачі лінії, що входять, 10 кВ; роз'єднувачі вищої напруги;
- трансформатори типу і напруги 110 кВ і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і після аварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 110} = \frac{1,4 \times 10000}{1,73 \times 110} = 73,56 \text{ А}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{10}^{\text{в}} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{1,4 \times 10000}{1,73 \times 10} = 809,25 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{10}^{\text{с.в.}} = \frac{0,7S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{0,7 \times 10000}{1,73 \times 10} = 404,62 \text{ А}$$

Струм у колі лінії, що входить (якщо від підстанції відходить 10 ліній)

$$I_{10}^{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10 \times 10} = \frac{1,4 \times 10000}{1,73 \times 10 \times 10} = 80,92 \text{ А}$$

Вибір вимикачів наведений у таблиці 3. Каталожні параметри вимикачів узяті з [5]

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.5- Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	404,62 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	6,5 кА	38 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	14,75 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{откНом}$	6,5 кА	38 кА
$I_{at} \leq I_{a ном}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² · С	215 кА ² · С

Таблиця 2.6- Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	404,62 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	6,5 кА	38 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	14,75 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{откНом}$	6,5 кА	38 кА
$I_{at} \leq I_{a ном}$	0,86 кА	8 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² · С	215 кА ² · С

Вибираємо вакуумний вимикач ВВ/TEL-10 35/630-У2

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У таблиці 2.7 наведений вибір роз'єднувачів на боці , 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,56 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	19,82 кА	80 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	6,48 кА ² ·С	992 кА ² ·С

Рекомендується брати до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНДЗ1-110 УХЛІ і РНД 32-110/1000 УХЛІ.

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

2.6. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинях 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох між фазових напруг, на секційному вимикачі 10 кВ – амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ – амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 8.

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.11- Вибір трансформатора струму на лінії що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	80,92 А	5200 А
$i_y \leq i_{дин}$	10,62 кА	250 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² ·С	74,42 кА ² ·С
$Z_H \leq Z_{H ном}$	1,25 кА	4 кА

Беремо до установки трансформатор струму ТП1-10-У3

Як трансформатори напруги вибираємо на боці 110 кВ трансформатори НКФ-110-58, на боці 10 кВ ЗН0Л06-10-У3

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.7. Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довгостроково припустимому струмові. При максимальному робочому до 200 А вибираємо перетин 70 мм² із припустимим струмом 265 А мінімальний перетин, виходячи з умов термічної стійкості, визначається за формулою

$$F = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{57 \times 10^3}}{91 \times 10^{-3}} = 25 \text{ мм}^2$$

$$\text{де } C = 91 \times 10^{-3} \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}$$

Перетин 70мм² підходить і за термічною стійкістю, але живильну підстанцію лінії виконують проводом АС-95, тому і для оцінки підстанції беремо АС-95.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується за допустимим струмом. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шин менше 30 і більше 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою

$$F_o = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}},$$

де l -довжина прольоту між ізоляторами $l=1,5\text{м}$;

γ - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см⁴;

$$q = \frac{\pi}{4}(d^2 - d^2) = \frac{\pi}{4}(30^2 - 25^2) = 2.15$$

$$\gamma = \frac{\pi}{64}(d^2 - d^2) = \frac{\pi}{64}(30^2 - 25^2) = 205$$

$$F_u = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{205}{2,15}} = 777 \triangleright 200 \text{ Гц}$$

де q -розрахункова механічна напруга у матеріалі шин, $l=1,5\text{м}$;

де $q_{\text{доп}}=75 \text{ МПА}$ – допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТГ

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.8. Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина

Підстанції (ПС) 110 кВ споруджують, як правило, відкритими, заводського виготовлення. Її рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення.

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ, допускається в таких випадках: розміщення ПС із трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівним міркуванням.

Розміщення ПС із великими сніжними заметами у зонах сильних промислових викидів і в прибережних зонах із сильно засоленою атмосферою.

На ПС 110 кВ спрощенням схеми на боці ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної в районах із забрудненою атмосферою, рекомендується відкрита установка устаткування ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

На ПС електропостачання промислових підприємств передбачається водяне опалення, приєднане до теплових мереж підприємств.

Будинки ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремо розміщені, так і зблокованими з будинками РПУ в тому числі і по вертикалі.

КРПЕ, напругою 110 кВ і вище, беруть при технікоекономічному обґрунтуванні при стиснутих умовах, а також у районах із забрудненою атмосферою.

Трансформатори 110 кВ варто встановлювати відкритими, а у районах із забрудненою атмосферою з посиленою ізоляцією. У ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажопідйомні пристрої або можливість застосування вантажопідйомних пристроїв (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.9. Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина

РП 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРПН або КРП, встановлених у закритих приміщеннях.

РП 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій типу панелі „сендвіч” та ін.

можуть застосовуватися:

- а) у районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів або курних віднесень) неможливе застосування КРПН;
- б) при кількості шаф більше ніж 25;
- в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРП 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення.

КРП заводського виготовлення. Для їхнього ремонту і збереження видатного візка у ЗРП варто передбачити спеціальне місце.

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

3. Розрахунок релейноо захисту

У роботі необхідно вибрати робочі уставки захисту ВЛ-10 кВ. Схема лінії вибирається згідно варіанту, де вказані необхідні початкові дані: опір і э. д. с. живлячої системи (однакові для максимального і мінімального режимів), приведені до шин 10 кВ живлячій підстанції; параметри ділянок основної лінії і відгалужень; параметри трансформаторів. Э. д. с. системи приймається рівною середній номінальній напрузі (10,5 кВ).

На ВЛ-10 кВ встановлений максимальний струмовий захист, виконаний по двофазній двоохрелейній схемі з реле, тип якого вказаний в завданні.

Розрахунок максимального захисту полягає у виборі:

1. Струму спрацьовування захисту (первинного).
2. Струму спрацьовування реле (для певної прийнятої схеми захисту і типу реле).
3. Часу спрацьовування реле часу (для захисту з незалежною характеристикою) або характеристики спрацьовування струмових реле (для захисту із залежною характеристикою).
4. Крім того, потрібна перевірка точності роботи трансформаторів струму, а також перевірка термічної стійкості елемента, що захищається, при вибраному часі спрацьовування захисту.

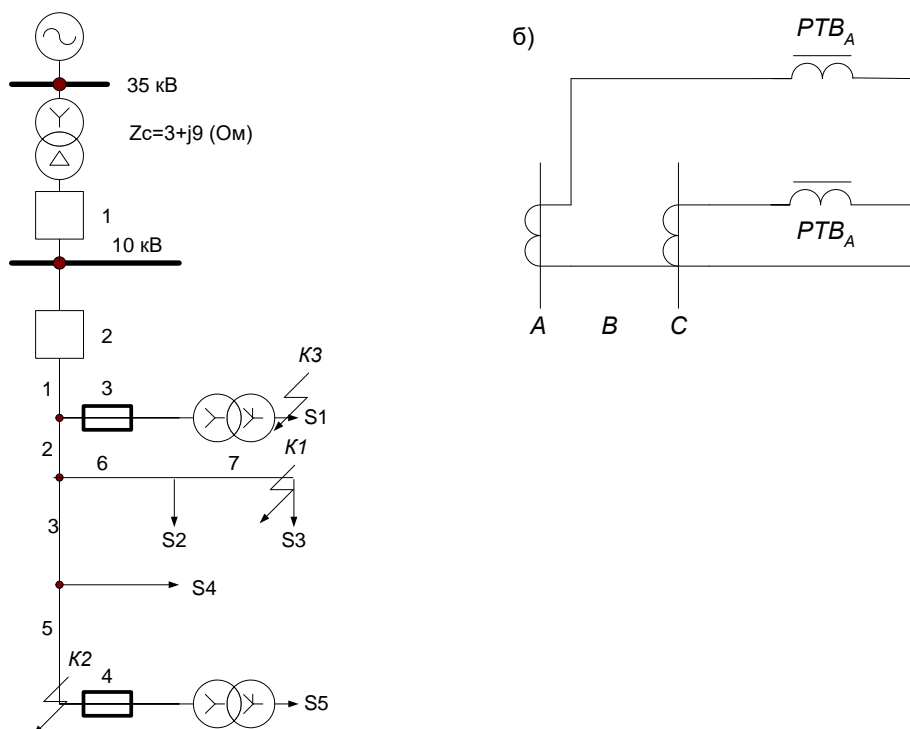
№ варіанту	Марка дроту							Тип реле
	1	2	3	4	5	6	7	
10	ПС-35	ПС-35	ПС-25	АС-35	А-25	АС-35	АС-35	РТ-80

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ			Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				43

№ варіанту	№ схеми, малюнок	Тип запобіжника	Довжина ділянки, км.						
			1	2	3	4	5	6	7
10	рис.2.2	ПВТ-10	12	14	16	5	8	6	1

№ варіанту	Споживана потужність, кВА					
	S1	S2	S3	S4	S5	S6
10	80	90	50	65	25	25

3.1 Розрахунок уставок максимального струмового захисту ВЛ 10 кВ



Мал. 2.2. Розрахункова (а) схема ВЛ 10 кВ і принципова (б) схема максимального захисту лінії (Т/в – максимальний струмовий захист із залежною характеристикою)

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

1. Розраховуються струми доточки к. з., для чого раніше намічаються розрахункові точки доточки к. з. електрично найбільш віддалені від живлячої підстанції (точки К1 і К2). Визначаються опори ділянок ліній і відгалужень. Розрахунок зручно звести в таблицю. Значення опорів ($r_{y\delta}$, $x_{в.у\delta}$ і $x_{н.у\delta}$) приведені в додатку. Внутрішній індуктивний опір ($x_{в.у\delta}$) характерний тільки для сталевих проводів. Як відомо цей опір залежить від значення струму в дроті і тому точний розрахунок струмів до. з. для таких проводів є вельми трудомістким. Для спрощення розрахунків струмів до. з. для ліній, у яких опір ділянок із сталевими проводами складає незначну частину загального опору до крапки до. з., допускається набувати деяких середніх значень $x_{в.у\delta}$ відповідні струму до. з. приблизно 150

А. Таблица 3.1

Ді- ля- нк и лі- нії	Дов- жи- на, км.	Марка дроту	$r_{y\delta}$, Ом/к м.	$x_{в.у\delta}$, Ом/к м.	$x_{н.у\delta}$, Ом/к м.	$x_{в.у\delta} + x_{н.у\delta}$, Ом/км.	r , Ом	$x_{в} + x_{н}$, Ом
1	12	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	54	19,2
2	14	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	63	22,4
3	16	ПС-25	6,2	1,4	0,4	1,8	99,2	28,8
4	5	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	4,235	2,2
5	8	А-25	1,14	0	0,4	0,4	9,12	3,2
6	6	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	4,638	2,4
7	1	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	0,773	0,4

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової точки к.з. К1 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 125,4 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 53,4 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К1 $z_{k1} = \sqrt{r_{k1}^2 + x_{k1}^2} = 136,3 \text{ (Ом)}$.

Струм при трифазному до. з. у точці К1 $I_{K1}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 136,3} = 44,52 \text{ (А)}$.

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2. $I_{K2}^{(3)} = 25 \text{ (А)}$. Струми до. з. указуються на розрахунковій схемі.

2. Розраховується струм спрацьовування максимального захисту лінії. Проведені дослідження і досвід експлуатації релейного захисту показують, що при розрахунку максимальних струмових захистів ліній 6 і 10 кВ в сільськогосподарських районах, як правило, можна приймати k_{c3n} рівним 1,2–1,3 за умови, що захист матиме час спрацьовування не менше 0,5 с.

Максимальний робочий струм лінії ($I_{раб.макс}$) за відсутності офіційних даних може бути визначений приблизно по максимальній сумарній потужності силових трансформаторів, які можуть харчуватися по лінії, що захищається, в нормальному, ремонтному або після аварійному режимах.

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{\sum S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 17,92 \text{ (А)}.$$

Струм спрацьовування захисту по умові

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n k_{c3n}}{k_\epsilon} I_{раб.макс} = \frac{1,3 \cdot 1,25 \cdot 17,92}{0,65} = 44,8 \text{ (А)}.$$

3. Розраховується струм спрацьовування захисту реле РТ-80 і перевіряється чутливість захисту. Заздалегідь прийнявши отримуємо

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} k_{сх}^{(3)}}{n_T} = \frac{50 \cdot 1}{20/5} = 12,5 \text{ (А)}.$$

										Арк.
										46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Вибираємо $I_{c,p} = 12,5$ (А). Така уставка на реле може бути виконана.

Коефіцієнт чутливості при до. з. у основній зоні дії захисту (точка К1 з найменшим струмом к.з.)::

$$k_{ч.осн}^{(2)} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 25}{50} = 0,43 < 1,5, \text{ і, отже, чутливість недостатня, необхідно замінити дроти ПС АС.}$$

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової крапки к.з. К1 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 28,51 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 22,2 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К1 $z_{k1} = \sqrt{r_{k1}^2 + x_{k1}^2} = 36,13$ (Ом).

$$\text{Струм при трифазному до. з. у точці К1 } I_{K1}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 36,13} = 167,97 \text{ (А)}.$$

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2. $I_{K2}^{(3)} = 114,11$ (А). Струми до. з. указуються на розрахунковій схемі .

4. Розраховується струм спрацьовування максимального захисту лінії. Проведені дослідження і досвід експлуатації релейного захисту показують, що при розрахунку максимальних струмових захистів ліній 6 і 10 кВ в сільськогосподарських районах, як правило, можна приймати $k_{сзн}$ рівним 1,2–1,3 за умови, що захист матиме час спрацьовування не менше 0,5 с.

Максимальний робочий струм лінії ($I_{раб.макс}$) за відсутності офіційних даних може бути визначений приблизно по максимальній сумарній потужності силових трансформаторів, які можуть харчуватися по лінії, що захищається, в нормальному, ремонтному або після аварійному режимах.

$$\Sigma I_{ном.тр} = \frac{\Sigma S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 17,92 \text{ (А)}.$$

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм спрацьовування захисту по умові

$$I_{c.з} \geq \frac{k_H k_{cзп}}{k_\theta} I_{раб.макс} = \frac{1,3 \cdot 1,25 \cdot 17,92}{0,65} = 44,8 (A).$$

5. Розраховується струм спрацьовування захисту реле РТ-80 і перевіряється чутливість захисту. Заздалегідь прийнявши $n_T = 20/5$ отримуємо

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з} k_{cx}^{(3)}}{n_T} = \frac{50 \cdot 1}{20/5} = 12,5 (A).$$

Вибираємо $I_{c.р} = 12,5 (A)$. Така уставка на реле може бути виконана.

Коефіцієнт чутливості при до. з. у основній зоні дії захисту (точка К1 з найменшим струмом до. з.):

$$k_{ч.осн}^{(2)} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 114,11}{50} = 1,97 > 1,5, \text{ і, отже, чутливість достатня.}$$

Визначається коефіцієнт чутливості в зоні резервування, тобто при до. з. на шинах нижчої напруги трансформаторів відгалужень (точка К3). Вибирається найближчий трансформатор 100 кВА, і визначається струм до. з. через захист при пошкодженні за цим трансформатором. Опір стандартного трансформатора такої потужності з $u_k = 4,5\%$ рівне 45 Ом ($x_{TP} = \frac{u_k U_{ном.тр}^2}{100 S_{ном.тр}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,1} = 45 (Ом)$). Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової крапки до. з. К3 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k3} = r_c + r_1 = 12,28 (Ом), \quad x_{k3} = x_c + x_1 + x_{TP} = 58,8 (Ом).$$

Повний опір до точки К3 $z_{k3} = \sqrt{r_{k3}^2 + x_{k3}^2} = 60,1 (Ом)$.

Струм при трифазному до. з. у точці К3 $I_{K3}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 60,1} = 101 (A)$. При двофазному

$$I_{K3}^{(2)} = 0,865 \cdot 101 = 87,4 (A). \text{ Коефіцієнт чутливості } k_{ч.рез} = 87,4/50 = 1,75 > 1,2.$$

Визначаються коефіцієнти чутливості при до. з. за наступним трансформатором відгалуження і так далі Може опинитися, що максимальний захист не чутливий

										Арк.
										48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

до пошкоджень за малопотужними і видаленими трансформаторами відгалужень, що допускається «Правилами» [1].

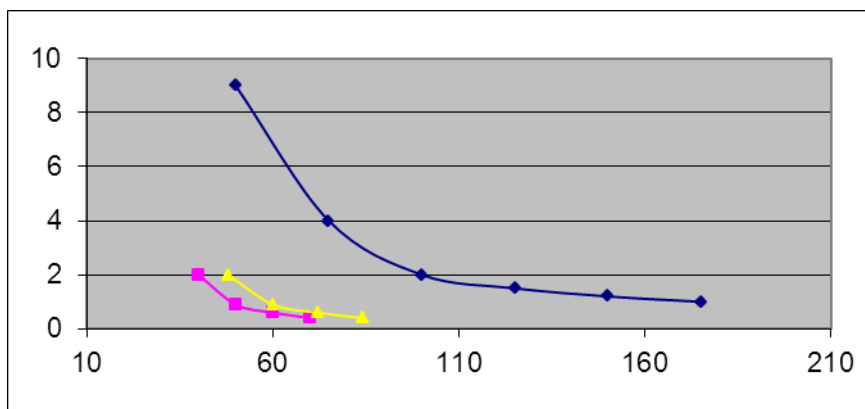
б. Вибирається час спрацьовування і характеристика реле РТ-80 за умовами узгодження по струму і часу з параметрами спрацьовування захисних пристроїв подальших і попередніх елементів. Попереднім розрахунковим елементом є найбільш могутній з трансформаторів – 100 кВА. Його захист здійснюється, як завжди, плавкими запобіжниками. Номінальний струм замінюваного елемента запобіжників, співпадаючий за значенням з номінальним струмом запобіжника $I_{ном}$ вибираються по таблиці.

Таблиця 3.2

Потужність трансформатора, що захищається, кВА	Номінальний струм, А					
	Трансформатора на стороні			Запобіжника на стороні		
	0,4 кВ	6кВ	10кВ	0,4 кВ	6кВ	10кВ
25	36	2,40	1,44	40	8	5
40	58	3,83	2,30	60	10	8
63	91	6,05	3,64	100	16	10
100	145	9,60	5,80	150	20	16
160	231	15,40	9,25	250	31,5	20
250	360	24,00	14,40	400	50	40 (31,5)
400	580	38,30	23,10	600	80	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	80

Для розрахунку вибираємо запобіжник ПВТ-10, призначений для захисту силових трансформаторів, з номінальною напругою 10 кВ, номінальним струмом $I_{ном} = 16 А$ (таблиця. 2.2) і номінальним струмом відключення $I_{о.ном} = 12,5 кА$ (набуває найближчого більшого значення по відношенню до максимального значення струму до. з. у місці установки запобіжника; згідно а цей струм дорівнює 580 А). Умовне позначення вибраного запобіжника ПВТ-10-15-12,5.

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49



Мал. 3.2. Карта селективності

На карті селективності в осях ток–время будується типова захисна час струмова характеристика плавлення вибраного запобіжника, що представляє залежність часу або часу плавлення плавкого елемента від початку до. з. до моменту виникнення дуги ($t_{пл}$) від значення періодичної складової очікуваного струму, що діє, до. з. (типові час струмові характеристики запобіжників представлені в додатку).

Відхилення значення очікуваного струму до. з. при даному часі (часу плавлення плавкого елемента) $t_{пл}$ від значення струму до. з., отриманого по типовій час струмовій характеристиці плавлення, не повинно перевищувати $\pm 20\%$. Тому типова характеристика $I-t$ має бути зміщена управо на 20%.

Підбирається характеристика 2 максимальний захист лінії виходячи з таких умов.

- Струм спрацьовування захисту має бути не менше чим на 10% більше струму плавлення вставки запобіжника, відповідного часу дії захисту в початковій частині характеристики (не менше 5 з). Для цього визначається струм $I_{пл}$ при 5 з: 36 А. Вибраний раніше струм спрацьовування захисту (50 А) задовольняє цій умові.
- Ступінь селективності 0,5–0,7 з між характеристиками захисту (2) і запобіжника (1) бажано забезпечувати при всіх можливих значеннях струму к.з.
- Ступінь селективності між захистом живлячого трансформатора (характеристика 3 задана) і захистом ВЛ 10 кВ має бути приблизно 0,7 з при максимальному

струмі к.з. на початку лінії (практично береться струм к.з. на шинах 10 кВ живлячій підстанції). Очевидно, що обидва захист, що погоджується, працюють в незалежній частині характеристик. Тоді для захисту лінії час спрацьовування має бути

$$t_{c.3} \leq t_{c.3.mp} - \Delta t = 1,4 - 0,7 = 0,7 \text{ с.}$$

Приймаючи за основу типову односекундну характеристику реле РТ-80 (приведена в додатку), визначаємо декілька точок потрібної характеристики з $t_{c.3} = 1 \text{ с}$ у незалежній частині, а потім перераховуємо абсциси цих крапок по вибраному струму спрацьовування захисту $I_{c.3} = 50 \text{ А}$.

$k = I_p / I_{c.p}, \%$	100	150	200	250	300	350
$t_{c.3}, \text{с}$	9	4	2	1,5	1,2	1
$I_k, \text{А}$	50	75	100	125	150	175

Струм I_k визначається по виразу:

$$I_k = \frac{k I_{c.p} n_T}{100 k_{cx}^{(3)}},$$

де k – кратність $I_p / I_{c.p}$ визначується по типовій характеристиці %; $I_{c.p}$ – струм спрацьовування реле, А; n_T – коефіцієнт трансформації; $k_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми.

Проводиться перевірка струмового захисту (1 з) за умовами термічної стійкості проводів лінії, що захищається. Для практичних розрахунків на термічну стійкість проводів розподільних електричних мереж

$$s_{\text{мин}} = \sqrt{B} / C,$$

де – мінімальний допустимий перетин дроту, мм²; $B = I_k^2 t_{отк}$ – імпульс квадратичного струму від періодичної складової струму I_k при трифазному к.з. на початку лінії, що захищається; $t_{отк}$ – час від початку к.з. до його відключення, обчислюване по виразу

$$t_{отк} = t_{c.3} + t_{o.в},$$

де $t_{c.3}$ і $t_{o.в}$ – час спрацьовування захисту і час відключення вимикача, с.

										Арк.
										51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ					

Значення постійною I_z залежить від матеріалу дроту, його початкової і кінцевої температури. Для неізолюваних проводів із стяженням менше 10 Н/мм² і для кабелів 6 і 10 кВ (з алюмінієвими жилами) приймається $C=91$; для проводів із стяженням більше 10 Н/мм² – $C=69,5$.

$$S_{\min} = \frac{I_K}{C} \sqrt{t_{\text{отк}}}.$$

У тих випадках, коли на лінії, що захищається, введений в роботу пристрій АПВ одноразової дії, при розрахунку значення $t_{\text{отк}}$ слід враховувати, що за час бестокової паузи (зазвичай близько 2 з) температура дроту істотно не зміниться. У цих випадках час проходження струму к.з. збільшується

$$t_{\text{отк}} = t_{c.31} + t_{c.32} + 2t_{0.6},$$

де $t_{c.31}$ – час спрацьовування захисту з основним часом (до АПВ); $t_{c.32}$ – час спрацьовування захисту з прискоренням після АПВ. Якщо прискорення захисту після АПВ не виконано, то значення $t_{c.32} = t_{c.31}$. При використанні на лінії пристрою АПВ двократної дії з витримкою часу другого циклу близько 20 із значення $t_{\text{отк}}$ допустимо не збільшувати і розрахунок проводити по виразу.

Для умов курсової роботи:

$$t_{\text{отк}} = 1 + 1 + 2 \cdot 0,1 = 2,2 \text{ с};$$

$$s_{\min} = 640 \sqrt{2,2} / 69,5 \approx 14 \text{ мм}^2,$$

що менше прийнятого в прикладі на ділянках 1 і 2 (АС-35, Мал. 2.1).

б. Розрахункова перевірка трансформаторів струму.

а. Перевірка на 10 %-ную погрішність. Гранична кратність для реле із залежною характеристикою (Ртв-і): $k_{10} = 1,6 \cdot 75 / 50 = 2,4$. По кривій граничних крайнощів для ТПЛ-10, клас Р визначається $z_{н.дон} = 4,2 \text{ Ом}$.

Найбільше фактичне навантаження трансформаторів струму для двофазної дво-хрелейної схеми : $z_{н.расч} = 2r_{np} + z_p + z_{пер}$. Опір реле РТ-80 при втягнутому якорі при уставке 12,5 А розраховується: $z_p = 118 / 7,5^2 = 2,1 \text{ Ом}$ де $S = 118 \text{ ВА}$ за технічними даними приводу ПП-67. Опір проводів в даному випадку практично

										Арк.
										52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

можна було б не враховувати, оскільки реле РТ-80 встановлені в безпосередній близькості від трансформаторів струму (як і всі інші реле, розташовані в комплектних розподільних пристроях типу КРУ, КРУН, КСО і т. п.). Дійсно, навіть при довжині сполучного дроту з алюмінію $l = 8\text{ м}$ і мінімально допустимому перетині 4 мм^2 [1] по виразу $r_{др} = 8 / (34,5 \cdot 4) \approx 0,06\text{ Ом}$. Сумарний опір _

б. Розрахункова перевірка надійної роботи при максимальному значенні струму к.з. для реле типу РТ-80 не проводиться.

в. Розрахункове визначення напруги на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму:

$$U_{2\text{макс}} = \sqrt{2} \cdot 12,8 \cdot 5 \cdot 2,32 = 210\text{ В},$$

де $k_{\text{макс}} = I_{1\text{к.макс}} / I_{1\text{ном.ТТ}} = 640 / 50 = 12,8$; $z_{н.расч} = 2,32\text{ Ом}$.

Робоча напруга для приєднань, що не мають зв'язку з іншими приєднаннями і апаратура яких розташована окремо від апаратури інших приєднань (до таких приєднань відносяться лінії 10 (6) кВ), відповідно до «Правил» [1] не повинно перевищувати 1000 В. Відповідно у виразі $U_{2\text{дон}} = 1000\text{ В}$. Набутого значення $U_{2\text{макс}} = 210\text{ В} \ll \sqrt{2} \cdot 1000\text{ В}$.

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. Захист електрообладнання підстанції від прямих ударів блискавки

4.1. Захист від прямих ударів блискавки

Система блискавкозахисту будівель або споруд включає захист від ПУБ - зовнішня блискавкозахисна система (БЗС) і захист від вторинних дій блискавки - внутрішня БЗС. В окремих випадках блискавкозахист може містити тільки зовнішню БЗС або тільки внутрішню БЗС. В загальному випадку частина струмів блискавки протікає по елементах системи внутрішнього блискавкозахисту.

Зовнішня БЗС може бути відокремленою (ізолюваною) від споруди (блискавковідводи, що стоять окремо – стрижньові або тросові, а також сусідні споруди, що виконують функції природних блискавковідводів) або може бути встановлена на об'єкті, що захищається, і навіть може бути його частиною.

Захист від ПУБ спеціальних об'єктів, у нормальних технологічних режимах яких можуть знаходитися і утворюватися вибухонебезпечні концентрації газів (парів, пилю, волокна тощо), повинен виконуватися блискавковідводами, що стоять окремо. Віддаленність блискавковідводів, що стоять окремо від об'єкта, що захищається, і підземних металевих комунікацій визначаються галузевими нормативними документами.

За наявності на будівлях і спорудах спеціальних об'єктів прямих газовідвідних і дихальних труб для вільного відведення в атмосферу газів, пари і суспензій вибухонебезпечної концентрації в зону захисту блискавковідводів повинен входити простір над обрізом труб, обмежений півкулею радіусом 5 м.

Для газовідвідних і дихальних труб, обладнаних ковпаками або "гусаками", в зону захисту блискавковідводів повинен входити простір над обрізом труб, обмежений циліндром заввишки H_{np} і радіусом R_{np} :

– для газів важче від повітря за надлишкового тиску всередині установок:

а) менше 5,05 кПа (0,05 ат) $H_{np} = 1$ м, $R_{np} = 2$ м;

б) 5,05—26,25 кПа (0,05—0,25 ат) $H_{np} = 2,5$ м, $R_{np} = 5$ м;

– для газів легше від повітря за надлишкового тиску всередині установок:

а) до 25,25 кПа $H_{np} = 2,5$ м, $R_{np} = 5$ м;

б) понад 25,25 кПа $H_{np} = 5$ м, $R_{np} = 5$ м.

Не вимагається включати до зони захисту блискавковідводів простір над обрізом труб:

– у разі викиду газів невибухонебезпечної концентрації;

– за наявності азотного дихання;

– за наявності факелів, що постійно горять, і факелів, що підпалюються у момент викиду газів;

									Арк.
									54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

– для витяжних вентиляційних шахт, запобіжних і аварійних клапанів, викид газів вибухонебезпечної концентрації з яких здійснюється тільки в аварійних випадках.

Надійність захисту від ПУБ (P_3) слід приймати:

0,99 ÷ 0,999 – для об'єктів I РБЗ ;

0,95 ÷ 0,99 – для об'єктів II РБЗ ;

0,9 ÷ 0,95 – для об'єктів III РБЗ ;

не нижче ніж 0,85 – для об'єктів IV РБЗ.

4.2.Зовнішня блискавкозахисна система

Зовнішня БЗС в загальному випадку складається з блискавкоприймачів, струмовідводів і заземлювачів. У разі спеціального виготовлення їх матеріал і розміри повинні задовольняти вимогам таблиця 40.

Таблиця 4.8 – Матеріал і мінімальні перерізи елементів зовнішньої БЗС

Рівень захисту	Матеріал	Переріз, мм ²		
		блискавкоприймача	струмовідводу	заземлювача
I-IV	Сталь	50	50	100
I-IV	Алюміній	70	25	Не застосовується
I-IV	Мідь	35	16	50

Примітка. Вказані значення можуть бути збільшені в залежності від підвищеної корозії або механічних дій.

Опори стрижньових блискавковідводів повинні бути розраховані на механічну міцність як конструкції, що стоять вільно, а опори тросових блискавковідводів – з урахуванням натягу троса і дії на нього навантаження вітру та ожеледиці. Опори блискавковідводів, що стоять окремо, можуть виконуватися із сталі будь-якої марки, залізобетону або дерева відповідно до проведених розрахунків.

Блискавкоприймачі

Блискавкоприймачі можуть бути спеціально встановленими, у тому числі на об'єкті, або їх функції виконують конструктивні елементи об'єкта, що захищається; в останньому випадку вони називаються природними блискавкоприймачами.

Блискавкоприймачі можуть складатися з довільної комбінації таких елементів: стрижнів, натягнутих дротів (тросів), сітчастих провідників (сіток).

Для звичайних об'єктів як природні блискавкоприймачі можуть розглядатися такі конструктивні елементи будівель і споруд:

а) металеві покрівлі об'єктів, що захищаються, за умови, що:

– електрична неперервність між різними частинами забезпечена на довгий термін;

– товщина металу покрівлі є не меншою за величину t , яку наведено в таблиці 9, якщо необхідно захистити покрівлю від пошкодження або пропалу;

– товщина металу покрівлі складає не менше 0,5 мм, якщо її не обов'язково захищати від пошкоджень і немає небезпеки займання спалимих матеріалів, що знаходяться під покрівлею;

– покрівля не має ізоляційного покриття. При цьому невеликий шар антикорозійної фарби або шар 0,5 мм асфальтового покриття, або шар 1 мм пластикового покриття не вважаються ізоляцією;

– неметалеві покриття на/або під металеві покрівлі не виходять за межі об'єкта, що захищається;

б) металеві конструкції даху (ферми, з'єднана сталева арматура);

в) металеві елементи типу водостічних труб, прикрас, огорож по краю даху тощо, якщо їх переріз не менше значень, визначених для звичайних блискавкоприймачів;

г) технологічні металеві труби і резервуари, якщо вони виконані з металу товщиною не менше 2,5 мм і проплавлення або пропал цього металу не приведе до небезпечних або недопустимих наслідків;

д) металеві труби і резервуари, якщо вони виконані з металу завтовшки не менше значення t , наведеного в таблиці 41, і якщо підвищення температури з внутрішньої сторони об'єкта в точці удару блискавки не являється небезпечним.

Таблиця 4.9 – Товщина покрівлі, труби або корпусу резервуара, виконуючих функції природного блискавкоприймача

Рівень захисту	Матеріал	Товщина t , мм, не менша,
I-IV	Залізо	4
I-IV	Мідь	5
I-IV	Алюміній	7

Струмівідводи

З метою зниження імовірності виникнення небезпечного іскріння струмівідводи необхідно розташовувати таким чином, щоб між точкою ураження і землею:

– струм розтікався декількома паралельними шляхами;

– довжина цих шляхів була обмежена до мінімуму*.

Якщо блискавкоприймач складається зі стрижнів, встановлених на окремих опорах (або одній опорі), на кожному опорі повинен бути передбачений мінімум один струмовідвід.

Якщо блискавкоприймач складається з окремих горизонтальних дротів (тросів) або з одного дроту (троса), на кожному кінці троса потрібен мінімум один струмовідвід.

Якщо блискавкоприймач є сітчастою конструкцією, підвішеною над об'єктом, що захищається, на кожному її опорі потрібно не менше одного струмовідводу. Загальна кількість струмовідводів повинна бути не менше двох.

Струмовідводи слід розташовувати по периметру об'єкта, що захищається, так, щоб середня відстань між ними була не менше значень, наведених у таблиці 4.1.

Струмовідводи слід з'єднувати горизонтальними поясами поблизу поверхні землі і через кожні 20 м по висоті будівлі.**

Таблиця 4.1 – Середні відстані між струмовідводами залежно від рівня захищеності

Рівень захисту	Середня відстань, м
I	10
II	15
III	20
IV	25

Струмовідводи слід розташовувати рівномірно по периметру об'єкта, що захищається. По можливості їх прокладають поблизу кутів будівель.

Неізольовані від об'єкта струмовідводи слід прокладати таким чином:

– якщо стіна виконана з негорючого матеріалу, струмовідводи можуть бути закріплені на поверхні стіни або проходити в стіні;

– якщо стіна виконана з горючого матеріалу, струмовідводи можуть бути закріплені безпосередньо на поверхні стіни так, щоб підвищення температури при протіканні струму блискавки не являло небезпеки для матеріалу стіни;

– якщо стіна виконана з горючого матеріалу і підвищення температури струмовідводів являє для неї небезпеку, струмовідводи повинні розташовуватися так, щоб відстань між ними і об'єктом, що захищається, завжди перевищувала 0,1 м. Металеві скоби для кріплення струмовідводів можуть бути у контакті зі стіною.

Не слід прокладати струмовідводи у водостічних трубах. Струмовідводи, які прокладаються по зовнішніх стінах будівель слід розміщувати не ближче ніж 3 м від входів або в місцях недоступних для дотику людей.

Природними струмовідводами слід вважати такі конструктивні елементи будівель:

а) металеві конструкції за умови, що:

- електрична неперервність між різними елементами є довговічною;
- вони мають не менший переріз ніж потрібно для спеціально передбачених струмовідводів (див. таблиця 40);

б) металевий каркас будівлі або споруди;

в) з'єднана між собою сталева арматура будівлі або споруди;

г) частини фасаду, профільовані елементи і опорні металеві конструкції фасаду за умови, що їх переріз відповідає вимогам таблиця 8, що відносяться до струмовідводів, а їх товщина складає не менше 0,5 мм.

Вважається, що металева арматура залізобетонних будівель забезпечує електричну неперервність, якщо вона задовольняє наступним умовам:

– приблизно 50% з'єднань вертикальних і горизонтальних стрижнів виконано зварюванням або мають жорсткий зв'язок (болтове кріплення, в'язання дротом);

– електрична неперервність забезпечена між сталеною арматурою різних наперед заготовлених бетонних блоків і арматурою бетонних блоків, підготовлених на місці.

Примітки.

*Струмовідводи прокладаються по прямих і вертикальних лініях так, щоб шлях до землі був найкоротшим.

**Якщо металеві каркаси будівлі або сталева арматура залізобетону використовуються як струмовідводи, то прокладання горизонтальних поясів не потрібне.

Захист від прямих ударів блискавки виконується за допомогою блискавковідводів. Блискавковідвід є собою пристроєм, який знаходиться вище об'єкта, що захищається, і через який струм блискавки, минаючи об'єкт, відводиться в землю. Блискавковідвід складається із блискавкоприймача, який безпосередньо приймає на себе удар блискавки, струмовідводу та заземлювача.

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Захисна дія блискавковідводу характеризується його зоною захисту, тобто простором поблизу блискавковідводу, ймовірність попадання блискавки в який не перевищує визначеного достатньо малого значення.

Блискавковідводи по типу блискавкоприймачів поділяються на стержньові та тросові. Стержньові блискавковідводи виконуються в вигляді вертикально встановлених стержнів, з'єднаних з заземлювачем, а тросові – у вигляді горизонтально підвішених проводів. По опорах, до яких приєднується трос, прокладаються струмовідводи, які з'єднують трос з заземлювачем.

Відкриті розподільчі пристрої підстанцій захищаються стержневими блискавковідводами, а лінії електропередавання – тросовими. Для захисту шинних мостів та гнучких зв'язків великою протяжністю також можуть використовуватись тросові блискавковідводи.

Зона захисту одного стержневого блискавковідводу висотою h представляє собою круговий конус, вершина якого знаходиться на висоті $h_0 \leq h$. На рівні землі зона захисту утворює коло радіусом r_0 . Горизонтальний переріз зони захисту на висоті об'єкта, який захищається, h_x представляє собою коло радіусом r_x .

Приклад. Для захисту підстанції від прямих ударів блискавки на ній встановлені стержневі блискавковідводи. Вони встановлені по всій території підстанції (аркуш графічної частини). Кількість блискавковідводів на підстанції дорівнює 6.

Блискавковідводи утворюють спільну зону захисту, тобто представляють собою багатократний блискавковідвід. Зона захисту багатократного стрижневого блискавковідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавковідводів висотою ≤ 150 м.

Так як на підстанції проводилась заміна обладнання, необхідно перевірити чи виконується блискавкозахист підстанції.

Висоту блискавковідводів приймемо:

- $h_2=h_3=h_4=30$ м;

- $h_5=h_6= h_1=19,6$ м.

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавковідводів за методикою наведеною в [7]. Зона захисту подвійного блискавковідводу наведена на рисунку 4.1.

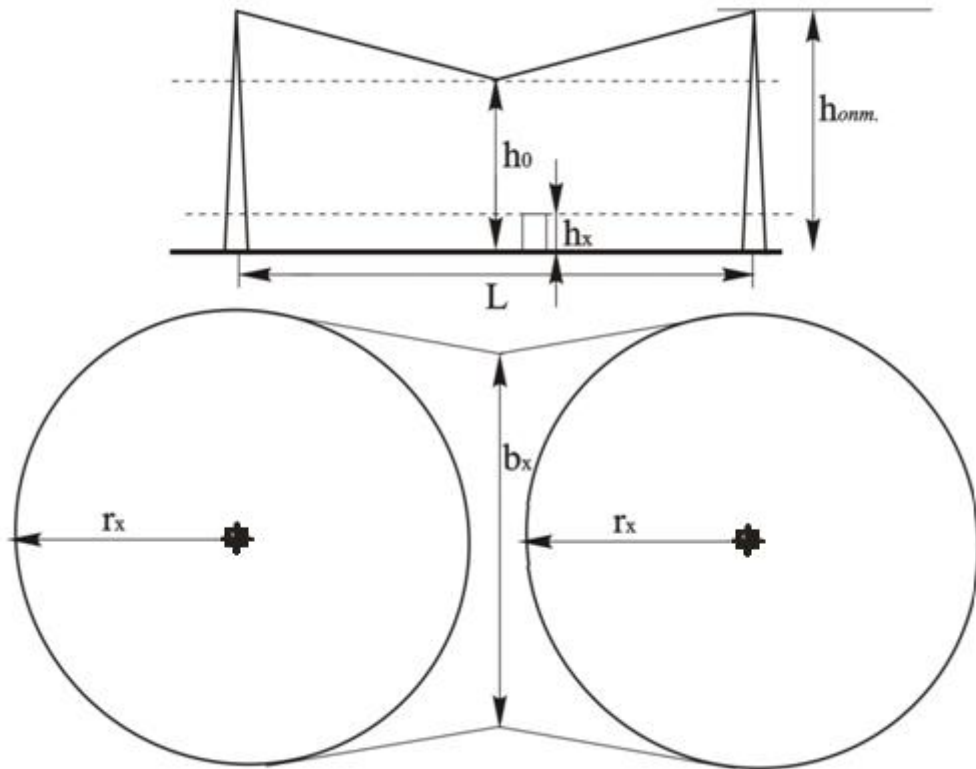


Рисунок 4.1 – Зона захисту подвійного блискавковідво

Розрахунок за методикою [7] передбачає виконання наступних обов'язкових умов:

- висота блискавковідводів не повинна перевищувати 60 м;
- повинно виконуватися співвідношення

$$\frac{L}{h} \leq 5;$$

де L – відстань між блискавковідводами у відповідності з планом;

h – висота блискавковідводу.

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Прийнявши висоту блискавковідводів можемо розрахувати перпендикуляр, встановленого із середини відстані між блискавковідводами за формулою:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}.$$

Оптимальну висоту блискавковідводів визначаємо за формулою:

$$h_{opt.} = 0,571 \cdot h_0 + \sqrt{0,183 \cdot h_0^2 + 0,0357 \cdot L^2}.$$

Ширина зони захисту кожної з пар блискавковідводів b_x визначається висотою захищеного об'єкту h_x за формулами:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x),$$

при умові, що $0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} h$;

$$b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x),$$

при умові, що $h_x \geq \frac{2}{3} h$.

Радіус зони захисту:

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right).$$

Результати розрахунків занесені до таблиці 4.2. Зона захисту розрахованих блискавковідводів зображена на рис.4.1.

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.2 – Результати розрахунків параметрів зон захисту блискавковідводів встановлених на підстанції

Найменування пар блискавко-відводів	Розрахункова величина						
	b_x , м	h_x , м	L , м	h_0 , м	h_{omm} , м	$r_{x(0)}$, м	r_x , м
1-2	14	6,38	36	24	30	15,25	7,4
1-3	6	5,55	5,26	14,5	19,6	15,25	7,4
1-5	8	5,26	30	20	30	15,25	7,4
1-6	12,5	5,55	21	15	19,6	15,25	7,4
2-3	12	6,38	39	23	30	23,3	14,2
2-4	5	6,38	51	19	30	23,3	14,2
2-5	6	5,55	46	17	30	23,3	14,2
6-2	6,5	6,38	37	22,5	30	15,25	7,4
3-4	12,5	5,55	32	16	19,6	23,3	14,2
3-5	10	5,26	36	21	30	23,3	14,2
3-6	8,5	5,55	39	14	19,6	23,3	14,2
4-5	12	5,55	21	20,5	19,6	23,3	14,2
4-6	11	5,55	34	17	30	23,3	14,2
5-6	10	5,2	19	8	19,6	15,25	7,4

*Примітка. Значення, приведені в графі $r_{x(0)}$ та r_x , відносяться до першого блискавко-відводу із зазначеної пари блискавковідводів.

Отже, як бачимо з розрахунків, вибрана система стержньових блискавковідводів на ПС охоплює всю її територію. Блискавкозахист ПС з'єднано з природнім контуром заземлення

Висновки

У розділі «Розрахунок електричної мережі» знайдено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуто величини напруг в точках мережі з урахуванням поздовжніх і поперечних складових.

У розділі «Розрахунок електричної частини станцій і підстанцій» вибрано основне обладнання підстанції: вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму і напруги, основні силові трансформатори перевірені за графіком навантаження підстанції, зазначений необхідний мінімальний набір вимірювальних приладів для установки на підстанції.

У розділі «Розрахунок релейного захисту» проведені розрахунки релейного захисту трансформатора.

У розділі «Захист електрообладнання підстанції від прямих ударів блискавки» розглянуті питання по захист електрообладнання підстанції від прямих ударів блискавки та конструктивного виконання блискавкозахисту.

					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харків, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. 52 с <http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be31bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.–116 с. <http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та пі-
http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B

										Арк.
										64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ

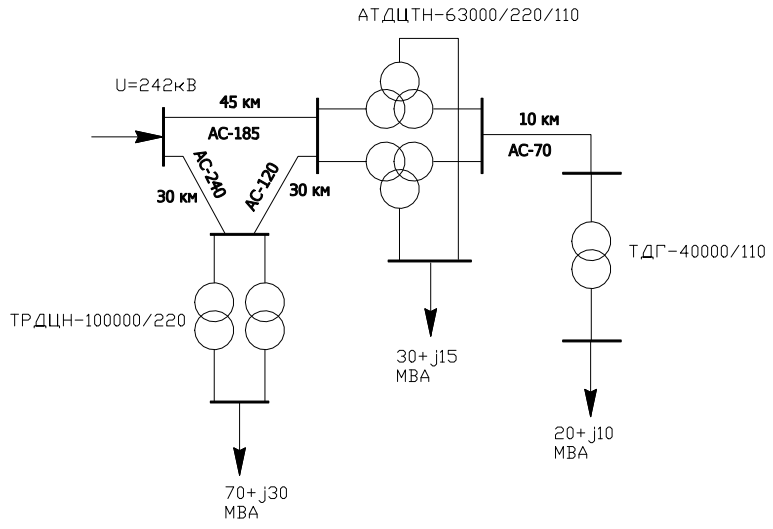
%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.p
df

9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.

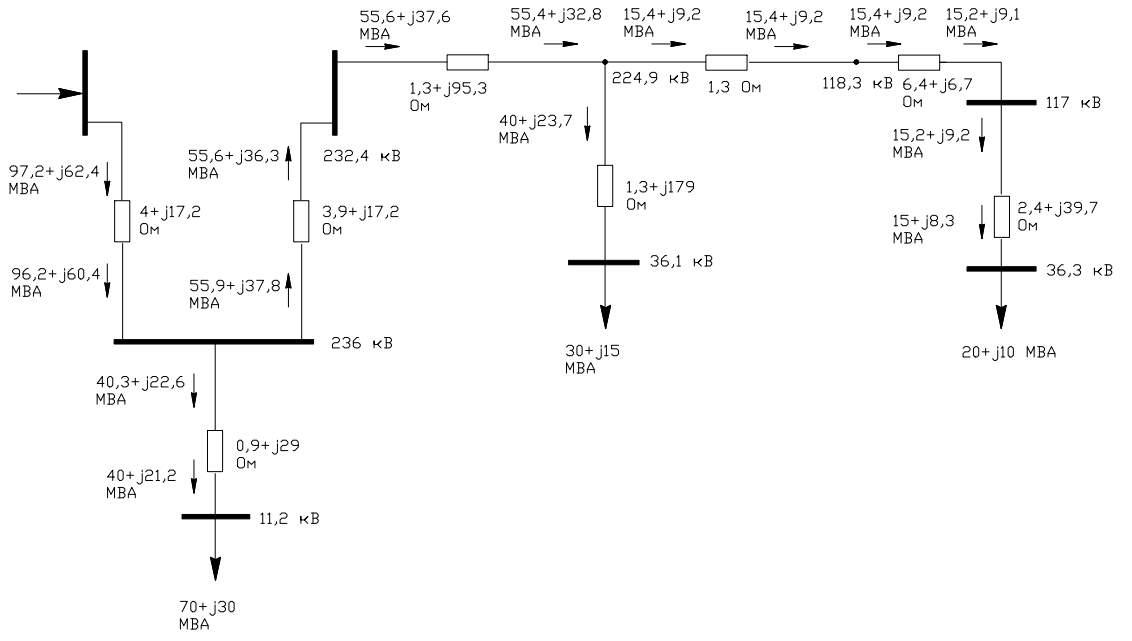
10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.

11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.

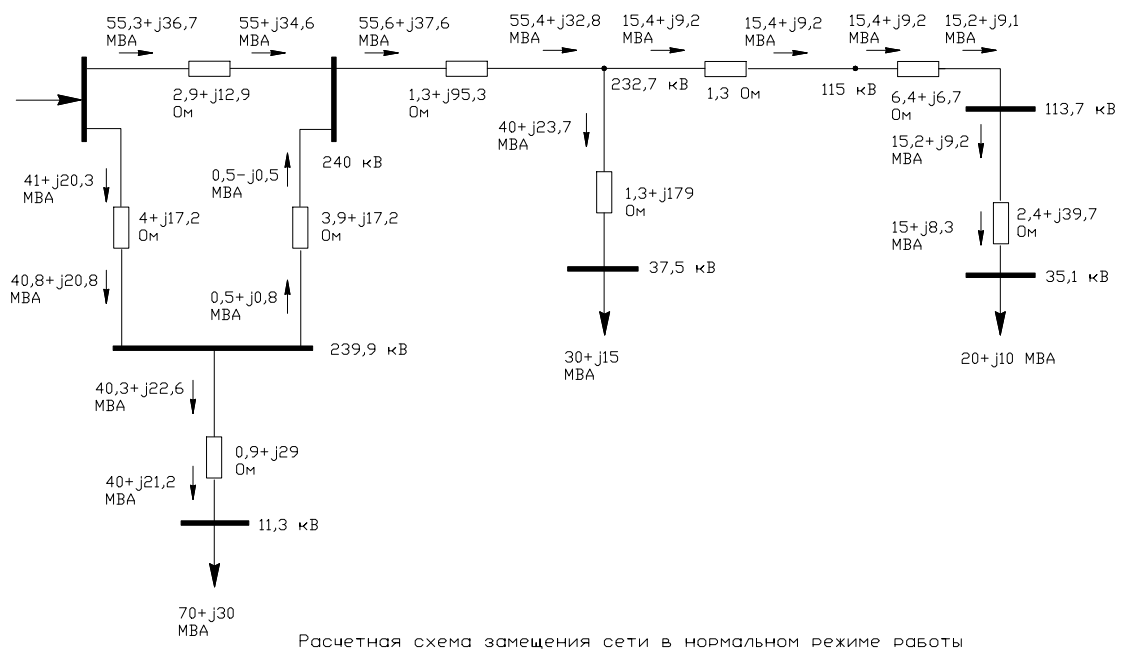
					БР.5.141.532.ПЗ.ЕТ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Исходная схема заданной сети



Расчетная схема замещения сети в аварийном режиме работы



Расчетная схема замещения сети в нормальном режиме работы

Расчетные данные мощностей в линиях и напряжениях

Нормальный режим работы сети							
S _{л1} , MBA	S _{л2} , MBA	S _{л3} , MBA	S _{л4} , MBA	S _{л5} , MBA	S _{л6} , MBA	S _{л7} , MBA	S _{л8} , MBA
55,3+j36,7	55,6+j34,6	55,6+j37,6	55,4+j32,8	15,4+j9,2	15,4+j9,2	15,4+j9,2	15,2+j9,1
U ₁ , кВ	U ₂ , кВ	U ₃ , кВ	U ₄ , кВ	U ₅ , кВ	U ₆ , кВ	U ₇ , кВ	U ₈ , кВ
240	232,7	115	113,7	35,1	239,9	11,3	37,5
Аварийный режим работы сети							
S _{л2} , MBA	S _{л3} , MBA	S _{л4} , MBA	S _{л5} , MBA	S _{л6} , MBA	S _{л7} , MBA	S _{л8} , MBA	
55,6+j37,6	15,4+j9,2	15,4+j9,2	15,2+j9,2	97,2+j62,4	55,9+j37,8	40,3+j22,6	40+j23,7
U ₁ , кВ	U ₂ , кВ	U ₃ , кВ	U ₄ , кВ	U ₅ , кВ	U ₆ , кВ	U ₇ , кВ	U ₈ , кВ
232,4	224,9	118,3	117	36,3	236	11,2	36,1

				BP.5.141.532.ГЧ.ЕТ		
Эк. Инст.	И. документа	Публик. Дата		Исходная и расчетные схемы замещения электрической сети в нормальном и аварийном режимах работы	Лист	Масштаб
Разраб.	Схема АК				У	
Проектир.	Схема ГЛ			Лист 1	Листов 2	
Инж. УТВ.	Лекция			СМГЧУЗДН-61П		

