

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

Робота допущена до захисту
Зав. кафедри електроенергетики
_____ Лебединський І.Л.
“ ___ ” _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**Тема: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів ро-
боти електричних мереж і аналіз розрахунку економічної ефективності
вибору схеми зовнішнього електропостачання споживачів”**

**Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання**

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Волошин М.В.

Керівник, старший викладач

Єфімов Г.П.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2020 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Волошину Максиму Володимировичу

Тема роботи: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз розрахунку економічної ефективності вибору схеми зовнішнього електропостачання споживачів”

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;

– аналіз розрахунку економічної ефективності вибору схеми зовнішнього електропостачання споживачів.

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	Аналіз розрахунку економічної ефективності вибору схеми зовнішнього електропостачання споживачів	26.05.-01.06.2020	
5	Оформлення роботи	02.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-51п _____

Волошин М.В.

Керівник роботи _____

Єфімов Г.П.

РЕФЕРАТ

с. 65, Рис. 12, табл. 22, кресл. 2.

1.Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз розрахунку економічної ефективності вибору схеми зовнінього електропостачання споживачів” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Волошин М.В.кер. Єфімов Г.П.-СумДУ, 2020- 65

Ключові слова: 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. аналіз розрахунку економічної ефективності вибору схеми зовнінього електропостачання споживачів.

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

	Вступ	6
1.1	Вихідні параметри для виконання розрахунку	9
1.2	Розрахунок параметрів схеми заміщення	10
1.3	Складання розрахункової схеми заміщення мережі	14
2	Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ	26
2.1	Вибір потужності силових трансформаторів	27
2.2	Вибір схеми електричних з'єднань підстанції	29
2.3	Вибір трансформаторів власних потреб	30
2.4	Розрахунок струмів короткого замикання	32
2.5	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин	34
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	38
2.7	Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)	42
2.8	Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	43
2.9	Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина	44
3	Розрахунок релейного захисту	45
3.1	Розрахунок уставок максимального струмового захисту ВЛ 10 кВ	46
4	Аналіз розрахунку економічної ефективності вибору схеми зовнішнього електропостачання споживачів	55
	Висновки	61
	Література	62
	Додаток А	64
	Додаток Б	65

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Волошин М.В.			Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз розрахунку економічної ефективності вибору схеми зовнішнього електропостачання	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ефімов Г.П.					5	65
Реценз.						<i>СумДУгр.ЕТдн-51п</i>		
Н. Контр.								
Утверд.		Лебединский И						

ВСТУП

По розвитку енергетики країни можна судити про її економічний, політичний та соціологічний рівень розвитку. Мабуть, не знайдеться в сьогоденній Україні такий населений пункт, до якого не була б підведена електроенергія. Вона використовується повсюди. Основна частина електроенергії виробляється на великих електростанціях (ТЕС, АЕС, ГЕС), шляхом перетворення теплової, механічної або хімічної енергії природних джерел. Крім того, як електроносії на електростанціях можуть використовуватись вітер, тепло земних надр, морські припливи, тепло сонячного проміння, проте такі електростанції малопотужні, внаслідок чого вони мають місцеве значення. Електростанції об'єднуються між собою в енергетичні системи.

Повітряними лініями 500 і 700 кВ об'єднують потужні енергосистеми. Також їх використовують для передачі великих потужностей на великі відстані. Повітряні лінії напругою 220 і 330 кВ використовуються для електропостачання великих промислових районів, а також для зв'язку між окремими енергосистемами. Живлення підстанцій від енергосистем і для зв'язку між підстанціями використовуються повітряні лінії напругою 35, 10 кВ. Для розподілу електроенергії між сільськогосподарськими споживачами використовують розподільні лінії напругою 10 та 0,4 кВ [5].

Виробництво електроенергії, передача її до споживачів нерозривно пов'язані з втратами при перетворенні різних видів енергії в електричну: в генераторах, трансформаторах і лініях електропередачі. У процесі виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії можуть виникати різні ненормальні режими роботи електроустановок, які негативно впливають на надійність та економічність електропостачання. Тому головною задачею електропостачання є зменшення втрат електроенергії в процесі її виробництва, передачі, розподілу й споживання та підвищення його надійності й економічності.

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
						6
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для підвищення надійності електропостачання можуть бути використані різні організаційні та технічні заходи: підвищення вимог до обслуговуючого персоналу; раціональна організація поточних та капітальних ремонтів; застосування досягнень науки і техніки при пошуку та ліквідації пошкоджень; забезпечення аварійних запасів матеріалів та апаратури; підвищення надійності окремих елементів мереж; мережеве та місцеве резервування; автоматизація електричних мереж із застосуванням сучасних систем релейного захисту, автоматичного управління та контролю ненормальних і аварійних режимів; застосування пристроїв телемеханіки.

Для зменшення втрат електроенергії та підвищення економічності електропостачання проводяться наступні заходи: підтримування оптимальних рівнів напруги на шинах трансформаторних підстанцій; відключення одного із трансформаторів в режимах малих навантажень на двотрансформаторних підстанціях; вирівнювання навантажень фаз; Встановлення в мережах компенсаторів реактивної потужності; застосування на ТП пристроїв РПН та ПСН; заміна недовантажених та перенавантажених трансформаторів; переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу.

Потрібно відмітити, що для досягнення максимальної надійності та ефективності електропостачання всі перелічені заходи повинні враховувати, як економічну користь від їх використання, так і додаткові витрати на їх впровадження.

В даній бакалаврській роботі необхідно вирішити наступні задачі:

- 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);

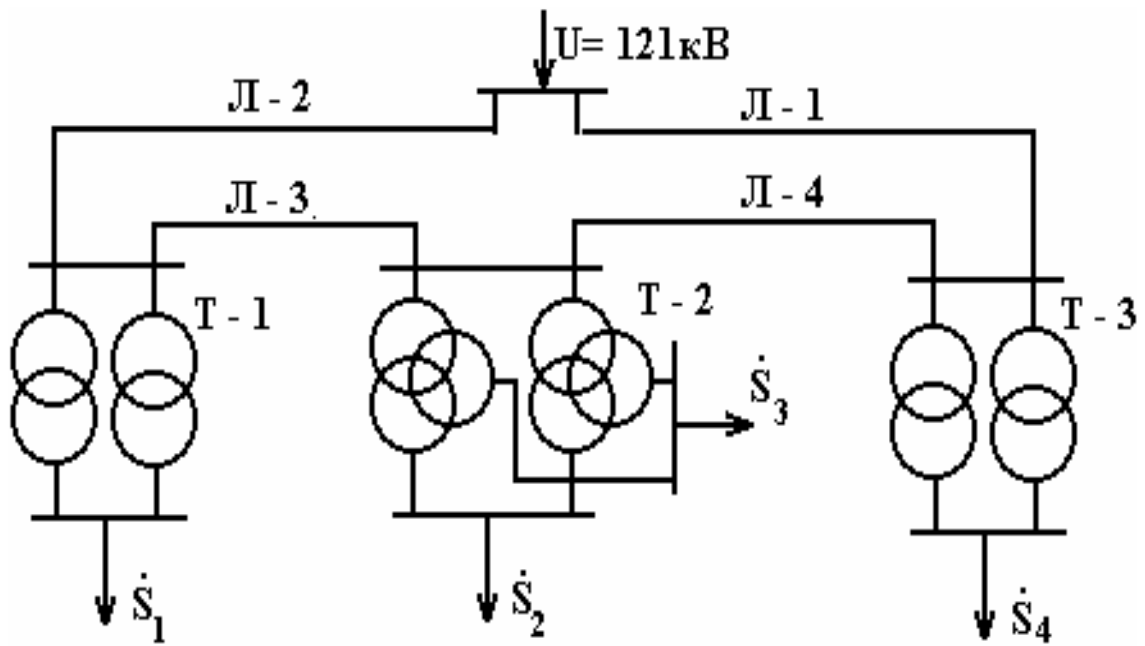
					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
						7
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- вважаючи 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;

- виконати розрахунок нормального режиму замкнутої мережі (всі лінії включені в роботу). Визначити напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі. Виконати аналіз отриманих результатів

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
						8
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1.1 Вихідні параметри для виконання розрахунку



Маюнок 1.1 Вихідна схема електричної мережі

1.1.1 Марка дроти

Довжина ПЛ.

Л-1 АС-185 50 км .

Л-2 АС-185 40 км .

Л-3 АС-150 30 км .

Л-4 АС-150 30 км .

1.1.2 Тип трансформаторів

Т-1 ТДН-40

Т-2 ТД-40

Т-3 ТДН-40

1.1.3 Потужності навантажень

S -1 25+ j 10 (МВА)

S-2 +15 j10 (МВА)

S-3 20+ j10 (МВА)

S -4 10+ j 5 (МВА)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ

Лист

9

1.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення

1.2.1 Розрахунок параметрів ліній:

1.2.1.1 Параметри лінії Л-1 (АС-185/29)

За даними умови знаходимо

Питомий активний опір лінії (R_o) знаходимо за каталожними даними [2]

$$R_o = 0,162 \text{ Ом / км.}$$

Питомий реактивний опір лінії (X_o) знаходимо по каталожним даними [2]

$$X_o = 0,413 \text{ Ом / км.}$$

Питома місткість провідність лінії (b_o) знаходимо за каталожними даними [2]

$$b_o = 2,75 \times 10^{-6} \text{ См / км.}$$

Довжина лінії $l_1 = 50 \text{ км.}$

Тоді активний опір лінії знаходиться по формулі

$$R_{л1} = R_o \times l_1 = 0,162 \times 50 = 8,1 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір лінії знаходиться по формулі

$$X_{л1} = X_o \times l_1 = 0,413 \times 50 = 20,7 \text{ Ом.}$$

Зарядна потужність знаходиться за формулою

$$Q_{л1} = U^2 \times b_o \times l_1 / 2 = 110^2 \times 2,75 \times 10^{-6} \times 50 / 2 = 0,8 \text{ МВАр.}$$

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

1.2.1.2 Параметри лінії Л-2 (АС-185/29)

$R_o = 0,162 \text{ Ом / км, } X_o = 0,413 \text{ Ом / км, } b_o = 2,75 \times 10^{-6} \text{ См / км.}$

$R_{л2} = R_o \times l_2 = 0,162 \times 40 = 6,5 \text{ Ом } X_{л2} = X_o \times l_2 = 0,413 \times 40 = 16,5 \text{ Ом.}$

$Q_{л2} = U^2 \times b_o \times l_2 / 2 = 110^2 \times 2,75 \times 10^{-6} \times 40 / 2 = 0,7 \text{ МВАр.}$

1.2.1.3 Параметри лінії Л-3 (АС-150/24)

$R_o = 0,198 \text{ Ом / км, } X_o = 0,42 \text{ Ом / км, } b_o = 2,7 \times 10^{-6} \text{ См / км.}$

$R_{л3} = R_o \times l_3 = 0,198 \times 30 = 5,9 \text{ Ом. } X_{л3} = X_o \times l_3 = 0,42 \times 30 = 12,6 \text{ Ом.}$

$Q_{л3} = U^2 \times b_o \times l_3 / 2 = 110^2 \times 2,7 \times 10^{-6} \times 30 / 2 = 0,5 \text{ МВАр.}$

1.2.1.4 Параметри лінії Л-4 (АС-150/24)

$R_o = 0,198 \text{ Ом / км, } X_o = 0,42 \text{ Ом / км, } b_o = 2,7 \times 10^{-6} \text{ См / км.}$

					БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$R_{л} = R_0 \times 1_4 = 0,198 \times 30 = 5,9 \text{ Ом. } X_{л} = X_0 \times 1_4 = 0,42 \times 30 = 12,6 \text{ Ом.}$$

$$Q_{л4} = U^2 \times b_0 \times 1_4 / 2 = 110^2 \times 2,7 \times 10^{-6} \times 30 / 2 = 0,5 \text{ МВАр.}$$

1.2.2 Расчет параметров трансформаторов

1.2.2 Розрахунок параметрів трансформаторів

1.2.2.1 Параметри трансформатора Т-1

Згідно [3], параметри трансформатора Т-1. Тип ТДН-40000/121 / 38,5

$$S_{НОМ} = 40 \text{ МВА.}$$

$U_{НОМ}$, по обмотках $U_{ВН}$ -121 кВ, $U_{НН}$ -38,5 кВ.

$$U_{до} = 10,5\%.$$

$$P_{к} = 170 \text{ кВт} = 0,17 \text{ МВт. } P_{х} = 34 \text{ кВт} = 0,034 \text{ МВт.}$$

$$I_{х} = 0,55\%.$$

Розраховуємо параметри трансформатора Т-1

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

$$R'_{Т1} = \frac{\Delta P_{к} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{170 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{40000^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

По напрузі К.З. знаходимо реактивний опір трансформатора

$$X'_{Т1} = \frac{U_{к} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 40000} = 32 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо також втрати реактивної потужності з досвіду Х.Х. за формулою

$$\Delta Q'_{ХТ1} = \frac{I_{х} \cdot S_{НОМ}}{100} = \frac{0,55 \cdot 40000}{100} = 0,22 \text{ МВАр.}$$

Параметри схеми заміщення паралельно включених АТ-1

Так як у вихідній схемі в ланцюг включені два паралельно працюючих од- нотіпних трансформатора, то для спрощення розрахункової схеми можливі спрощення

$$1) \text{ Опір двох паралельно працюючих трансформаторів } R_{Т1} = 0,5 \times R'_{Т1} = 0,5 \times 1,2 = 0,6 \text{ Ом.}$$

$$X_{Т1} = 0,5 \times X'_{Т1} = 0,5 \times 32 = 16 \text{ Ом.}$$

2) Втрати потужності Х.Х. першого трансформатора можна записати:

$$\Delta S_{ХТ1} = 2\Delta P'_{ХТ1} + j 2\Delta Q'_{ХТ1} = 0,08 + j 0,44 \text{ МВА.}$$

					БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Аналогічно розраховуємо параметри інших трансформаторів.

1.2.2.2 Параметри трансформатора Т-2

Табличні параметри трансформатора Т-2 [3]

Тип: ТД-40000/121/38,5/11 $S_{НОМ}=40$ МВА.

$U_{ВН}=110$ кВ, $U_{СН}=35$ кВ, $U_{НН}=11$ кВ.

$U_{К\text{ вс}}=10,5\%$, $U_{К\text{ вН}}=17,5\%$, $U_{К\text{ сН}}=6,5\%$.

$\Delta P_{К}=200$ кВт = 0,2 МВт. $\Delta P_{Х}=39$ кВт = 0,039 МВт.

$I_{Х}=0,6\%$.

$$R_{\text{общ2}} = \frac{\Delta P_{К} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{200 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{40000^2} = 1,6 \text{ Ом},$$

$$R_{2В}=R_{2С}=R_{2Н}=0,5 \times R_{\text{общ2}}=0,5 \times 1,6=0,8 \text{ Ом},$$

де $R_{ТВ}$ - активний опір обмотки вищої напруги трансформатора,

$R_{ТС}$ - активний опір обмотки середньої напруги трансформатора,

$R_{ТН}$ - активний опір обмотки нижчої напруги трансформатора.

$$U_{КВ2}=0,5(U_{КВ-С}+U_{КВ-Н}-U_{КС-Н})=0,5(10,5+17,5-6,5)=21,5 \%$$

$$U_{КС2}=0,5(U_{КВ-С}-U_{КВ-Н}+U_{КС-Н})=0$$

$$U_{КН2}=0,5(-U_{КВ-С}+U_{КВ-Н}+U_{КС-Н})=0,5(-10,5+17,5+6,5)=13,5 \%$$

За знайденими напругами К.З. в кожній обмотці можна знайти реактивний опір в кожній обмотці трансформатора

$$X_{2В} = \frac{U_{КВ} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{21,5 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 40000} = 64 \text{ Ом}.$$

$$X_{2С}=0.$$

$$X_{2Н} = \frac{U_{КВ} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{13,5 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 40000} = 40 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо також втрати реактивної потужності з досвіду Х.Х. за формулою

$$\Delta Q_{ХТ2} = \frac{I_{Х} \cdot S_{НОМ}}{100} \cdot \frac{0,6 \cdot 40000}{100} = 0,24 \text{ МВАр}.$$

Параметри схеми заміщення паралельно включених АТ-2

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

1) Опір двох паралельно працюючих трансформаторів:

$$R_{2B}=R_{2C}=R_{2H}=0,5 \times R_{B2}=0,5 \times 0,8=0,4 \text{ Ом.}$$

$$X_{T2B}=0,5 \times X_{B2}=0,5 \times 64=32 \text{ Ом.}$$

$$X_{T2B}=0,5 \times X_{C2}=0.$$

$$X_{T2H}=0,5 \times X_{H2}=0,5 \times 40=20 \text{ Ом.}$$

Втрати потужності Х.Х. первого трансформатора

$$\Delta S_{XT2}=2\Delta P'_{XT2}+j2\Delta Q'_{XT2}=0,08+j0,48 \text{ МВА.}$$

1.2.2.3 Параметри трансформатора Т-3

Параметри трансформатора Т-3 Тип ТДН-40000/121/38,5

$$S_{НОМ}=40 \text{ МВА.}$$

$$U_{НОМ} \text{ ВН-121 кВ, } U_{НОМ} \text{ НН-38,5 кВ.}$$

$$U_K = 10,5\%.$$

$$\text{Потужність короткого замикання } \Delta P_K=170 \text{ кВт} = 0,17 \text{ МВт.}$$

$$\text{Потужність холостого ходу } \Delta P_X=34 \text{ кВт} = 0,034 \text{ МВт.}$$

$$\text{Струм холостого ходу } I_X=0,55\%.$$

Розраховуємо параметри трансформатора Т-3

$$R'_{T3}=\frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}=\frac{170 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{40000^2}=1,2 \text{ Ом.}$$

$$X'_{T3}=\frac{U_K \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}=\frac{10,5 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 40000}=32 \text{ Ом.}$$

$$\Delta Q'_{XT3}=\frac{I_X \cdot S_{НОМ}}{100} \frac{0,55 \cdot 40000}{100}=0,22 \text{ МВАр.}$$

Параметри схеми заміщення паралельно включених АТ-3:

$$R_{T3}=0,5 \cdot R'_{T3}=0,5 \cdot 1,2=0,6 \text{ Ом.}$$

$$X_{T3}=0,5 \cdot X'_{T3}=0,5 \cdot 32=16 \text{ Ом.}$$

$$\Delta S_{XT3}=2\Delta P'_{XT3}+j2\Delta Q'_{XT3}=0,07+j0,44 \text{ МВА.}$$

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1.3 Складання розрахункової схеми заміщення мережі

1.3.1 Спрощення схеми заміщення

Для полегшення розуміння схеми заміщення доцільно ввести індексацію контрольних вузлів і точок ланцюга:

Приймаємо т.1 - шина живлення мережі.

Приймаємо т.2 - шина живлення Т-1.

Приймаємо т.3 - шина живлення Т-2.

Приймаємо т.4 - шина живлення Т-3.

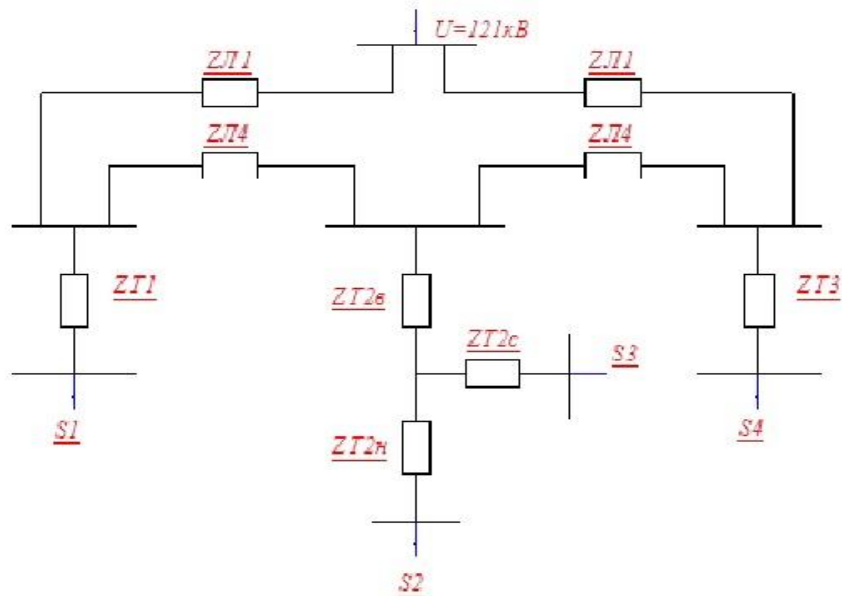
Приймаємо т.5 - шина живлення навантаження S_1 .

Приймаємо т.6-середня точка Т-2.

Приймаємо т.7 - шина живлення навантаження S_2 .

Приймаємо т.8 - шина живлення навантаження S_3 .

Приймаємо т.9 - шина живлення навантаження S_4 .



Малюнок 1.2 Схема заміщення

1.3.2 Розрахунок потужностей в точках схеми в нормальному режимі роботи мережі

Розрахунок проводиться згідно рис 1.2

При розрахунку потужностей йдемо в напрямку від відомих потужностей споживача до шуканої потужності на вході ланцюга розрахункової згідно зі схемою заміщення.

1.3.2.1 Розраховуємо потужність на початку ділянки 2-5

$$S_{25} = S_1 + \Delta S_{T1} + \Delta S_{XT1}.$$

$$\Delta S_{T1} = Z_{T1} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (0,6 + j16) \left(\frac{25^2 + 10^2}{110^2} \right) = 0,04 + j0,96 \text{ МВА.}$$

$$S_{25} = 25 + j10 + 0,04 + j0,96 + 0,08 + j0,44 = 25,12 + j11,4 \text{ МВА.}$$

1.3.2.2 Розраховуємо потужність на початку ділянки 4-9

$$S_{49} = S_4 + \Delta S_{T3} + \Delta S_{XT3}$$

$$\Delta S_{T3} = Z_{T3} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (0,6 + j16) \left(\frac{10^2 + 5^2}{110^2} \right) = 0,01 + j0,17 \text{ МВА.}$$

$$S_{49} = 10 + j5 + 0,01 + j0,17 + 0,08 + j0,44 = 10,09 + j5,61 \text{ МВА.}$$

1.3.2.3 Розраховуємо потужність на початку ділянки 6-7

$$S_{67} = S_2 + \Delta S_{T2H}$$

$$\Delta S_{T2H} = Z_{T2H} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (0,4 + j20) \left(\frac{15^2 + 10^2}{110^2} \right) = 0,01 + j0,54 \text{ МВА.}$$

$$S_{67} = 15 + j10 + 0,01 + j0,54 = 15,01 + j10,54 \text{ МВА.}$$

1.3.2.4 Розраховуємо потужність на початку ділянки 6-8

$$S_{68} = S_3 + \Delta S_{T2C}$$

$$\Delta S_{T2C} = Z_{T2C} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (0,4) \left(\frac{20^2 + 10^2}{110^2} \right) = 0,02 \text{ МВА.}$$

$$S_{68} = 20 + j10 + 0,02 = 20,02 + j10 \text{ МВА.}$$

1.3.2.5 Розраховуємо потужність на кінці ділянки 3-6

$$S'_{36} = S_{67} + \Delta S_{68} = 15,01 + j10,54 + 20,02 + j10 = 35,03 + j20,54 \text{ МВА.}$$

1.3.2.6 Розраховуємо потужність на початку ділянки 3-6

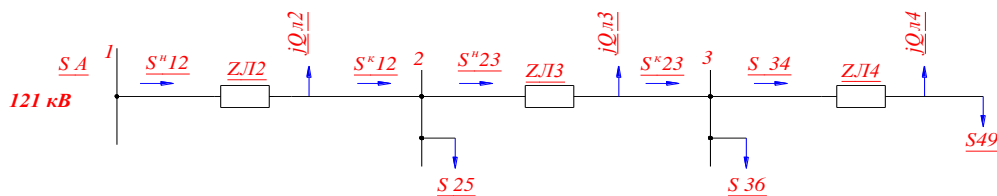
$$S_{36} = S'_{36} + \Delta S_{T2B} + \Delta S_{XT2}$$

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

$$\Delta S_{T2B} = Z_{T2B} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (0,4 + j32) \left(\frac{35,03^2 + 20,54^2}{110^2} \right) = 0,05 + j4,36 \text{ МВА.}$$

$$S_{36} = 35,03 + j20,54 + 0,05 + j4,36 + 0,08 + j0,48 = 35,16 + j25,38 \text{ МВА.}$$

Расчет разомкнутой сети (аварийный режим)



1.3.3 Розрахунок потужності аварійного режиму роботи мережі (лінія Л-1 – відключена)

Розрахунок проводиться згідно мал 1.3.

Мал 1.3 Схема заміщення розімкнутої мережі

Индексы К и Н – соответственно конец и начало участка сети.

1.3.3.1 Розраховуємо потужність S_{34}

$$S_{34} = S_{49} + \Delta S_{Л4} - jQ_{Л4}$$

$$\Delta S_{Л4} = Z_{Л4} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (5,9 + j12,6) \left(\frac{10,09^2 + 5,61^2}{110^2} \right) = 0,06 + j0,14 \text{ МВА.}$$

$$S_{34} = 10,09 + j5,61 + 0,06 + j0,14 - j0,5 = 10,15 + j5,25 \text{ МВА.}$$

					БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

1.3.3.2 1 Розраховуємо потужність S_{23}^K

$$S_{23}^K = S_{34} + S_{36} = 10,15 + j5,25 + 35,16 + j25,38 = 45,31 + j30,63 \text{ МВА.}$$

1.3.3.3 1 Розраховуємо потужність S_{23}^H

$$S_{23}^H = S_{23}^K + \Delta S_{Л3} - jQ_{Л3}$$

$$\Delta S_{Л3} = Z_{Л3} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (5,9 + j12,6) \left(\frac{45,31^2 + 30,63^2}{110^2} \right) = 1,46 + j3,11 \text{ МВА.}$$

$$S_{23}^H = 45,31 + j30,63 + 1,46 + j3,11 - j0,5 = 46,77 + j33,24 \text{ МВА.}$$

1.3.3.4 1 Розраховуємо потужність S_{12}^K

$$S_{12}^K = S_{23}^H + S_{25} = 46,77 + j33,24 + 25,12 + j11,4 = 71,89 + j44,64 \text{ МВА.}$$

1.3.3.5 1 Розраховуємо потужність S_{12}^H

$$S_{12}^H = S_{12}^K + \Delta S_{Л2} - jQ_{Л2}$$

$$\Delta S_{Л2} = Z_{Л2} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (6,5 + j16,5) \left(\frac{71,89^2 + 44,64^2}{110^2} \right) = 3,85 + j9,76 \text{ МВА.}$$

$$S_{12}^H = 71,89 + j44,64 + 3,85 + j9,76 - j0,7 = 75,73 + j53,7 \text{ МВА.}$$

1.3.3.6 1 Розраховуємо потужність S_A

$$S_A = S_{12}^H = 75,73 + j53,7 \text{ МВА.}$$

1.3.4 Напряга в вузлах мережі

Знаходимо напрягу у вузлах мережі, використовуючи напрягу на шинах джерела живлення і знайдені на попередньому етапі потужності на початку кожної ділянки мережі як вихідні дані.

1.3.4. Визначаємо напрягу U_2

$$\begin{aligned} U_2 &= U_1 - \frac{P_{12}^H \cdot R_{Л2} + Q_{12}^H \cdot X_{Л2}}{U_1} - j \frac{P_{12}^H \cdot X_{Л2} - Q_{12}^H \cdot R_{Л2}}{U_1} = \\ &= 121 - \frac{75,73 \cdot 6,5 + 53,7 \cdot 16,5}{121} - j \frac{75,73 \cdot 16,5 - 53,7 \cdot 6,5}{121} = \\ &= 109,61 - j7,44 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Модуль напряги $|U_2| = 109,86 \text{ кВ.}$

Розрахунок напряги на інших шинах мережі виконується аналогічно

					БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

1.3.4.2 Визначаємо напругу шини 3

$$U_3 = U_2 - \frac{P_{23}^H \cdot R_{Л3} + Q_{23}^H \cdot X_{Л3}}{U_2} - j \frac{P_{23}^H \cdot X_{Л3} - Q_{23}^H \cdot R_{Л3}}{U_2} =$$

$$= 109,86 - \frac{46,77 \cdot 5,9 + 33,24 \cdot 12,6}{109,86} - j \frac{46,77 \cdot 12,6 - 33,24 \cdot 5,9}{109,86} =$$

$$= 103,54 - j3,58 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги $|U_3| = 103,6 \text{ кВ.}$

1.3.4.3 Визначаємо напругу шини 4

$$U_4 = U_3 - \frac{P_{23} \cdot R_{Л4} + Q_{23} \cdot X_{Л4}}{U_3} - j \frac{P_{23} \cdot X_{Л4} - Q_{23} \cdot R_{Л4}}{U_3} =$$

$$= 103,6 - \frac{10,15 \cdot 5,9 + 5,25 \cdot 12,6}{103,6} - j \frac{10,15 \cdot 12,6 - 5,25 \cdot 5,9}{103,6} =$$

$$= 102,38 - j0,94 \text{ кВ}$$

Модуль напруги $|U_4| = 102,4 \text{ кВ.}$

1.3.4.4 Визначаємо напругу шини 5

$$U_5' = U_2 - \frac{P_{25} \cdot R_{Т1} + Q_{25} \cdot X_{Т1}}{U_2} - j \frac{P_{25} \cdot X_{Т1} - Q_{25} \cdot R_{Т1}}{U_2} =$$

$$= 109,86 - \frac{25,12 \cdot 0,6 + 11,4 \cdot 16}{109,86} - j \frac{25,12 \cdot 16 - 11,4 \cdot 0,6}{109,86} =$$

$$= 108,06 - j3,6 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги $|U_5'| = 108,12 \text{ кВ.}$

Знаходимо коефіцієнт трансформації, це відношення напруги на обмотці середньої напруги до напруги на обмотці нижчого напруги:

$$n_{ВН} = \frac{U_{CH_НОМ}}{U_{НН_НОМ}} = \frac{110}{35} = 3,14.$$

Використовуючи коефіцієнт трансформації, наводимо отримане напруга є ня до напруги на обмотці нижчого напруги:

$$U_5 = U_5' / n_{ВН} = 108,12 / 3,14 = 34,43 \text{ кВ.}$$

1.3.4.5 Знаходимо напругу шини 7

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

$$U_7' = U_3 \cdot \frac{P_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2H}) + Q_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2H})}{U_3} - j \frac{P_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2H}) - Q_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2H})}{U_3} =$$

$$= 103,6 \cdot \frac{35,16 \cdot 0,8 + 25,78 \cdot 52}{103,6} - j \frac{35,13 \cdot 52 - 25,78 \cdot 0,8}{103,6} =$$

$$= 97,39 - j17,45 \text{ кВ.}$$

Модуль напряжения $|U_7'| = 99,06 \text{ кВ.}$

Находим коэффициент трансформации, это отношение напряжения на обмотке среднего напряжения к напряжению на обмотке низшего напряжения:

$$n_{BH} = \frac{U_{CH_НОМ}}{U_{HH_НОМ}} = \frac{110}{10} = 11.$$

Используя коэффициент трансформации приводим полученное напряжение к напряжению на обмотке низшего напряжения:

$$U_7 = U_7' / n_{BH} = 99,06 / 11 = 9,01 \text{ кВ.}$$

1.3.4.6 Определяем напряжение шины 8

$$U_8' = U_3 \cdot \frac{P_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2C}) + Q_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2C})}{U_3} - j \frac{P_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2C}) - Q_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2C})}{U_3} =$$

$$= 103,6 \cdot \frac{35,16 \cdot 0,8 + 25,78 \cdot 32}{103,6} - j \frac{35,13 \cdot 32 - 25,78 \cdot 0,8}{103,6} =$$

$$= 97,39 - j10,66 \text{ кВ.}$$

Модуль напряжения $|U_8'| = 98,96 \text{ кВ.}$

Определяем коэффициент трансформации, это отношение напряжения на обмотке среднего напряжения к напряжению на обмотке низшего напряжения:

$$n_{BH} = \frac{U_{CH_НОМ}}{U_{HH_НОМ}} = \frac{110}{35} = 3,14.$$

Используя коэффициент трансформации приводим полученное напряжение к напряжению на обмотке низшего напряжения:

$$U_8 = U_8' / n_{BH} = 98,96 / 3,14 = 31,6 \text{ кВ.}$$

1.3.4.7 Определяем напряжение шины 9

$$U_9' = U_4 \cdot \frac{P_{49} \cdot R_{T3} + Q_{49} \cdot X_{T3}}{U_4} - j \frac{P_{49} \cdot X_{T3} - Q_{49} \cdot R_{T3}}{U_4} =$$

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

$$=102,4 - \frac{10,09 \cdot 0,6 + 5,61 \cdot 16}{102,4} - j \frac{10,09 \cdot 16 - 5,61 \cdot 0,6}{102,4} =$$

$$=101,46 - j1,54 \text{ кВ.}$$

Модуль напруги $|U_5'| = 101,5 \text{ кВ.}$

Знаходимо коефіцієнт трансформації, це відношення напруги на обмотці середньої напруги до напруги на обмотці нижчого напруги:

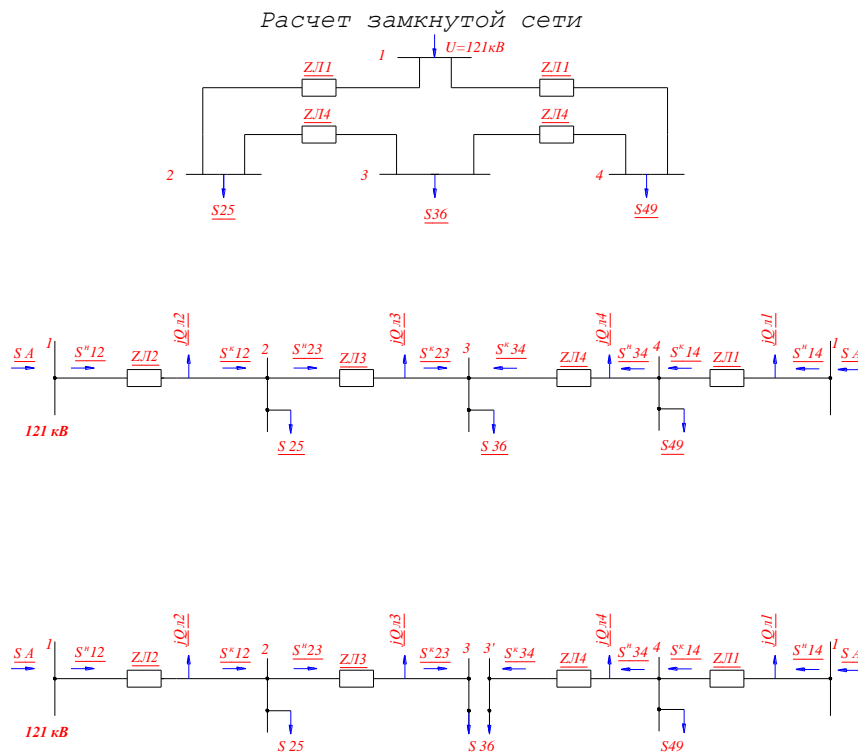
$$n_{ВН} = \frac{U_{CH_НОМ}}{U_{НН_НОМ}} = \frac{110}{35} = 3,14.$$

Використовуючи коефіцієнт трансформації, наводимо отримане напруга є ня до напруги на обмотці нижчого напруги:

$$U_5 = U_5' / n_{ВН} = 101,5 / 3,14 = 32,32 \text{ кВ.}$$

1.3.5 Розрахунок потужності нормального режиму замкнутої мережі ($S = S_{max}$)

Розрахунок виконаний по мал 1.4



Мал 1.4 Схема заміщення замкнутої мережі

Розрахунок режиму замкнутої мережі виконується так само, як мережі з двостороннім харчуванням при однакових напругах джерел живлення. Розрахункова схема кільцевої мережі, умовно розрізається по шині джерела живлення.

Розраховуємо потужності на ділянках мережі з двостороннім живленням, для цього визначаємо потужність на головних ділянках:

$$S_{12} = \frac{S_{25}(Z_{Л3} + Z_{Л4} + Z_{Л1}) + S_{36}(Z_{Л4} + Z_{Л1}) + S_{49}(Z_{Л1})}{Z_{Л1} + Z_{Л2} + Z_{Л3} + Z_{Л4}} =$$

$$= \frac{(25,12 + j11,4)(19,9 - j45,9) + (10,09 + j5,61)(8,1 - j20,7) + (35,16 + j25,38)(14 - j33,3)}{26,4 - j62,4} =$$

$$= 40,61 + j23,82 \text{ МВА.}$$

$$S_{14} = \frac{S_{49}(Z_3 + Z_4 + Z_2) + S_{36}(Z_2 + Z_3) + S_{25}(Z_2)}{Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4} =$$

$$= \frac{(10,09 + j5,61)(18,3 - j41,7) + (35,16 + j25,38)(12,4 - j29,1) + (25,12 + j11,4)(6,5 - j16,5)}{24,6 - j62,5} =$$

$$= 29,76 + j18,57 \text{ МВА.}$$

1.3.5.3 Перевірка

$$S_{12} + S_{14} = S_{25} + S_{36} + S_{49}$$

$$40,61 + j23,82 + 29,76 + j18,57 = 25,12 + j11,4 + 35,16 + j25,38 + 10,09 + j5,61$$

$$70,37 + j42,39 \approx 70,37 + j42,39$$

Похибка обчислень становить $\delta P = 0\%$, $\delta Q = 0,0\%$ що набагато менше необхідної точності обчислення 2% .

$$1.3.5.4 \quad S_{23} = S_{12} - S_{25} = 40,61 + j23,82 - 25,12 - j11,4 = 15,49 + j12,42 \text{ МВА.}$$

$$1.3.5.5 \quad S_{43} = S_{14} - S_{49} = 29,76 + j18,57 - 10,09 - j5,61 = 19,67 + j12,96 \text{ МВА.}$$

Використовуючи схему, отримані чисельні значення і напрямки потужностей можна знайти точку потокоподілу.

Точка потокоподілу знаходиться в Т.3, виробляємо розмикання мережі в цій точці і виробляємо розрахунок кожної з розімкнутих мереж окремо.

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

1.3.6 Розрахунок втрат потужності

1.3.6.1 Знаходимо потужність в кінці ділянки 1-2

$$S_{12}^K = S_{12}^H - \Delta S_{Л2} + jQ_{Л2}$$

$$\Delta S_{Л2} = Z_{Л2} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (6,5 + j16,5) \left(\frac{40,61^2 + 23,82^2}{110^2} \right) = 1,19 + j3,02 \text{ МВА.}$$

$$S_{12}^K = 40,61 + j23,82 - 1,19 - j3,02 + j0,7 = 39,42 + j21,5 \text{ МВА.}$$

1.3.6.2 Знаходимо потужність на початку ділянки 2-3

$$S_{23}^H = S_{12}^K - S_{25} = 39,42 + j21,5 - 25,12 - j11,4 = 14,3 + j10,1 \text{ МВА.}$$

1.3.6.3 Знаходимо потужність в кінці ділянки 2-3

$$S_{23}^K = S_{87}^H - \Delta S_{Л3} + jQ_{Л3}$$

$$\Delta S_{Л3} = Z_{Л3} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (5,9 + j12,6) \left(\frac{14,3^2 + 10,1^2}{110^2} \right) = 0,15 + j0,32 \text{ МВА.}$$

$$S_{23}^K = 14,3 + j10,1 - 0,15 - j0,32 + j0,5 = 14,5 + j10,28 \text{ МВА.}$$

1.3.6.4 Знаходимо потужність в кінці ділянки 1-4

$$S_{14}^K = S_{14}^H - \Delta S_{Л1} + jQ_{Л1}$$

$$\Delta S_{Л1} = Z_{Л1} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (8,1 + j20,7) \left(\frac{29,76^2 + 18,57^2}{110^2} \right) = 0,82 + j2,11 \text{ МВА.}$$

$$S_{14}^K = 29,76 + j18,57 - 0,82 - j2,11 + j0,8 = 28,94 + j17,26 \text{ МВА.}$$

1.3.6.5 Знаходимо потужність на початку ділянки 4-3

$$S_{43}^H = S_{14}^K - S_{49} = 28,94 + j17,26 - 10,09 - j5,61 = 18,85 + j11,65 \text{ МВА.}$$

1.3.6.6 Знаходимо потужність в кінці ділянки 4-3

$$S_{43}^K = S_{43}^H - \Delta S_{Л4} + jQ_{Л4}$$

$$\Delta S_{Л4} = Z_{Л4} \left(\frac{S}{U_{НОМ}} \right)^2 = (5,9 + j12,6) \left(\frac{18,85^2 + 11,65^2}{110^2} \right) = 0,24 + j0,51 \text{ МВА.}$$

$$S_{43}^K = 18,85 + j11,65 - 0,24 - j0,51 + j0,5 = 18,61 + j11,64 \text{ МВА.}$$

					БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

1. 3.7 Напряга в контрольных точках сети

1.3.7.1 Находим напряжение U_2

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{12}^H \cdot R_{Л2} + Q_{12}^H \cdot X_{Л2}}{U_1} - j \frac{P_{12}^H \cdot X_{Л2} - Q_{12}^H \cdot R_{Л2}}{U_1} =$$
$$= 121 - \frac{40,61 \cdot 6,5 + 23,82 \cdot 16,5}{121} - j \frac{40,61 \cdot 16,5 - 23,82 \cdot 6,5}{121} =$$
$$= 115,57 - j4,26 \text{ кВ.}$$

Модуль напряжения $|U_2| = 115,65 \text{ кВ.}$

1.3.7.2 Находим напряжение шины 3

$$U_3 = U_2 - \frac{P_{23}^H \cdot R_{Л3} + Q_{23}^H \cdot X_{Л3}}{U_2} - j \frac{P_{23}^H \cdot X_{Л3} - Q_{23}^H \cdot R_{Л3}}{U_2} =$$
$$= 115,65 - \frac{14,3 \cdot 5,9 + 10,1 \cdot 12,6}{115,65} - j \frac{14,3 \cdot 12,6 - 10,1 \cdot 5,9}{115,65} =$$
$$= 113,82 - j1,04 \text{ кВ.}$$

Модуль напряжения $|U_3| = 113,8 \text{ кВ.}$

1.3.7.3 Находим напряжение шины 4

$$U_4 = U_1 - \frac{P_{14}^H \cdot R_{Л1} + Q_{14}^H \cdot X_{Л1}}{U_1} - j \frac{P_{14}^H \cdot X_{Л1} - Q_{14}^H \cdot R_{Л1}}{U_1} =$$
$$= 121 - \frac{29,76 \cdot 8,1 + 18,57 \cdot 20,7}{121} - j \frac{29,76 \cdot 20,7 - 18,57 \cdot 8,1}{121} =$$
$$= 115,83 - j3,94 \text{ кВ}$$

Модуль напряжения $|U_4| = 115,89 \text{ кВ.}$

1.3.7.4 Находим напряжение шины 3'

$$U_{3'} = U_4 - \frac{P_{43}^H \cdot R_{Л4} + Q_{43}^H \cdot X_{Л4}}{U_4} - j \frac{P_{43}^H \cdot X_{Л4} - Q_{43}^H \cdot R_{Л4}}{U_4} =$$
$$= 115,89 - \frac{18,85 \cdot 5,9 + 11,65 \cdot 12,6}{115,89} - j \frac{18,85 \cdot 12,6 - 11,65 \cdot 5,9}{115,89} =$$
$$= 113,66 - j1,46 \text{ кВ.}$$

Модуль напряжения $|U_3| = 113,67 \text{ кВ.}$

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

Використовуючи коефіцієнт трансформації, наводимо отриману напругу до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$U_7 = U_7' / n_{ВН} = 103 / 11 = 9,66 \text{ кВ.}$$

1.3.7. Знаходимо напругу шини 8

$$\begin{aligned} U_8' &= U_3 - \frac{P_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2C}) + Q_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2C})}{U_3} - j \frac{P_{36} \cdot (X_{T2B} + X_{T2C}) - Q_{36} \cdot (R_{T2B} + R_{T2C})}{U_3} = \\ &= 113,8 - \frac{35,16 \cdot 0,8 + 25,78 \cdot 32}{113,8} - j \frac{35,13 \cdot 32 - 25,78 \cdot 0,8}{113,8} = \\ &= 106,3 - j9,66 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Модуль напруги $U_8' = 106,75 \text{ кВ.}$

Знаходимо коефіцієнт трансформації, це відношення напруги на обмотці середньої напруги до напруги на обмотці нижчого напруги:

$$n_{ВН} = \frac{U_{СН_НОМ}}{U_{НН_НОМ}} = \frac{110}{35} = 3,14.$$

Використовуючи коефіцієнт трансформації, наводимо отриману напругу до напруги на обмотці нижчої напруги:

$$U_8 = U_8' / n_{ВН} = 106,75 / 3,14 = 34 \text{ кВ.}$$

1.3.7.8 Знаходимо напругу шини 9

$$\begin{aligned} U_9' &= U_4 - \frac{P_{49} \cdot R_{T3} + Q_{49} \cdot X_{T3}}{U_4} - j \frac{P_{49} \cdot X_{T3} - Q_{49} \cdot R_{T3}}{U_4} = \\ &= 115,89 - \frac{10,09 \cdot 0,6 + 5,61 \cdot 16}{115,89} - j \frac{10,09 \cdot 16 - 5,61 \cdot 0,6}{115,89} = \\ &= 115,46 - j1,34 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Модуль напруги $U_9' = 115 \text{ кВ.}$

Знаходимо коефіцієнт трансформації, це відношення напруги на обмотці середньої напруги до напруги на обмотці нижчого напруги:

$$n_{ВН} = \frac{U_{СН_НОМ}}{U_{НН_НОМ}} = \frac{110}{35} = 3,14.$$

$$U_9 = U_9' / n_{ВН} = 115 / 3,14 = 36,4 \text{ кВ.}$$

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.1. Вибір потужності силових трансформаторів

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

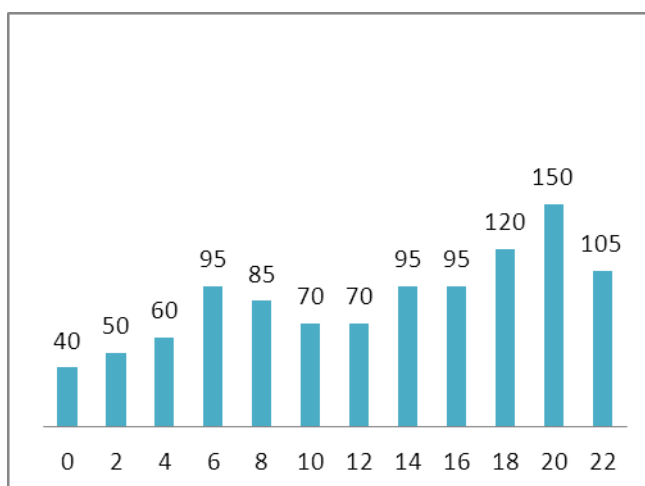


Рис.1.1. Графік навантаження підстанції.

Таблиця №1 - Навантаження споживачів на протязі доби

Часы	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{НОМ}, \%$	40	50	60	95	85	70	70	95	95	120	150	105
$S, \text{МВА}$	12,8	16	19,2	30,1	27,2	22,4	22,4	30,1	30,1	38,4	48,8	33,5

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

$$K_1 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{4^2 \cdot 2 + 5^2 \cdot 2 + 6^2 \cdot 2 + 9,5^2 \cdot 2 + 8,5^2 \cdot 2 + 7}{2 + 2 + 2 + 4 + 4}} = 0,84$$

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.

$$K_2 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{12^2 \cdot 2 + 15^2 \cdot 2 + 10,5^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 1,22$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає

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

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

$$K_{MAX} = \frac{15}{10} = 1,5$$

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 $K'_2 = 1,22 < 0,9 \cdot 1,5 = 1,21 < 1,35$

$$K_2 = 1,35$$

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.

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

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».

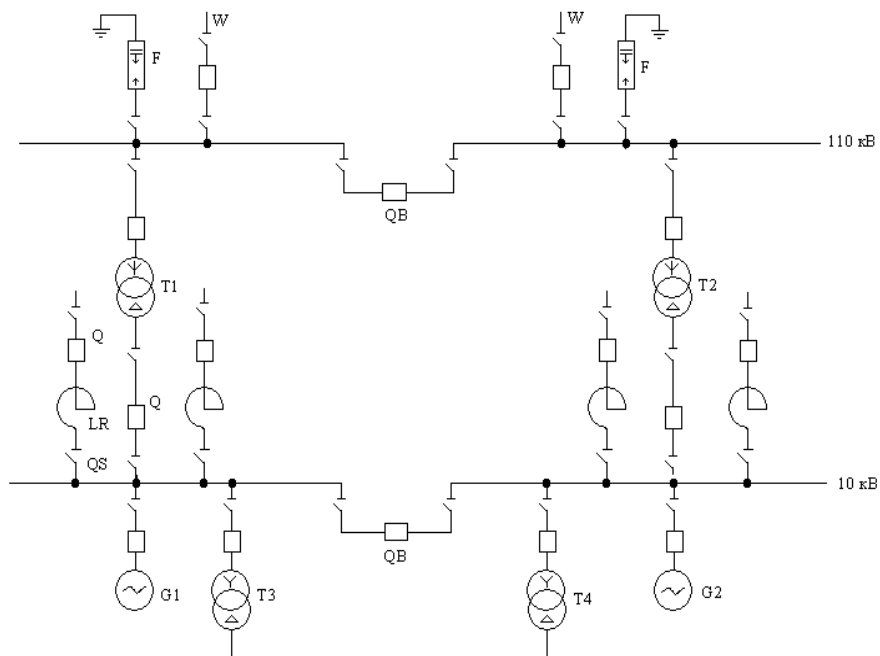


Рисунок 2.1 - Однолінійна схема електростанції середньої потужності з РП 110 і 10 кВ:

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

					БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

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.

Таблиця 1- Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ п / п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць кВт	Коеф. по пи ту	cos φ	Споживана Потужність кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,8 2	0,8 6	5,72
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів проводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,6 5	0,9 5	3,42
5	Освітлення ВРП	1	2	0,6 5	0,9 3	1,35
Сумарне вивантаження власних потреб кВа						17,69

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умов $S_{TCH} \geq S_{CH}$
де S_{TCH} – потужність трансформатора власних потреб, кВа
 S_{CH} – потужність споживачів власних потреб, кВа.
Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює S_{TCH} 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

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

Беремо стандартну потужність трансформатора $S_{\text{ТСН}}=40$ кВа. Остаточно для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори стандартної потужності, ТМ -40/10

Схема живлення власних потреб рис. 3.1.

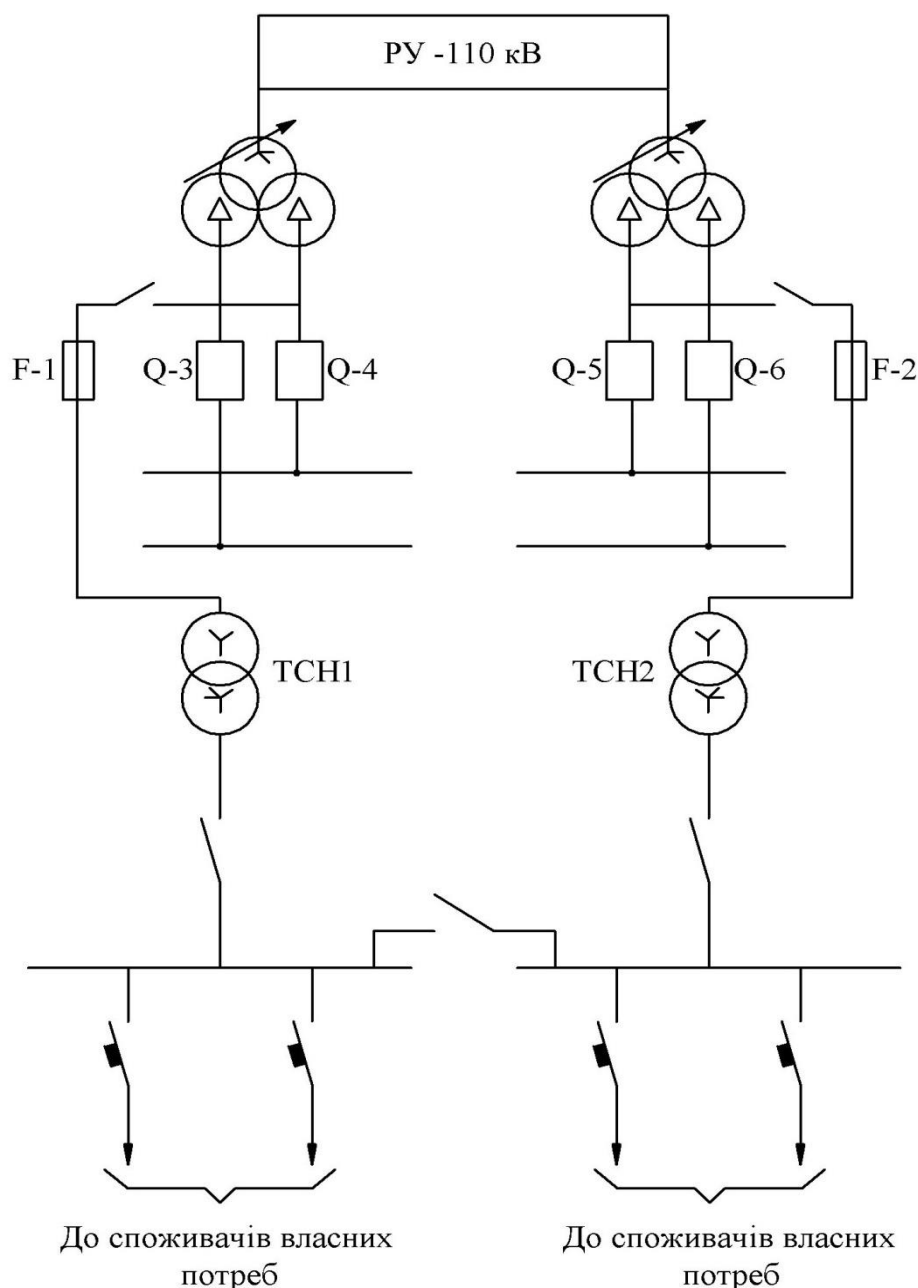


рис. 3.1.Схема живлення власних потреб

Зм.	Лист	№ 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 : $V_R = I_{k1}^2 (T + T_a) = I_{k1}^2 (0,06 + 0,025) \text{ кА}^2 \text{ с}$

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

для K_1 ; $V_R = 8,73^2 (0,06 + 0,025) = 6,48 \text{ кА}^2 \text{ с}$

для K_2 ; $V_R = 4,68^2 (0,1 + 0,005) = 3,28 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Таблиця 2.1.- 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 V_k кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)			8,73	1,1	6,48
Шини 10 кВ (K_2)	4,68	10,62	4,68	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

$$I_{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 110} = \frac{1,4 \times 32000}{1,73 \times 110} = 233,56 \text{ А}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{10}^{\text{в}} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{1,4 \times 132000}{1,73 \times 10} = 2589,25 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{10}^{\text{с.в.}} = \frac{0,7S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{0,7 \times 32000}{1,73 \times 10} = 1294,62 \text{ А}$$

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

$$I_{10}^{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10 \times 10} = \frac{1,4 \times 32000}{1,73 \times 10 \times 10} = 258,92 \text{ А}$$

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{НОМ}$	73,56 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	8,73 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	19,82 кА	102 кА
$I_{nt} \leq I_{откНОМ}$	8,73 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	1,1 кА	15,99 кА
$B_K \leq I_t^2 t_r$	6,48 кА ² ·С	112 кА ² ·С

Вибираємо ВВБМ -110Б-31,5/2000 У1

Обраний вимикач повинний цілком задовольняти умови вибору.

На боці низької напруги рекомендується вибирати вакумні вимикачі t-розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ. Для вимикачів на вищій стороні $t=0.06$ с , на нижчій стороні $t=0.1$ с.

$$\text{У точці } K_1 \quad I_a = \sqrt{21} \cdot e^{\frac{0,06}{0,025}} = 1,1 \text{ кА}$$

$$\text{У точці } K_1 \quad I_a = \sqrt{21} \cdot e^{\frac{0,1}{0,05}} = 0,86 \text{ кА}$$

Таблиця 2.4- Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{НОМ}$	809,25 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,68 кА	38 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{откНОМ}$	4,68 кА	38 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_K \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² ·С	215 кА ² ·С

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 РНД31-110 УХЛІ і РНД 32-110/1000 УХЛІ.

2.6. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному проєкті 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 шинах 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.

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		38

Таблиця 2.8- Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секції . Викликать на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму наведений у таблицях 9-11

Таблиця 2.9 Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,56 А	50-600 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,62 кА	62-124 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	6,48 кА ² ·С	162,5 кА ² ·С
$Z_H \leq Z_{H ном}$	1,25 кА	4 кА

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Тоді опір сполучних проводів може бути

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}}$$

Де: $Z_{\text{ном}}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ – опір приладів, Ом;

$Z_{\text{к}}$ – опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 4 - 0,02 - 0,1 = 3,88 \text{ Ом.}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менш ніж 4 мм² для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля L=160м

$$Z_{\text{пр}} = P \frac{I}{F}$$

Де: p – питомий опір алюмінію, 0,0283, Ом×мм;

F – перетин жил, мм²;

$$F = \frac{0,028 \times 160}{4} = 1,13 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 1,13 = 1,25, \text{ Ом,}$$

Що менше ніж 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1.

Трансформатор струму ТфзН-110-1У1 відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.10- Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	809,25 А	2000 А
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	10,62 кА	-
$B_k \leq I_t^2 t_T$	3,28 кА ² ·С	74,42 кА ² ·С
$Z_H \leq Z_{H \text{ ном}}$	1,25 кА	4 кА

Перевірка за вторинним навантаженням виконується аналогічно. Рекомендується вибрати трансформатор ТШЛК-10У3

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
$B_k \leq I_t^2 t_T$	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 ЗНОЛ06-10-У3

2.7. Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталелегуючіми провадами 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

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

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 оцинковки 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;

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

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

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

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.5.141.705.ПЗ.ЕТ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		42

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.

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		43

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.

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		44

3. Розрахунок релейного захисту

У курсовій роботі необхідно вибрати робочі уставки захисту ВЛ-10 кВ. Схема лінії вибирається згідно варіанту, де вказані необхідні початкові дані: опір і ε . 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. ε . д. с. системи приймається рівною середній номінальній напрузі (10,5 кВ).

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

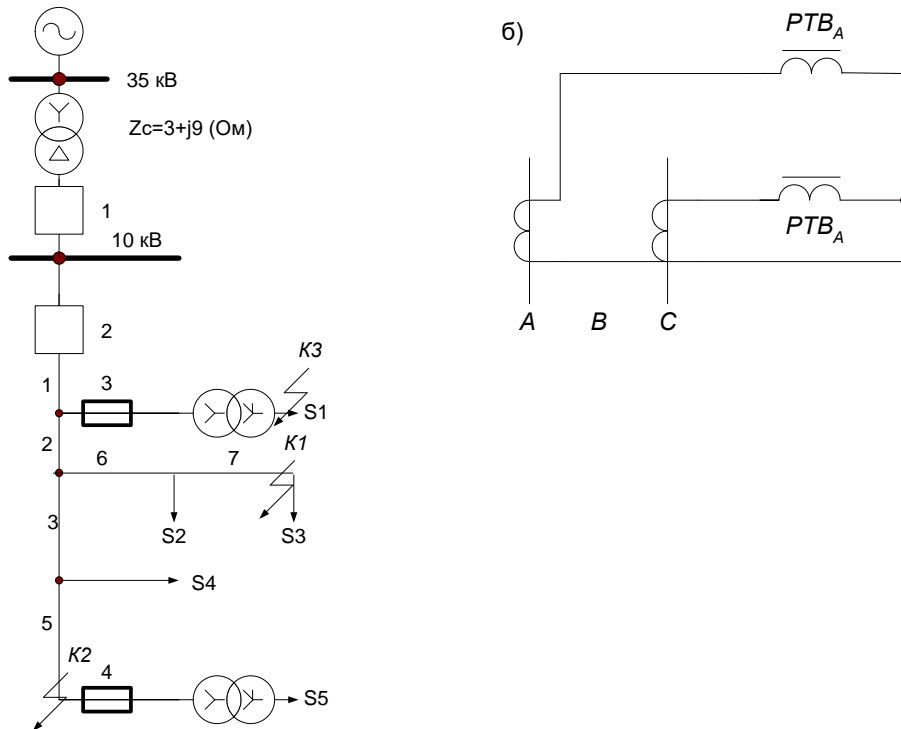
Розрахунок максимального захисту полягає у виборі:

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	
4	АС-35	ПС-35	АС-35	А-25	АС-35	АС-35	ПС-25	РТВ-III

№ варіанту	Споживана потужність, кВА					
	S1	S2	S3	S4	S5	S6
4	48	58	68	90	45	45

3.1. Розрахунок уставок максимального струмового захисту ВЛ 10 кВ



Мал. 3.1. Розрахункова (а) схема ВЛ 10 кВ і принципова (б) схема максимального захисту лінії (Т/в – максимальний струмовий захист із залежною характеристикою)

1. Розраховуються струми до з., для чого раніше намічаються розрахункові точки 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 ($r_{y\partial}$, $x_{в. y\partial}$ і $x_{н. y\partial}$) приведені в додатку. Внутрішній індуктивний опір ($x_{в. y\partial}$) 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.

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

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2. $I_{K2}^{(3)} = 25 \text{ (A)}$. 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 $k_{сзн}$ 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.

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

Струм спрацьовування захисту по умові

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

3. Розраховується струм спрацьовування захисту реле РТВ-II і перевіряється чутливість захисту. Заздалегідь прийнявши отримуємо

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

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

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

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

мінити дроти ПС АС.

									Лист
									48
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ

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

$$(x_{TP} = \frac{u_k U_{ном.тр}^2}{100 S_{ном.тр}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,1} = 45 \text{ (Ом)}).$$

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової крапки до. з. К3 (з урахуванням опору системи):

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

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

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

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

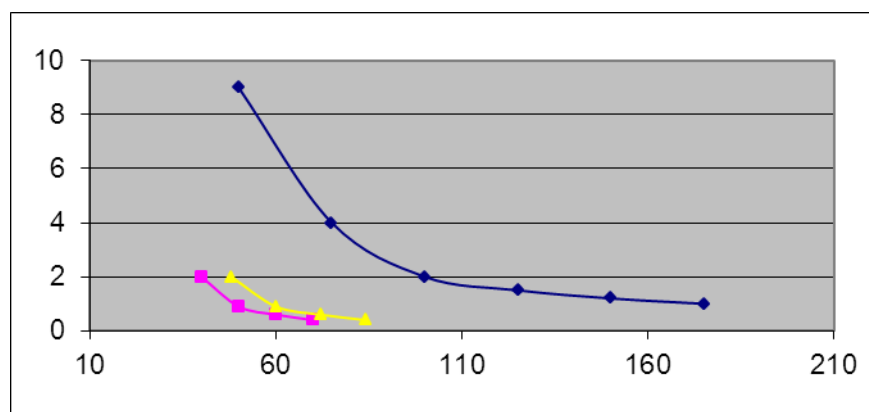
Визначаються коефіцієнти чутливості при до. з. за наступним трансформатором відгалуження і так далі. Може опинитися, що максимальний захист не чутливий до пошкоджень за малопотужними і видаленими трансформаторами відгалужень, що допускається «Правилами» [1].

4. Вибирається час спрацьовування і характеристика реле РТВ-II 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.



Мал. 3.2. Карта селективності

На карті селективності в осях ток–время будується типова захисна час струмова характеристика плавлення вибраного запобіжника, що представляє залежність переддугового часу або часу плавлення плавкого елемента від початку до. з. до моменту виникнення дуги (I) від значення періодичної складової очікуваного

струму, що діє, до. з. (типів час струмові характеристики запобіжників представлені в додатку).

Відхилення значення очікуваного струму до. з. при даному переддуговому часі (часу плавлення плавкого елемента) t_{nl} від значення струму до. з., отриманого по типовій час струмовій характеристиці плавлення, не повинно перевищувати $\pm 20\%$. Тому типова характеристика 1' має бути зміщена управо на 20%.

Підбирається характеристика 2 максимальний захист лінії виходячи з таких умов.

а. 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_{nl} при 5 з: 36 А. Вибраний раніше струм спрацьовування захисту (50 А) задовольняє цій умові.

б. Ступінь селективності 0,5–0,7 з між характеристиками захисту (2) і запобіжника (1) бажано забезпечувати при всіх можливих значеннях струму к.з.

в. 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 $I_{c.3} = 50 \text{ А}$.

					БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		51

$k = I_p / I_{c.p}, \%$	100	150	200	250	300	350
$t_{c.3}, \text{з}$	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 $I_p / I_{c.p}$ визначувана 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

$$s_{мин} = \sqrt{B} / C,$$

де $s_{мин}$ – 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.

Значення постійною C 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 – $C=69,5$.

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

У тих випадках, коли на лінії, що захищається, введений в роботу пристрій АПВ одноразової дії, при розрахунку значення $t_{отк}$ 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

$$t_{отк} = t_{c.31} + t_{c.32} + 2t_{o.в},$$

						БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			52

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 $t_{отк}$ допустимо не збільшувати і розрахунок проводити по виразу.

Для умов курсової роботи:

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

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

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

б. Розрахункова перевірка трансформаторів струму.

а. Перевірка на 10 %-ну 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 двохрелейної схеми ($z_{н.расч} = 2r_{np} + z_p + z_{пер}$. Опір реле РТ-80 при втягнутому якорі при уставці 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 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 $r_{np} = 8 / (34,5 \cdot 4) \approx 0,06 \text{ Ом}$. Сумарний опір _

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

Розрахункове визначення напруги на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму: $U_{2макс} = \sqrt{2} \cdot 12,8 \cdot 5 \cdot 2,32 = 210 \text{ В}$,

					БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		53

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

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 $U_{2доп} = 1000 \text{ В}$. Набутого значення $U_{2макс} = 210 \text{ В} \ll \sqrt{2} \cdot 1000 \text{ В}$.

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		54

4. Аналіз розрахунку економічної ефективності

вибору схеми зовнішнього електропостачання споживачів

Оцінимо ефективність і виберемо схему зовнішнього електропостачання споживачів пункту «В», порівнявши три варіанти (рисунок 3.1):

- 1) на напрузі 110 кВ, шляхом спорудження нової ПС 110/10 кВ «В»;
- 2) на напрузі 35 кВ, шляхом спорудження нової ПС 35/10 кВ «В»;
- 3) на напрузі 10 кВ від існуючої ПС 35/10 кВ «А».

При цьому у варіантах 2 і 3 передбачається збільшення потужності ПС 110 кВ «А» (заміна трансформаторів 2x16 на 2x25 МВ·А), а у варіанті 3 - також ПС 35 кВ «А» (заміна трансформаторів 2x6,3 на 2x10 МВА).

В усіх варіантах тривалість будівництва складає 1 рік (див. додаток Г), а при-бутки залишаються незмінними протягом всього періоду експлуатації.

Максимальне навантаження споживачів дорівнює 8 МВт, тривалість максимального навантаження $T_{нб} = 5000$ год.

Втрати потужності для порівнювальних варіантів складають (млн. кВт·год):

	Варіант1	Варіант2	Варіант3
навантажувальні	0,8	1,2	1,8
холостого ходу	0,7	0,9	0,8

Середній тариф на вході в мережу 110 кВ і нижче $C_{вх}=4,05$ ц/(кВт·год), а на виході (відпуск споживачам) $C_{вих}=5,0$ ц/(кВт·год).

Податок на прибуток $p = 30\%$.

Оскільки об'єкти електропостачання вводяться відразу на проектну потужність, а доходи залишаються незмінними, для визначення ефективності капітальних вкладень можна використати, крім інтегральних, також елементарні критерії, оперуючи річними показниками роботи.

Результати розрахунку показників економічної ефективності капітальних вкладень для різних варіантів електропостачання приведені в таблицях 3.1-3.3.

Як видно з отриманих результатів, всі варіанти електропостачання ефективні, оптимальним за значенням $\Pi_{дс}$ є варіант 1.

Якщо не вимагається визначення абсолютної ефективності (наприклад, мережа, що розглядається, будується для електропостачання заводу за загальним проектом), вибір оптимального варіанта можна здійснювати за критерієм мінімуму сумарних дисконтованих затрат $Z_{дс}$. Для даного прикладу ці затрати розраховуються за формулою

$$Z_{дс} = K + (B - A_p) / E, \quad (3.1)$$

де B - щорічні витрати, що складаються з витрат на експлуатацію (B_e), вартості витрат електроенергії ($B_{втр}$) і амортизаційних відрахувань (A_p).

Значення дисконтованих затрат відповідно становлять по варіантах:

Варіант 1 - 1404 тис.у.о.,

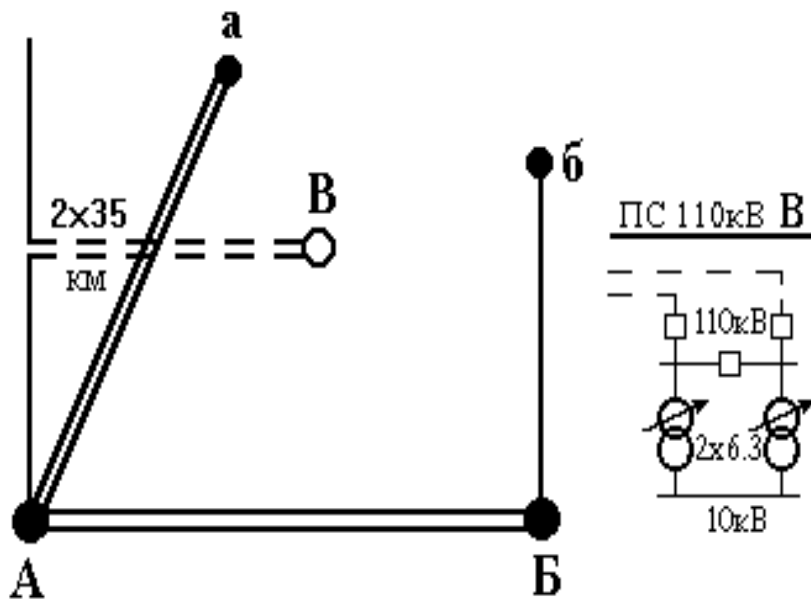
Варіант 2 - 1668 тис.у.о.,

Варіант 3 - 1574 тис.у.о.

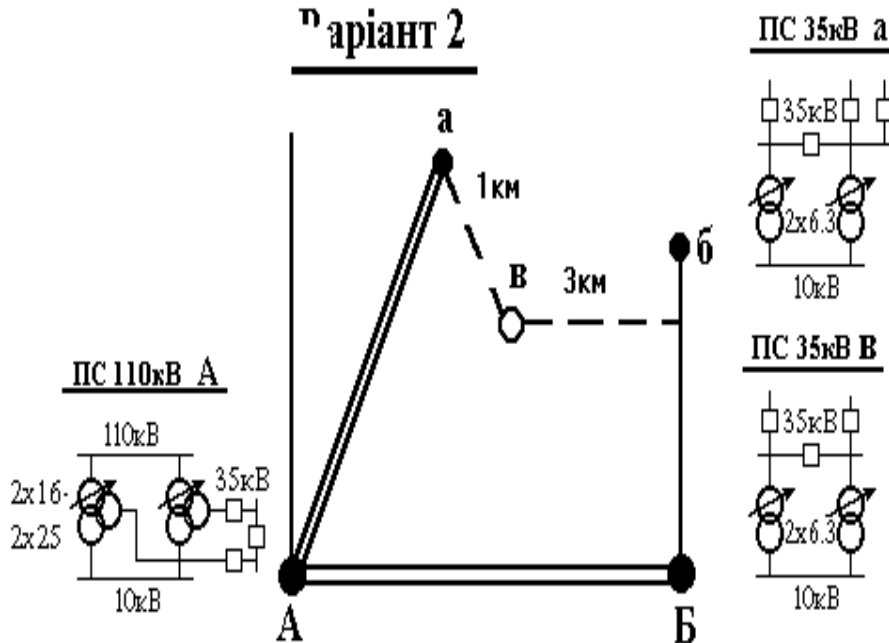
Варіант 1 є оптимальним за цим показником, а рангування варіантів таке саме, як і за критерієм Пдс.

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		56

Варіант 1



Варіант 2



Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ

Лист

57

Варіант 3

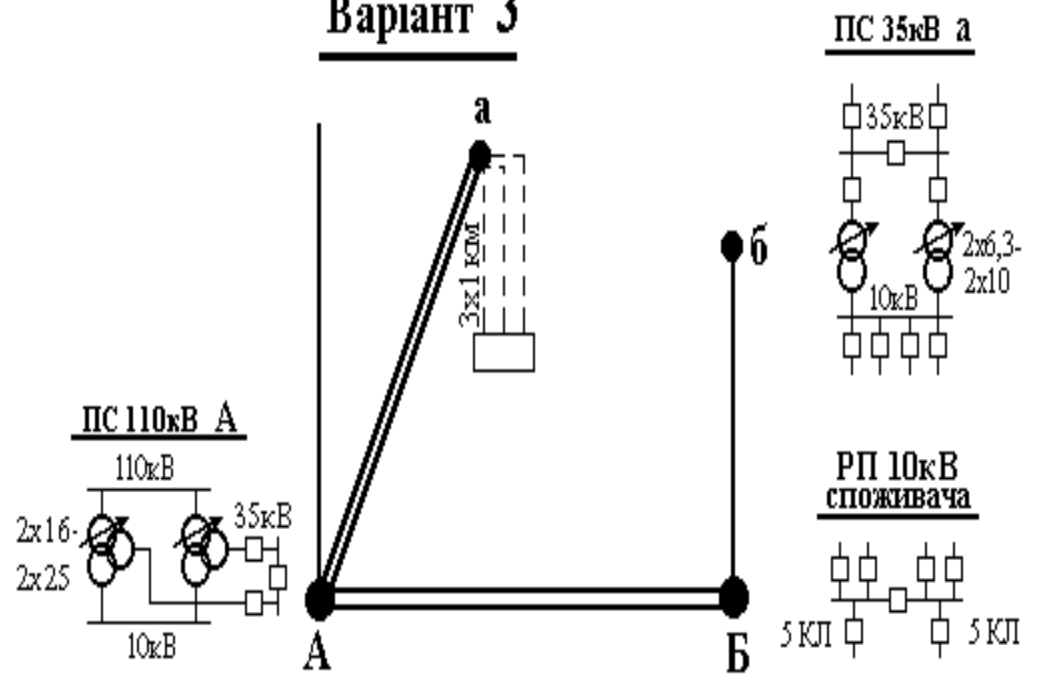


Рисунок 3.1 - Варіанти схем зовнішнього електропостачання

Таблиця 3.1 - Розрахунок капітальних вкладень, тис.у.о.

Перелік елементів схем	Вар-ть один. вимір	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
		кіль-кість	вар-тість	кіль-кість	вар-тість	кіль-кість	вар-тість
Лінії електропередачі, км							
110 кВ, двоколова	41	3,5	144	-	-	-	-
35 кВ, одноколова	18	-	-	4	72	-	-
10 кВ, кабельна	50	-	-	-	-	1	50
ВСЬОГО по лініях			144		72		50
Підстанції							
ПС 110 кВ "В"; 2x6,3 МВ·А, схема 110 - 3, ПС	650	1	650	-	-	-	-
ПС 35 кВ "В"; 2x6,3 МВ·А, схема 35 - 4 ПС	380	-	-	1	380	-	-

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

Таблиця 3.2 - Розрахунок щорічних витрат,
тис.у.о.

Перелік витрат	Варіанти		
	1	2	3
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, Ве - всього	17,3	13,7	8,8
в тому числі:			
ПЛ 35 - 110 кВ, 1,2% від К	1,7	0,9	-
КЛ 10 кВ, 3,8% від К	-	-	1,9
ПС 35 - 110 кВ, 2,4% від (К - Ко)	15,6	12,8	4,5
ПС 10 кВ, 4,3% від К	-	-	2,4
Амортизаційні відрахування, Ар - всього	39,7	30	15
в тому числі:			
ПЛ 35 - 110 кВ і КЛ 10 кВ, 5% від К	7,2	3,5	2,5
ПС 35 - 110 кВ, 5% від (К - Ко)	32,5	26,5	9,7
ПС 10 кВ, 5% від К	-	-	2,8
Вартість втрат, ВВтр навантажувальних - 4,05 ц/(кВт·год)	32,4	48,6	72,9
холостого ходу - 4,05x0,75 ц/(кВт·год)	21,3	27,3	24,3
ВСЬОГО щорічні витрати (В)	100,7	119,6	121

Таблиця 3.3 - Розрахунок показників економічної ефективності, тис.у.о.

Показники	Варіанти		
	1	2	3
Дохід $D = P_{нб} T_{нб} (Ц_{вих} - Ц_{вх})$	380,0	380,0	380,0
Балансовий прибуток $\Pi_{б} = D - B$	279,3	260,4	259
Податок на прибуток $H_{\Pi} = p \Pi_{б}$	84	78	78
Поточний річний чистий прибуток $\Pi_{pt} = \Pi_{б} - H_{\Pi}$	195,3	182,4	181
Економічний ефект $\Pi_{дс} = (\Pi_{дт} + A_{pt}) / E - (K - Л)$	1550	1352	1416
Рентабельність інвестицій $R_i = (\Pi_{pt} + A_{pt}) / (K - Л)$, в.о.	0,28	0,33	0,5
Термін окупності $T_{ок} = 1 / R_i$, років	4	3	2

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 «Аналіз розрахунку економічної ефективності вибору схеми зовнішнього електропостачання споживачів» розглянуті питання ефективності вибору схеми зовнішнього електропостачання споживачів.

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		61

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 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкненої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, 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/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук’яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.–116с.
<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.

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		62

8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій».

http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf

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.

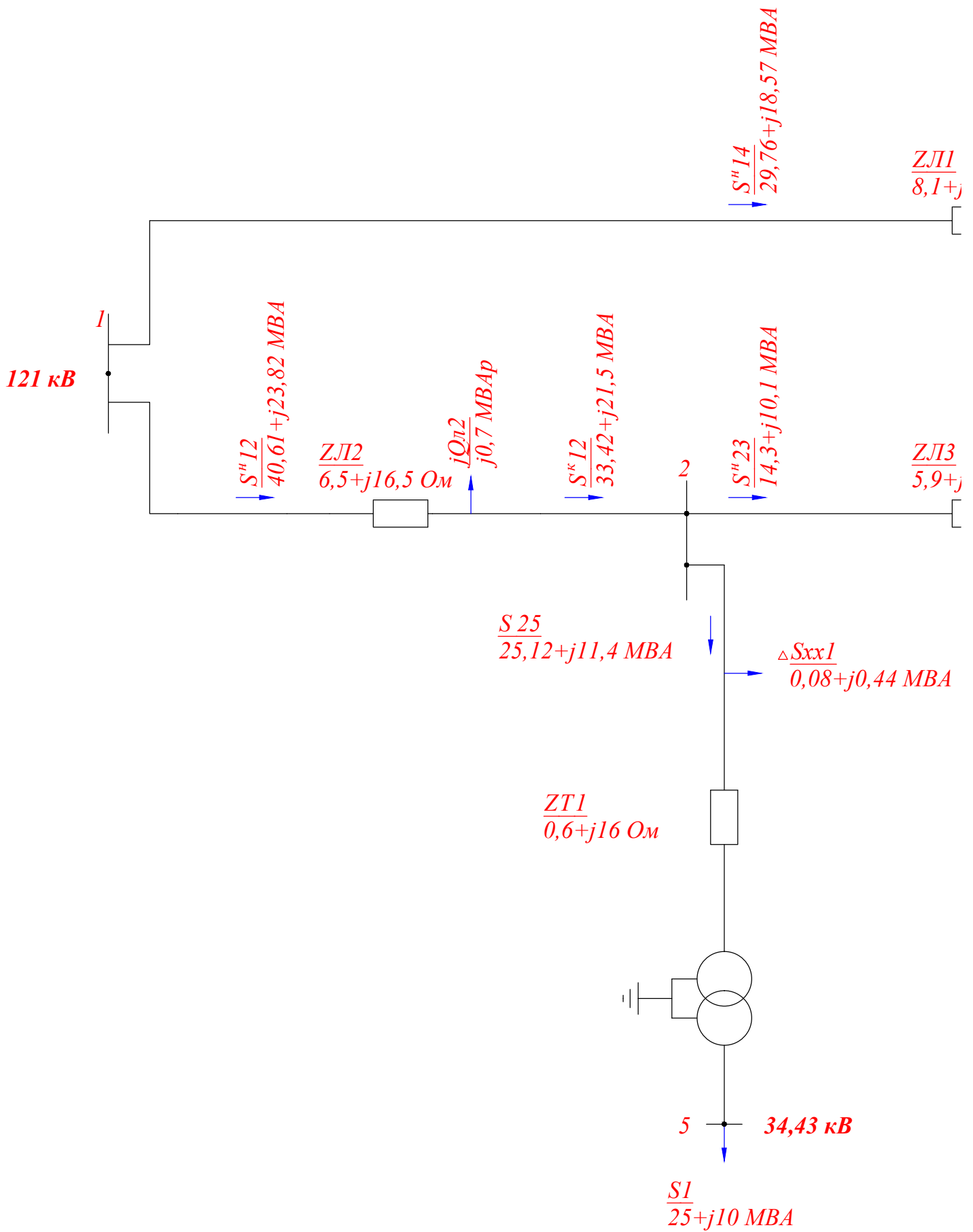
12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.

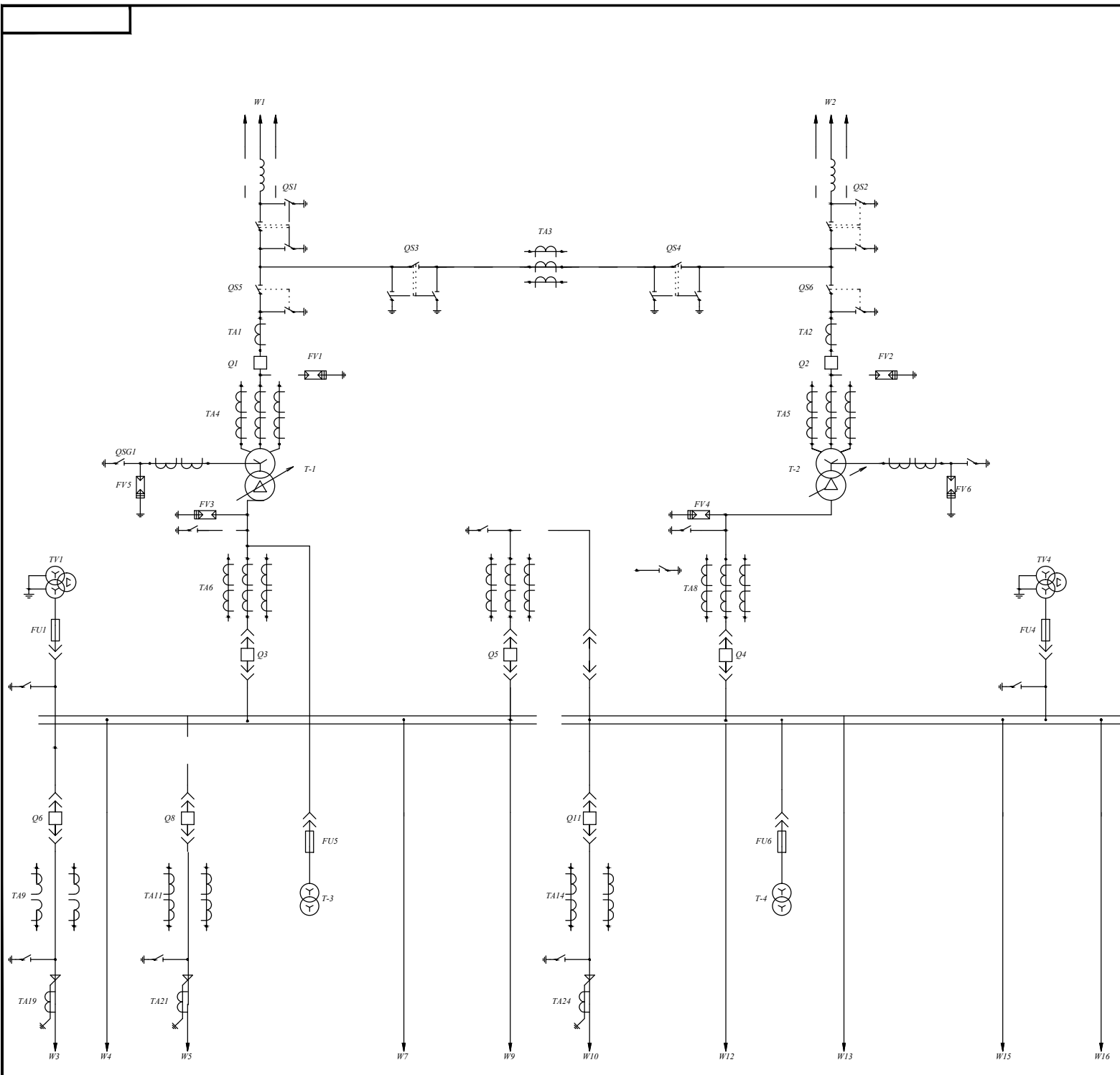
13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с

14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).

15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму

					<i>БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ</i>	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		63





Перечень аппаратуры

Формы	Элемент	Поз	Обозначение	Наименование	К. кол	Прим.
		1	T1, T2	Тр-р силовой ТД-32000/110	2	
		2	Q1, Q2	Выключатель ВВЕМ-110Б-31,5/2000/31	2	
		3	Q3 - Q5	Выключатель ВВУ-35А-40/2000/У1	3	
		4	QS1, QS2, QS3, QS4	Разъединитель наружной установки РНДЗ1-110/1000 УХЛ1	4	
		5	QS5, QS6	Разъединитель наружной установки РНДЗ1-110/1000 УХЛ1	2	
		6	Q6 - Q15	Выключатель ВВУ-35А-40/2000/У1	10	
		7	TA1, TA2, TA3	Трансформатор тока ТФЗМ-110-У1	3	
		8	TA4, TA5	Трансформатор тока встроенный НКФ 110-58	2	
		9	FV1, FV2	Разрядник вентильный РВС-110 МУ1	2	
		10	FV3, FV4	Разрядник вентильный РВП-35 МУ1	2	
		11	FV5, FV6	Разрядник вентильный РВС-15+РВС-35	12	
		12	QSG1, QSG2	Заземлитель однополюсный ЗОН-110М	2	
		13	TA6 - TA8	Трансформатор тока ТФЗМ35-У1	3	
		14	T3, T4	Трансформатор собственных нужд ТМ-40/35	2	
		15	FU1-FU6	Предохранитель ПКН 001-10/31	6	
		16	TV1-TV4	Трансформатор напряжения ЗНОД1-35	4	
		17	TA9 - TA18	Трансформатор тока ТФЗМ35-У1	28	
		18	TA19 - TA28	Трансформатор тока ТФЗМ35-У1	14	

БР.5.141.705.ПЗ.ЕТ				Лист	Масса	Масштаб
Схема понижавшей подстанции 110/35 кВ				Лист 1	Листов 1	
Изм.	Лист	И. дата	Контракт			
Разработчик	Вольный и П.	Евдокимов Г.П.	Контракт			
Утвержден			Утвержден			
Зав. пр.			Либеровский			