

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 та режимів роботи електричних мереж і аналіз показників економічної ефективності інвестицій в енергетику”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-61п

Воробйов М.О.

Керівник, старший викладач

Єфімов Г.П.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2020 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Воробйова Максима Олеговича

1 Тема роботи: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз показників економічної ефективності інвестицій в енергетику”

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 показників економічної ефективності інвестицій в енергетику.

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 показників економічної ефективності інвестицій в енергетику	26.05.-01.06.2020	
5	Оформлення роботи	02.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-61п _____

Воробйов М.О.

Керівник роботи _____

Єфімов Г.П.

РЕФЕРАТ

с. 59, Рис. 11, табл. 19, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз показників економічної ефективності інвестицій в енергетику” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, елек-тротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Воробйов М.О.; керівник Г.П. Єфімов. - Суми: СумДУ, 2020. - 59 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, опір, струм, втрати. 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 показників економічної ефективності інвестицій в енергетику.

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 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій	8
1.1 Вибір напруги ліній	8
1.2 Розрахунок електричної мережі	10
2 Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ	20
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів	20
2.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції	22
2.3 Вибір трансформаторів власних потреб	23
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання	26
2.5 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин	28
2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	31
2.7 Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)	34
2.8 Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	35
2.9 Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина	36
3 Розрахунок релейного захисту ліній та трансформатора	37
3.1 Розрахунок уставок максимального струмового захисту ВЛ 10 кВ	39
3.2 Розраховується струм спрацьовування максимального захисту лінії	40
3.3 Розраховується струм спрацьовування максимального захисту трансформатора	42
4 Аналіз показників економічної ефективності інвестицій в енергетику	47
4.1 Показники та критерії економічної ефективності	48
Висновки	55
Література	56
Додаток А	58
Додаток Б	59

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Воробйов М.О.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Єфімов Г.П.				5	59
Реценз.					СумДУзр.ЕТдн-61п		
Н. Контр.							
Утверд.		Лебединский И					

Вступ

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється все більше

і більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання. Слід також зауважити, що зі збільшенням числа енергоспоживаючих об'єктів розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. У зв'язку з цим виникає потреба в розширенні існуючих мереж і в створенні нових. Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів веде до зростання переданих по електричних мережах потужностей. Одним з найголовніших завдань сьогодні є економічне використання існуючого електричного обладнання та розробка нового з поліпшеними параметрами.

Дана робота є кваліфікаційною роботою бакалавра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання».

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

- набуття досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків і публічного захисту виконаної роботи;
- формування навичок використання отриманих знань під час вирішення конкретних практичних і науково-технічних завдань;
- набуття досвіду виконання технічної документації - пояснювальної записки
 - і креслень відповідно до умов діючих стандартів;
- систематизації, закріпленні та поглибленні теоретичних і практичних знань із загальнотехнічних і спеціальних дисциплін за напрямом професійної підготовки.

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі
(розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- провести аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в елек-тричних мережах

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

1. Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані для виконання проекту

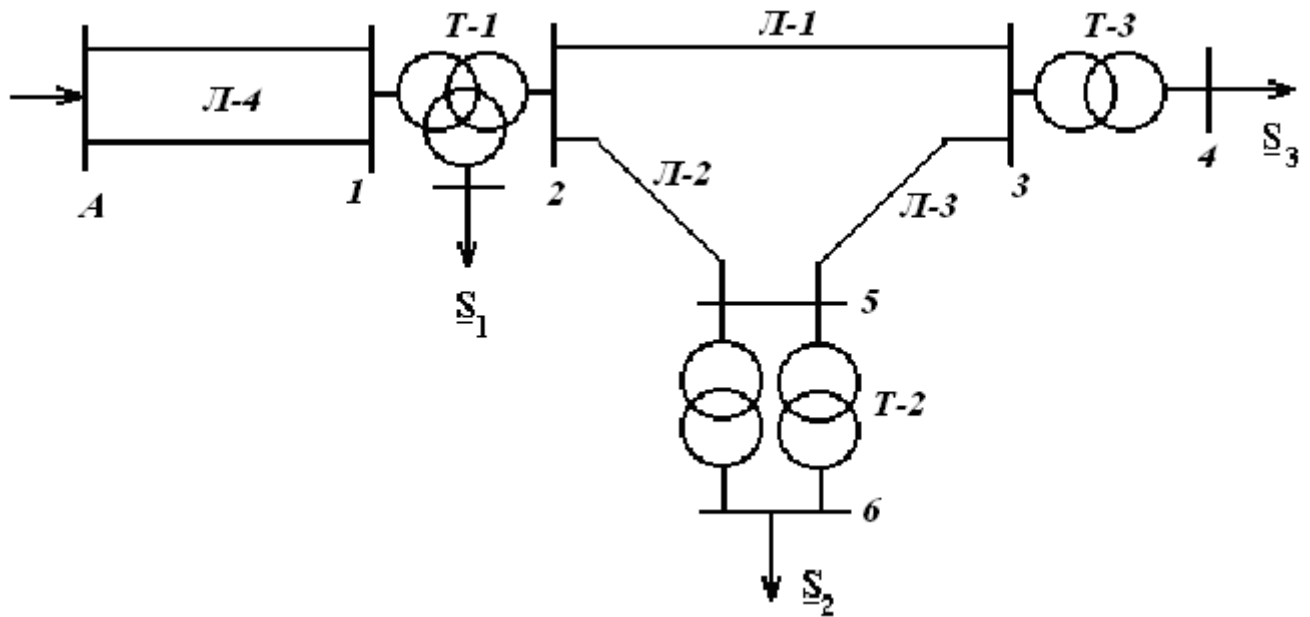


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Потужності вузлів навантаження: $\underline{S}_1 = 80 + j40$ МВА, $\underline{S}_2 = 80 + j30$ МВА, $\underline{S}_3 = 30 + j20$ МВА,

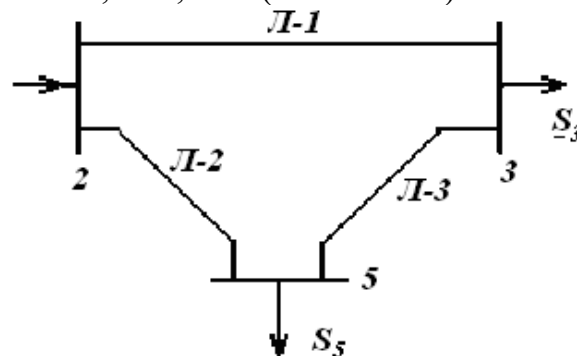
Довжина ліній: Л-1 -60 км, Л-2 -30 км, Л-3 -20 км, Л-4 -150 км,

1.1 Вибір напруги ліній

Позначимо вузли в вихідній схемі (малюнок 2)

Малюнок 1. Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі

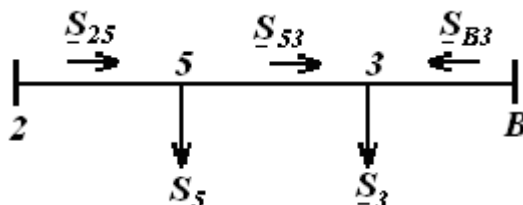
Прийемо навантаження вузла 5 рівній навантаженню вузла 6, а навантаження вузла 3 рівній навантаженню вузла 4. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (малюнок 3).



Малюнок 1.2. Замкнута мережу

Розімкніть замкнута мережа, наведену на малюнку 3, по вузлу 2 (малюнок 4), позначимо потужності на ділянки мережі.

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Малюнок 1.3 Розімкнута мережу

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі

$$\underline{S}_{25} = \frac{\underline{S}_5 l_{5B} + \underline{S}_3 l_{3B}}{l_{2B}} = 74,54 + j32,72 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{53} = \underline{S}_{25} - \underline{S}_5 = -5,45 - j2,72 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{3B} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{53} = 35,45 + j17,27 \text{ MVA}.$$

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (малюнок 3) і на ділянці Л-4 (малюнок 2) по переданій потужності $\underline{S}_A = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 190 + j90 \text{ MVA}$.

$$U_{\dot{E}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{\dot{e}}}}}$$

Таблиця 1.1 Напруження на ділянках мережі

номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина ділянки, км	50	30	20	150
Напруга ділянки, кВ	227	35	470	510

Приймаємо напруга в замкнутій мережі 110 кВ, а на ділянці Л-4 220 кВ

Вибираємо марки проводів

Таблиця 1. 2 Марка і параметри проводів

лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-185/29	АС-240/32
параметри проводів				
R ₀ , Ом / 100км	0,12	0,12	0,162	0,12
X ₀ , Ом / 100км	0,405	0,405	0,413	0,405
B ₀ , Ом / 100км	2,81 · 10 ⁻⁶	2,81 · 10 ⁻⁶	2,75 · 10 ⁻⁶	2,81 · 10 ⁻⁶

1.1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція з трансформатором Т-1.

Потужність трансформатора Т-1 визначається сумою потужностей навантажень $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3$.

$$\underline{S}_{T-1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 190 + j90 \text{ МВА} .$$

Підстанція з трансформатором Т-2

На підстанції встановлено два трансформатори, які працюють паралельно. Потужність одного трансформатора знаходиться за такою формулою

$$S_T = \frac{S_2}{1,4} = 54 \text{ МВА} .$$

Потужність підстанції з трансформатором Т-3 визначається потужністю навантаження \underline{S}_3 .

1.2 Розрахунок електричної мережі

Вибираємо типи і параметри трансформаторів

Таблиця 1.3. -Паспортні дані трансформаторів.

Тип трансформат про ра		номінальні параметри											
		Сном МВА	Uвн, кВ	Uсн, кВ	Uнн, кВ	ΔРх, кВт	ΔРквс, кВт	ΔРквн, кВт	ΔРксн, кВт	Uквс%	Uквн %	Uксн%	Iх, %
Т-1	АТДЦН-250000/220/110	250	230	121	10,5	145	520	430	390	11	32	20	0,5
Т-2	ТДН-63000/110	63	115	-	38,5	50	-	245	-	-	10,5	-	0,5
Т-3	ТД-4000/110	40	121	-	10,5	50	-	160	-	-	10,5	-	0,7

Визначення параметрів схеми заміщення ліній і трансформаторів

Для трансформатора Т-1 (табл. 1.3) знаходимо опору обмоток. Для цього розрахуємо втрати потужності і напруги короткого замикання для кожної обмотки. Потужності короткого замикання для кожної обмотки:

$$? P_{кв} = 0,5 (? P_{кв-с} + ? P_{кв-н} - \Delta P_{кс-н}) = 0,5 (520 + 430 - 390) = 280 \text{ кВт};$$

$$? P_{кс} = 0,5 (? P_{кв-с} - \Delta P_{кв-н} + ? P_{кс-н}) = 0,5 (520 - 430 + 390) = 240 \text{ кВт};$$

$$? P_{кн} = 0,5 (-\Delta P_{кв-с} + ? P_{кв-н} + ? P_{кс-н}) = 0,5 (-520 + 430 + 390) = 150 \text{ кВт};$$

Знаходимо напруги короткого замикання для кожної обмотки:

$$U_{кв} = 0,5 (U_{кв-с} + U_{кв-н} - U_{кс-н}) = 0,5 (11 + 32 - 20) = 11,5\%;$$

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ				Арк.
									10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$U_{KC} = 0,5 (U_{KB-C} - U_{KB-H} + U_{KC-H}) = 0,5 (11-32 + 20) = 0\%;$$

$$U_{KH} = 0,5 (-U_{KB-C} + U_{KB-H} + U_{KC-H}) = 0,5 (-11 + 32 + 20) = 20,5\%;$$

Розрахуємо активні опори обмоток вищої, середньої та нижчої напруга є ня:

$$R_{TB} = \frac{\Delta P_{KB} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{280 \cdot 230^2}{250000^2} \cdot 10^3 = 0,237 \text{ Ом};$$

$$R_{TC} = \frac{\Delta P_{KC} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{240 \cdot 230^2}{250000^2} \cdot 10^3 = 0,203 \text{ Ом};$$

$$R_{TH} = \frac{\Delta P_{KH} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{150 \cdot 230^2}{250000^2} \cdot 10^3 = 0,127 \text{ Ом};$$

Розрахуємо реактивні опору обмоток вищої, середньої та нижчої напруг :

$$X_{TB} = \frac{U_{KB} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 250000} \cdot 10^3 = 24,334 \text{ Ом};$$

$$X_{TC} = \frac{U_{KC} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \approx 0;$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{20,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 250000} \cdot 10^3 = 43,378 \text{ Ом};$$

За даними таблиці 2.4 розрахуємо втрати холостого ходу :

$$\Delta S_{xx1} = \Delta P_{xx} + j \frac{\Delta I_{xx}}{100} \cdot S_{НОМ} = 0,145 + j \frac{0,5}{100} \cdot 250 = 0,145 + j1,25.$$

Коефіцієнт трансформації між обмотками вищої та середньої напруг: $k_{BC} = \frac{U_{BH}}{U_{CH}} = \frac{230}{121} = 1,9$ Коефіцієнт трансформації між обмотками вищої і нижчої напруг : $k_{BH} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{230}{10,5} = 21,9$

Для двох паралельних трансформаторів Т-2 за даними табл. 2.4 знаходимо активний опір обмотки:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{2S_{НОМ}^2} = \frac{245 \cdot 110^2}{2 \cdot 63^2} = 3,73 \text{ Ом};$$

і реактивний опір обмотки:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{2 \cdot 100 \cdot 63} = 10,85 \text{ Ом}.$$

$$\text{Втрати холостого ходу: } \Delta S_{xx2} = \Delta P_{xx} + j \frac{\Delta I_{xx}}{100} \cdot S_{НОМ} = 0,0 + j \frac{0,5}{100} \cdot 63 = 0,05 + j0,315.$$

$$\text{Коефіцієнт трансформації: } k_2 = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{115}{38,5} = 2,99$$

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для трансформатора Т-3 за даними табл. 2.4 знаходимо:

Активні $R_T = 1,46$ Ом і реактивні $X_T = 38,4$ Ом опори обмоток, а також розрахуємо втрати холостого ходу :

$$S_{xx3} = \Delta P_{xx} + j \frac{\Delta I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} = 0,05 + \frac{0,7}{100} \cdot 40 = 0,05 + j0,28.$$

$$\text{Коефіцієнт трансформації } k_3 = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{121}{10,5} = 11,52$$

Розрахунок опорів і зарядної потужності ліній проводів проводимо по формулі, узятим з [5]:

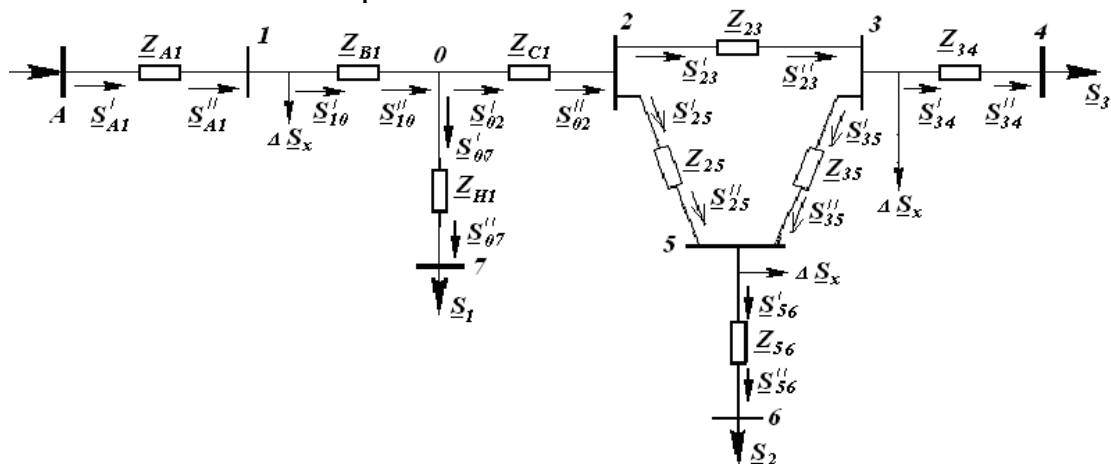
$R_L = R_0 \cdot L$ - активний опір лінії;

$X_L = X_0 \cdot L$ - реактивний опір лінії;

$B_L = B_0 \cdot L$ - провідність лінії;

$\Delta Q_L = U_{ном}^2 \cdot \frac{B_L}{2}$ - зарядна потужність лінії;

$Z_L = R_L + jX_L$ - повний опір лінії.



Малюнок 1.4.- Схема заміщення для розрахунку мережі в нормальному режимі.

Тоді опори ділянок мережі і зарядні потужності ліній (мал. 1.4.), розраховані за вище приведеними формулами, зведемо в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5. Розрахункові дані параметрів проводів ліній

Z12, Ом	9,08 + j32,63	$\Delta Q_{л1}$	1,02
Z2В, Ом	0,237 + j24,334	$\Delta Q_{л2}$	0,51
ZС3, Ом	0,203	$\Delta Q_{л3}$	0,333
ZН6, Ом	0,127 + j43,378	$\Delta Q_{л4}$	9,44
Z34, Ом	7,2 + j24,3		
Z45, Ом	1,46 + j38,4		

Z37, Ом	3,6 + j12,15
Z47, Ом	3,24 + j8,26
Z78, Ом	3,73 + j 10,85

Визначення навантажень трансформаторних підстанцій

Навантаження до сторони ВН на підстанції з Т-3

Втрата потужності на ділянці 4-5:

$$\Delta S_{45} = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{ном}^2} (R_{45} + jX_{45}) = \frac{30^2 + 20^2}{220^2} \cdot (1,46 + j38,4) = 0,039 + j1,03 \text{ МВА};$$

потужність на обмотці трансформатора Т-3:

$$S_{45} = S_3 + \Delta S_{45} = 30 + j20 + 0,039 + j1,03 + 0,16 + j0,26 = 30,2 + j21,29 \text{ МВА}.$$

Навантаження до сторони ВН на підстанції з Т-2

Втрати потужності на ділянці 7-8:

$$\Delta S_{78} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} (R_{78} + jX_{78}) = \frac{80^2 + 30^2}{220^2} \cdot (3,73 + j10,85) = 0,56 + j1,64 \text{ МВА};$$

потужність на обмотці трансформатора Т-2:

$$S_{78} = S_2 + \Delta S_{78} = 80 + j30 + 0,56 + j1,64 + 0,05 + j0,315 = 80,61 + j31,96 \text{ МВА}.$$

Навантаження до сторони ВН на підстанції з Т-1

Потужність на обмотці вищої напруги:

$$S'_{2B} = S_{H6} + S_{C3} = 100,04 - j81,18 + 112,02 + j56,83 = 212,06 - j24,35 \text{ МВА};$$

втрати потужності в обмотці вищої напруги:

$$\Delta S_{2B} = \frac{P_{2B'}^2 + Q_{2B'}^2}{U_{ном}^2} (R_{2B} + jX_{2B}) = \frac{212,06^2 + 24,35^2}{220^2} \cdot (0,237 + j24,334) = 0,22 + j22,91 \text{ МВА};$$

потужність, яка подається на обмотку вищого напруги:

$$S_{2B} = S'_{2B} + \Delta S_{2B} = 212,06 - j24,35 + 0,22 + j22,91 = 212,28 - j1,44 \text{ МВА}.$$

Розрахунок режиму розімкнутої мережі

Знаходимо потужності у всіх ділянках мережі (мал.2.4)

Втрата потужності на ділянці 4-5:

$$\Delta S_{45} = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{ном}^2} (R_{45} + jX_{45}) = \frac{30^2 + 20^2}{220^2} \cdot (1,46 + j38,4) = 0,039 + j1,03 \text{ МВА};$$

потужність на обмотці трансформатора Т-3:

$$S_{45} = S_3 + \Delta S_{45} = 30 + j20 + 0,039 + j1,03 + 0,16 + j0,26 = 30,2 + j21,29 \text{ МВА}.$$

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Потужність на початку ділянки 4-7:

$$S'_{47} = S_{45} - j\Delta Q_{Л3} = 30,2 + j21,29 - j0,33 = 30,2 + j20,96$$

Втрати потужності на ділянці 4-7:

$$\Delta S_{47} = \frac{P_{47}'^2 + Q_{47}'^2}{U_{ном}^2} (R_{47} + jX_{47}) = \frac{30,2^2 + 20,96^2}{220^2} \cdot (3,24 + j8,26) = 0,09 + j0,23 \text{ МВА};$$

потужність на початку ділянки 4-7:

$$S_{47} = S_3 + \Delta S_{47} = 30,2 + j21,29 + 0,09 + j0,23 = 30,29 + j21,52 \text{ МВА}.$$

Втрати потужності на ділянці 7-8:

$$\Delta S_{78} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} (R_{78} + jX_{78}) = \frac{80^2 + 30^2}{220^2} \cdot (3,73 + j10,85) = 0,56 + j1,64 \text{ МВА};$$

потужність на обмотці трансформатора Т-2:

$$S_{78} = S_2 + \Delta S_{78} = 80 + j30 + 0,56 + j1,64 + 0,05 + j0,315 = 80,61 + j31,96 \text{ МВА}.$$

Потужність в кінці ділянки 3-7:

$$S'_{37} = S_{78} + S_{74} - j\Delta Q_{Л2} = 80,61 + j31,96 + 30,29 + j21,52 - j0,51 = 110,9 + j52,97 \text{ МВА};$$

втрата потужності на ділянці 3-7:

$$\Delta S_{37} = \frac{P_{37}'^2 + Q_{37}'^2}{U_{ном}^2} (R_{37} + jX_{37}) = \frac{110,9^2 + 52,97^2}{220^2} \cdot (3,6 + j12,15) = 1,12 + j3,79 \text{ МВА};$$

потужність на початку ділянки 3-7:

$$S_{37} = S'_{37} + \Delta S_{37} = 110,9 + j52,97 + 1,12 + j3,79 = 112,02 + j56,76 \text{ МВА}.$$

Втрати потужності в обмотці середньої напруги трансформатора

Т-1 (мал. 2.4.):

$$\Delta S_{C3} = \frac{P_{37}'^2 + Q_{37}'^2}{U_{ном}^2} (R_{C3} + jX_{C3}) = \frac{112,02^2 + 56,76^2}{220^2} \cdot 0,203 = 0,07 \text{ МВА};$$

потужність на середній обмотці трансформатора:

$$S_{C3} = S_{37} + \Delta S_{C3} = 112,02 + j56,76 + 0,07 = 112,02 + j56,83 \text{ МВА}.$$

Втрати потужності в обмотці нижчого напруги трансформатора Т-1:

$$\Delta S_{H6} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} (R_{H6} + jX_{H6}) = \frac{80^2 + 95^2}{220^2} \cdot (0,127 + j43,378) = 0,04 + j13,82 \text{ МВА};$$

потужність на обмотці нижчого напруги трансформатора Т-1:

$$S_{H6} = S_1 + \Delta S_{H6} = 100 - j95 + 0,04 + j13,82 = 100,04 - j81,18 \text{ МВА}.$$

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужність на обмотці вищої напруги:

$$S'_{2B} = S_{H6} + S_{C3} = 100,04 - j81,18 + 112,02 + j56,83 = 212,06 - j24,35 \text{ МВА};$$

втрати потужності в обмотці вищої напруги:

$$\Delta S_{2B} = \frac{P_{2B}'^2 + Q_{2B}'^2}{U_{ном}^2} (R_{2B} + jX_{2B}) = \frac{212,06^2 + 24,35^2}{220^2} \cdot (0,237 + j24,334) = 0,22 + j22,91 \text{ МВА};$$

потужність, яка подається на обмотку вищої напруги:

$$S_{2B} = S'_{2B} + \Delta S_{2B} = 212,06 - j24,35 + 0,22 + j22,91 = 212,28 - j1,44 \text{ МВА}.$$

Потужність в кінці ділянки 1-2:

$$S'_{12} = S_{2B} - j\Delta Q_{Л4} = 212,28 - j1,44 - j9,44 = 212,28 - j10,88 \text{ МВА}$$

Втрата потужності в ділянці 1-2:

$$\Delta S_{12} = \frac{P_{12}'^2 + Q_{12}'^2}{U_{ном}^2} (R_{12} + jX_{12}) = \frac{212,28^2 + 10,88^2}{220^2} \cdot (9,08 + j32,63) = 8,48 + j30,46 \text{ МВА};$$

потужність на початку ділянки 1-2:

$$S_{12} = S'_{12} + \Delta S_{12} = 212,28 - j10,88 + 8,48 + j30,46 = 220,76 + j19,58 \text{ МВА}.$$

Розрахунок режиму замкнутої мережі

Напруження у всіх вузлових точках мережі приймаються рівними номінальному. При цьому умови знаходиться розподіл потужностей з урахуванням втрат в мережі.

Втрати потужності і саму потужність в ділянці знаходимо за формулами, взятим з [5]:

$$\Delta S_n = \frac{P_n'^2 + Q_n'^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_n + jX_n);$$

$$S_n = (P_n + \Delta P_n) + j(Q_n + \Delta Q_n - \Sigma \Delta Q_n).$$

Знаходимо потужності у всіх ділянках мережі (мал. 2.2.) Потужності в лінії в кінці ділянки будемо позначати зі штрихом, а на початку ділянки - без штриха. Гілка намагнічені а ня трансформаторів враховується в схемі заміщення повністю

$$\Delta S_{XX} = \Delta P_{XX} + j\Delta Q_{XX} = \Delta P_{XX} + j \frac{I_{XX} \%}{100} \cdot S_{ном}$$

Розрахунок розімкнутої частини мережі

Втрата на обмотках трансформатора Т-3:

$$\Delta S_{45} = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{ном}^2} (R_{45} + jX_{45}) = \frac{30^2 + 20^2}{220^2} \cdot (1,46 + j38,4) = 0,04 + j1,03 \text{ МВА};$$

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

потужність на обмотках трансформатора Т-3:

$$S_{45} = S_3 + \Delta S_{45} + \Delta S_{xx3} = 30 + j20 + 0,04 + j1,03 + 0,16 + j0,26 = 30,2 + j21,29$$

МВА.

Втрата потужності на обмотках трансформатора Т-2:

$$\Delta S_{78} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} (R_{78} + jX_{78}) = \frac{80^2 + 30^2}{220^2} \cdot (3,73 + j10,85) = 0,75 + j1,56 \text{ МВА};$$

потужність на обмотках трансформатора Т-2:

$$S_{78} = 80 + j30 + 0,75 + j1,56 + 0,05 + j0,315 = 80,8 + j31,87 \text{ МВА.}$$

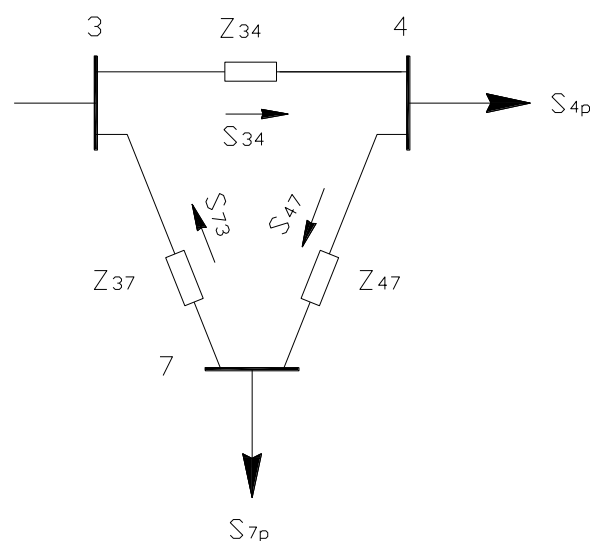
Втрата потужності на обмотці нижчого напруги трансформатора Т-1:

$$\Delta S_{H6} = \frac{80^2 + 40^2}{220^2} \cdot (0,127 + j43,378) = 0,02 + j7,17 \text{ МВА};$$

потужність на обмотці нижчого напруги трансформатора Т-1:

$$S_{H6} = 80 + j40 + 0,02 + j7,17 = 80,02 + j47,17 \text{ МВА.}$$

Розрахунок замкнутої частини мережі



Малюнок 1.6.-Схема заміщення розрахунку потужностей замкнутого контуру.

Вихідними приймемо потужності, які були розраховані раніше:

$$S_{4p} = 30,2 + j21,29 \text{ МВА};$$

$$S_{7p} = 80,8 + j31,87 \text{ МВА.}$$

Визначимо опори ліній 3-4, 4-7, 3-7, наведені до вищої напруг мережі 220 кВ:

$$Z'_{34} = Z_{34} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{CH}} = (7,2 + j24,3) \cdot \frac{220^2}{110^2} = 28,8 + j97,2 \text{ Ом};$$

$$Z'_{37} = Z_{37} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{CH}} = (3,6 + j12,15) \cdot \frac{220^2}{110^2} = 14,4 + j48,6 \text{ Ом};$$

$$Z'_{47} = Z_{47} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{CH}} = (3,24 + j8,26) \cdot \frac{220^2}{110^2} = 12,3 + j33,04 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо поточкорозділ в контурі, що з'єднує вузли 3, 4, 7, без урахування втрат, використовуючи узагальнене контурне рівняння: $\sum S_{ij} Z_{ij}^* = U_0 (1 - \text{Пк}_{ij})$.
Задаємося невідомим потоком потужності S_{34} і висловлюємо інші потоки через цю потужність (мал.2.3.).

Потужність в лінії 4-7:

$$S_{47} = S_{34} - S_{45};$$

Потужність в лінії 7-3:

$$S_{73} = S_{47} - S_{78} = S_{34} - S_{45} - S_{78}.$$

У даній ділянці немає трансформаторів, тому права частина в контурному рівнянні буде дорівнює нулю. Тоді по узагальненого контурного рівняння отримаємо такий вираз:

$$S_{34} Z_{34}^* + S_{47} Z_{47}^* + S_{73} Z_{73}^* = S_{34} (Z_{34}^* + Z_{47}^* + Z_{73}^*) - S_{45} (Z_{47}^* + Z_{73}^*) - S_{78} Z_{73}^*,$$

Звідси потужність в ділянці 3-4:

$$S_{34} = \frac{S_{45} (Z_{47}^* + Z_{73}^*) + S_{78} Z_{73}^*}{Z_{34}^* + Z_{47}^* + Z_{73}^*} = \frac{(30,2 + j21,29)(12,3 - j33,04 + 14,4 - j48,6) + (80,8 + j31,87) \cdot (14,4 - j48,6)}{28,8 - j97,2 + 14,4 - j48,6 + 12,3 - j33,04} = 35,68 + j22,32 \text{ МВА};$$

потужність в ділянці 4-7:

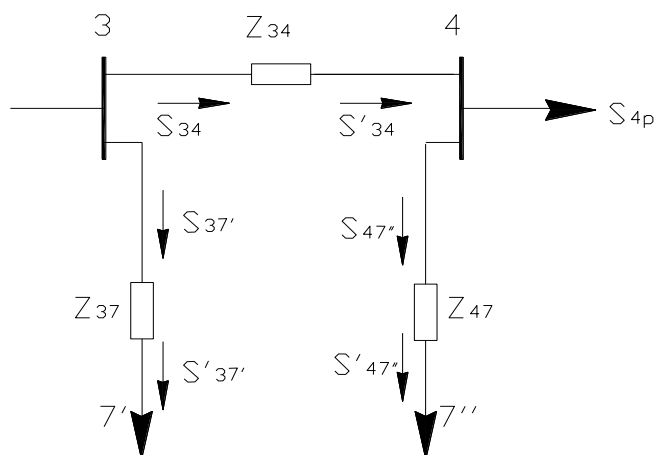
$$S_{47} = S_{34} - S_{45} = 35,68 + j22,32 - (30,2 + j21,29) = 5,48 + j1,03 \text{ МВА};$$

потужність на ділянці 7-3:

$$S_{73} = S_{47} - S_{78} = 5,48 + j1,03 - (80,8 + j31,87) = -75,32 - j30,84 \text{ МВА}.$$

На малюнку 3.1 потужність S_{73} спрямована не вірно, тому що в розрахунку отримали активну і реактивну складові зі знаком "-". Тому на схемі змінюємо напрямок цієї потужності на протилежне і розраховуємо поточкорозділ потужності в контурі 3-4-7 з урахуванням втрат, для чого знаходимо точку поточкорозділу потужності (малюнок 2.4.).

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Малюнок 1.7. Точка потокорозділу потужностей.

Потужність в кінці ділянки 3-7:

$$S'_{37'} = S_{73} - j\Delta Q_{л2} = 75,32 + j30,84 - j0,51 = 75,32 + j30,33$$

Втрати потужності в ділянці 3-7:

$$\Delta S_{37'} = \frac{P_{73}^2 + Q_{73}^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{37} + jX_{37}) = \frac{75,32^2 + 30,33^2}{220^2} \cdot (3,6 + j12,15) = 0,49 + j1,66 \text{ МВА};$$

потужність на ділянці 3-7:

$$S_{37'} = S_{73} + \Delta S_{37'} = 75,32 + j30,33 + 0,49 + j1,66 = 75,81 + j31,99 \text{ МВА.}$$

Потужність в кінці ділянки 4-7:

$$S'_{47''} = S_{47} - j\Delta Q_{л3} = 5,84 + j1,03 - j0,33 = 5,84 + j0,7$$

Втрати потужності в ділянці 4-7:

$$\Delta S_{47''} = \frac{P_{47}^2 + Q_{47}^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{47} + jX_{47}) = \frac{5,84^2 + 0,7^2}{220^2} \cdot (3,24 + j8,26) = j0,01 \text{ МВА};$$

потужність на ділянці 4-7:

$$S_{47''} = S_{47} + \Delta S_{47''} = 5,84 + j0,7 + j0,01 = 5,84 + j0,71 \text{ МВА.}$$

Потужність в кінці ділянки 3-4:

$$S'_{34} = S_{4p} + S_{47''} - j\Delta Q_{л1} = 30,2 + j21,29 + 5,84 + j0,71 - j1,02 = 36,04 + j20,98 \text{ МВА};$$

втрати потужності в ділянці 3-4:

$$\Delta S_{34} = \frac{(P'_{34})^2 + (Q'_{34})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{34} + jX_{34}) = \frac{36,04^2 + 20,98^2}{220^2} \cdot (7,2 + j24,3) = 0,26 + j0,87 \text{ МВА};$$

потужність на ділянці 3-4:

$$S_{34} = S'_{34} + \Delta S_{34} = 36,04 + j20,98 + 0,26 + j0,87 = 36,3 + j21,85 \text{ МВА}$$

Потужність на виході з обмотки нижчої напруги трансформатора Т-1 (мал. 2.2.):

$$S'_{С3} = S_{34} + S_{37'} = 36,3 + j21,85 + 75,81 + j31,99 = 112,11 + j53,84 \text{ МВА};$$

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

втрати потужності в обмотці середньої напруги:

$$\Delta S_{C3} = \frac{(P'_{C3})^2 + (Q'_{C3})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{C3} + jX_{C3}) = \frac{112,11^2 + 53,84^2}{220^2} \cdot 0,203 = 0,06 \text{ МВА};$$

потужність на обмотці середньої напруги:

$$S_{C3} = S'_{C3} + \Delta S_{C3} = 112,11 + j53,84 + 0,06 = 112,11 + j53,9 \text{ МВА};$$

Потужність на виході з обмотки вищої напруги трансформатора Т-1:

$$S'_{2B} = S_{C3} + S_{H6} = 112,11 + j53,9 + 80,02 + j47,17 = 192,13 + j101,07 \text{ МВА};$$

втрати потужності на обмотці вищої напруги:

$$\Delta S_{2B} = \frac{(P'_{2B})^2 + (Q'_{2B})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{2B} + jX_{2B}) = \frac{192,13^2 + 101,07^2}{220^2} \cdot (0,237 + j24,334) = 0,23 + j23,7$$

МВА;

потужність на обмотці вищої напруги:

$$S_{2B} = S'_{2B} + \Delta S_{2B} + \Delta S_{xx1} = 192,13 + j101,07 + 0,23 + j23,7 + 0,145 + j1,25 =$$

$$= 192,51 + j126,02 \text{ МВА}.$$

Потужність в кінці ділянки 1-2:

$$= S_{2B} - j\Delta Q_{л4} = 192,51 + j126,02 - j9,44 = 192,51 + j116,58 \text{ МВА}.$$

Втрати потужності на ділянці 1-2:

$$\Delta S_{12} = \frac{P_{12}'^2 + Q_{12}'^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{12} + jX_{12}) = \frac{192,51^2 + 116,58^2}{220^2} \cdot (9,08 + j32,63) = 9,5 + j34,15 \text{ МВА};$$

потужність на початку ділянки 1-2:

$$S_{12} = S_{12}' + \Delta S_{12} = 192,51 + j116,58 + 9,5 + j34,15 = 202,01 + j150,73 \text{ МВА}.$$

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

2. Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ.

1. Потужність та тип трансформатора $S_n = 36$ МВА.

2. Потужність короткого замикання $S_{к.з} = 2800$ МВА.

3. Живильна лінія 110 кВ опір ліній $X_{л} = 56$ Ом.

4. Опір трансформатора $X_T = 142$ Ом.

Таблиця 2.1 - Вихідні дані для проектування навантаження споживачів у плинні доби

Номер варіанта / годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
6	45	40	60	90	80	75	75	90	100	125	150	102

2.1. Вибір потужності силових трансформаторів

Для підстанцій були вибрані трансформатори потужності $S=36$ МВА типу ТМН. Більш точніше вибрані трансформатори, враховуючи графік навантаження рис.1.1.

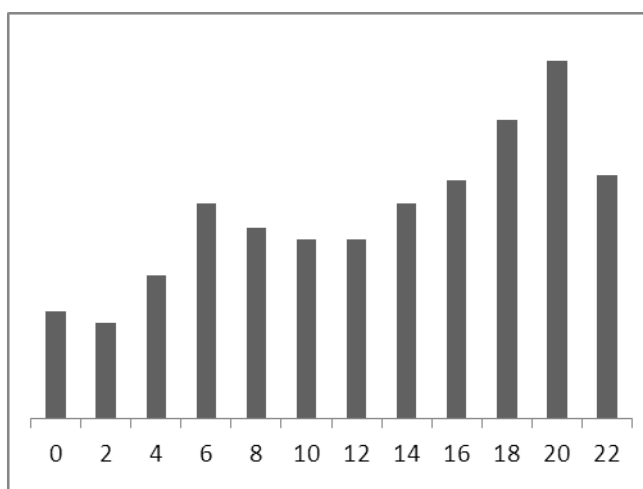


Рис.2.1. Графік навантаження підстанції.

Таблиця №1 - Навантаження споживачів на протязі доби

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{ном}, \%$	45	40	60	90	80	75	75	90	100	125	150	102
$S, \text{МВА}$	16,2	14,4	21,6	32,4	28,8	27	27	32,4	36	45	54	36,72

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

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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.

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

Максимальне перевантаження трансформатора складає

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

де S_{MAX} - максимальне навантаження трансформатора по графіку

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

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

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

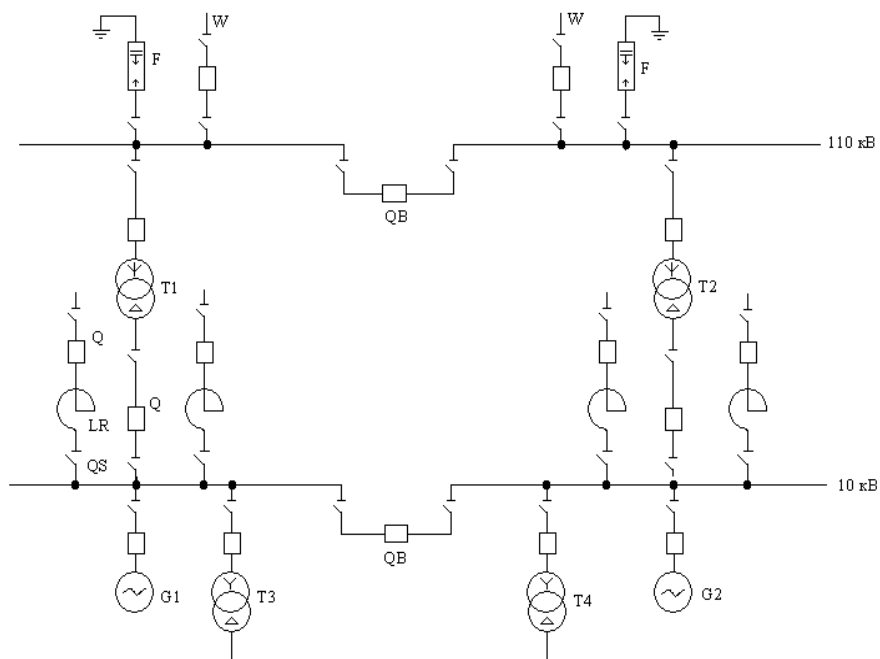


Рисунок 2.2 - Однолінійна схема електростанції середньої потужності з РП 110 і 10 кВ:

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.

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1- Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ п / п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць кВт	Ко еф. по пи ту	cos φ	Споживана Потужність 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'єднувачів 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 $S_{TCH} \geq S_{CH}$

де S_{TCH} – потужність трансформатора власних потреб, кВа

S_{CH} – потужність споживачів власних потреб, кВа.

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює $S_{ТСР}$ 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

$$S_{TCH} = \frac{S_{TTP} + S_{CH}}{1,2} = \frac{17,69 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВа}$$

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

Схема живлення власних потреб рис. 3.1.

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

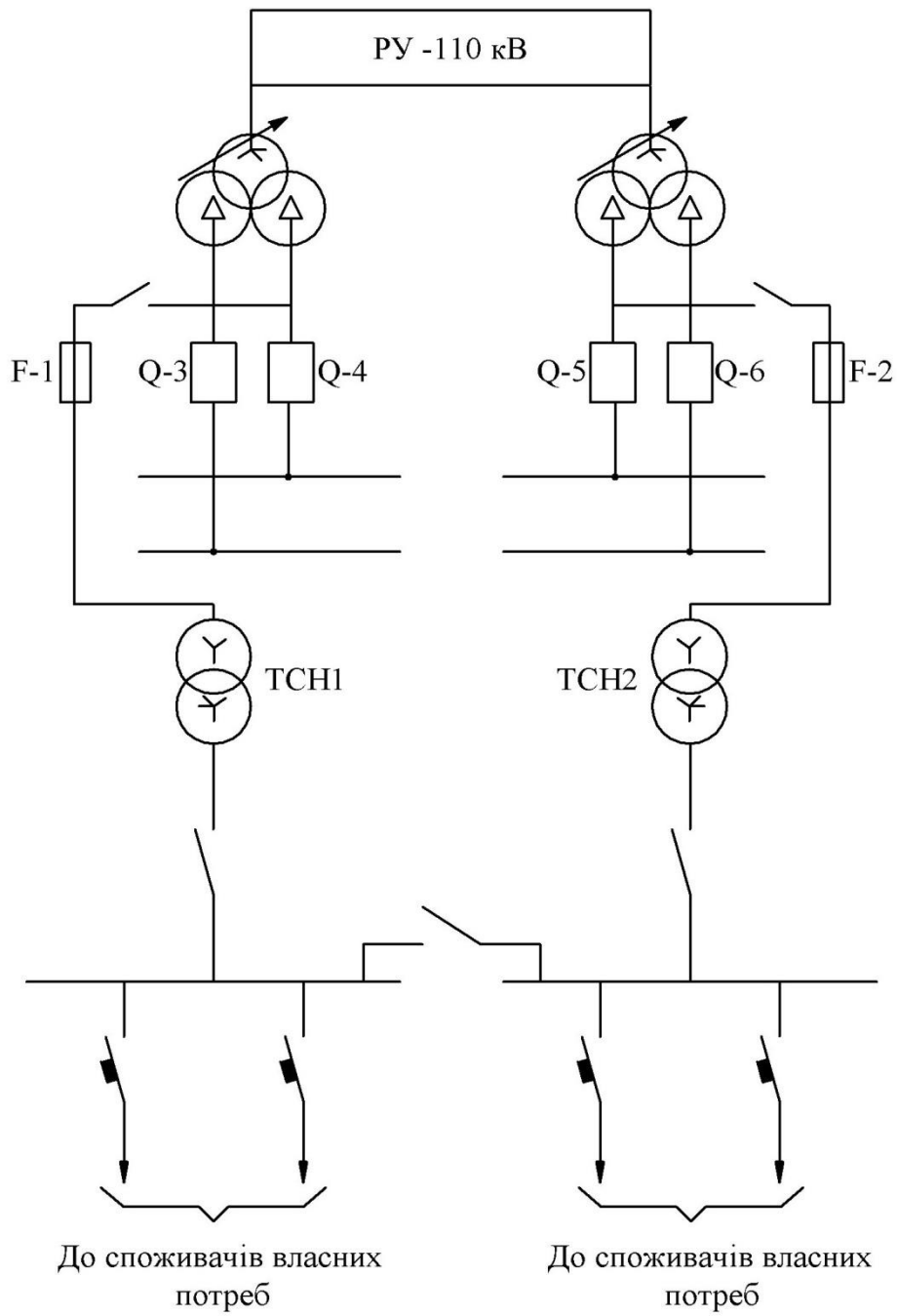


рис. 2.3.Схема живлення власних потреб

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ

Арк.

25

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

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

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 4.1.- 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 $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ (K_1)			8,71	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. Розраховано відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 110} = \frac{1,4 \times 36000}{1,73 \times 110} = 264,86 \text{ А}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{10}^{\text{в}} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{1,4 \times 36000}{1,73 \times 10} = 2913,25 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{10}^{\text{с.в.}} = \frac{0,7S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{0,7 \times 36000}{1,73 \times 10} = 1456,64 \text{ А}$$

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

$$I_{10}^{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10 \times 10} = \frac{1,4 \times 36000}{1,73 \times 10 \times 10} = 291,32 \text{ А}$$

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

Таблиця 2.3- Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 110 кВ

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						28
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
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,68 кА	38 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{ОткНОМ}$	4,68 кА	38 кА
$I_{at} \leq I_{а ном}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² · С	215 кА ² · С

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
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,68 кА	38 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{ОткНОМ}$	4,68 кА	38 кА
$I_{at} \leq I_{а ном}$	0,86 кА	8 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² · С	215 кА ² · С

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

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 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 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.

Таблиця 2.8- Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Кл ас	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 . Вимикач 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

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

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

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

Тоді опір сполучних проводів може бути

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_k$$

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_k – опір контактів, Ом.

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

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

Перетин жил при довжині кабеля L=160м

$$Z_{пр} = P \frac{L}{F}$$

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

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

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
$I_{расч} \leq I_{ном}$	809,25 А	2000 А
$i_y \leq i_{дин}$	10,62 кА	-
$B_k \leq I_t^2 t_T$	3,28 кА ² · С	74,42 кА ² · С
$Z_H \leq Z_{H ном}$	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 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

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

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.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						34
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 технікоеконічному обґрунтуванні при стиснутих умовах, а також у районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ варто установлювати 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.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						35
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.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Розрахунок релейного захисту ліній та трансформатора

Захист від коротких замикань ліній 6 і 10 кВ розподільних мереж здійснюється переважно за допомогою максимальних струмових захистів.

Відповідно до вживаних типів реле максимальні струмові захисту можуть мати незалежний від струму час спрацьовування (реле струму типу РТ-40 і реле часу типу РВ або РВМ) або назад залежний від струму час спрацьовування (реле струму типів РТ-80, РТ-90, РТВ). Останні мають обмежено залежну характеристику $t_p = f(I_p)$ причому перехід на незалежну частину характеристики відбувається у різних типів реле при різних кратностях струму I_p по відношенню до струму спрацьовування реле $I_{c.p}$. Скорочено називають ці захисту із залежною або незалежною характеристикою.

Пологіші характеристики, наприклад, у реле РТВ-IV, V, VI, дозволяють краще забезпечити селективність захисту з плавкими запобіжниками. Крутіші характеристики дозволяють щонайкраще провести узгодження з незалежними захистами живлячих елементів. У напівпровідникового струмового захисту типу МТЗ є можливість вибору однієї з залежних від струму характеристик часу спрацьовування з переходом на незалежну частину при кратності струму від 1,4 (подібно РТВ-I) до 3 (подібно РТВ-IV). У іншого напівпровідникового струмового захисту типу ТЗВР залежна від струму частина характеристики спрацьовування є похилою прямою лінією. Крутизна нахилу характеристики може змінюватися. Великі можливості вибору характеристик спрацьовування струмових захистів передбачені в багатофункціональних мікропроцесорних пристроях типу УЗА-10, SPAC 800.

Крім того, потрібна перевірка точності роботи трансформаторів струму, а також перевірка термічної стійкості елемента, що захищається, при вибраному часі спрацьовування захисту.

У роботі необхідно вибрати робочі уставки захисту ВЛ-10 кВ. Схема лінії вибирається згідно варіанту, де вказані необхідні початкові дані: опір і е. д. с. живлячої системи (однакові для максимального і мінімального режимів).

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

приведені до шин 10 кВ живлячій підстанції; параметри ділянок основної лінії і відгалужень; параметри трансформаторів. Е. 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.

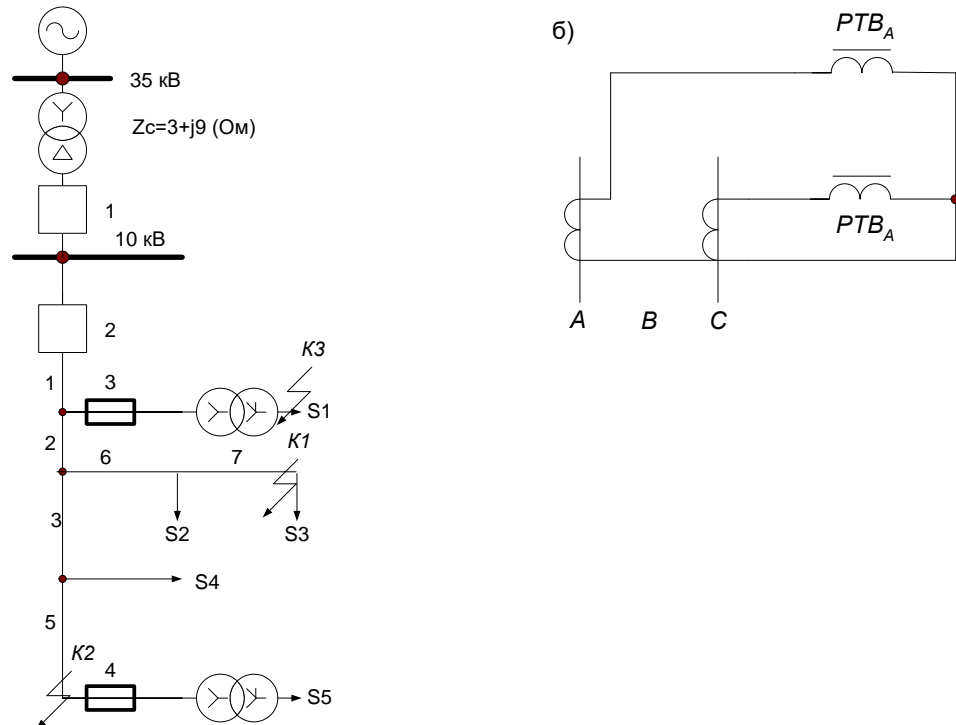
№ варіанту	Марка дроту							Тип реле
	1	2	3	4	5	6	7	
6	АС-35	АС-35	А-25	АС-35	ПС-25	А-25	ПС-35	Ртв-і

№ варіанту	№ схеми, малюнок	Тип запобіжника	Довжина ділянки, км.						
			1	2	3	4	5	6	7
6	рис.3.1	ПВТ-10	1,2	1,6	10	4	1	8	2

№ варіанту	Споживана потужність, кВА					
	S1	S2	S3	S4	S5	S6
6	60	70	80	90	90	100

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ			Арк.
								38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

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 к.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 (i) приведені в додатку. Внутрішній індуктивний опір () характерний тільки для сталевих проводів. Як відомо цей опір залежить від значення струму в дроті і тому точний розрахунок струмів к. з. для таких проводів є вельми трудомістким. Для спрощення розрахунків струмів к.з. для ліній, у яких опір ділянок із сталевими проводами складає незначну частину загального опору до точки к. з., допускається набувати деяких середніх значень,

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

відповідних струму к. з. приблизно 150 А. При великих струмах к.з. ці опори зменшуються. Таким чином, вказане допущення зазвичай створює деякий запас при розрахунку максимального струмового захисту лінії.

Таблиця 3.1

Ділянки лінії	Довжина, км.	Марка дроту	$r_{уд}$, Ом/км	$x_{в.уд}$, Ом/км	$x_{н.уд}$, Ом/км	$x_{в.уд} + x_{н.уд}$, Ом/км.	r , Ом	$x_{в} + x_{н}$, Ом
1	1,2	АС-35	0,77	0	0,4	0,4	0,924	0,48
2	1,6	АС-35	0,77	0	0,4	0,4	1,232	0,64
3	10	А-25	1,14	0	0,4	0,4	11,4	4
5	1	ПС-25	6,2	1,4	0,4	1,8	6,2	1,8
6	8	А-25	1,14	0	0,4	0,4	9,12	3,2
7	2	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	9	3,2

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

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 23,28 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 16,52 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К1 28,54 (Ом).

Струм при трифазному к.з. у точці К1 .

Аналогічно розраховується струм при трифазному к. з. у розрахунковій точці К2. 218,54 (А). Струми к.з. . указуються на розрахунковій схемі (Мал. 2.1).

3.2. 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 рівним 1,2–1,3 за умови, що захист матиме час спрацьовування не менше 0,5 с.

Максимальний робочий струм лінії (I_M) 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.

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{\sum S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 22,54 \text{ (А)}.$$

Струм спрацьовування захисту по умові

$$I_{с.з} \geq \frac{k_H k_{сзн}}{k_B} I_{раб.макс} = \frac{1,3 \cdot 1,25 \cdot 22,54}{0,65} = 56,35 \text{ (А)}.$$

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

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} k_{сх}^{(3)}}{n_T} = \frac{60 \cdot 1}{30/5} = 10 \text{ (А)}.$$

Вибираємо . Така уставка на реле може бути виконана.

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

$$k_{ч.осн}^{(2)} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 212,64}{60} = 3,07 > 1,5, \text{ і, отже, за умовами релейного захисту}$$

секціонування не потрібний.

Визначається коефіцієнт чутливості в зоні резервування, тобто при до. з. на шинах нижчої напруги трансформаторів відгалужень (точка К3). Вибирається найближчий трансформатор 63 кВА, і визначається струм до. з. через захист при пошкодженні за цим трансформатором. Опір стандартного трансформатора такої потужності з рівне 71,43 Ом (Ом)). Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової точки к. з. К3 (з урахуванням опору системи):

$$r_{к3} = r_c + r_1 = 3,92 \text{ (Ом)}, 80,9 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К3 81 (Ом).

Струм при трифазному к. з. у точці К3 . При двофазному . Коефіцієнт чутливості . Визначаються коефіцієнти чутливості при к. з. за наступним

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

трансформатором відгалуження і так далі Може опинитися, що максимальний захист не чутливий до пошкоджень за малопотужними і віддаленими трансформаторами відгалужень, що допускається «Правилами» [1].

3.3. Розраховується струм спрацьовування максимального захисту трансформатора.

Вибирається час спрацьовування і характеристика реле РТВ 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, 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 (таблиця. 2.2) і номінальним струмом відключення (набуває найближчого більшого значення по відношенню до максимального значення струму к.з. . у місці установки запобіжника; згідно Мал. 2.1, а цей струм дорівнює 580 А). Умовне позначення вибраного запобіжника ПВТ-10-15-12,5.

б. Ступінь селективності 0,5–0,7 с 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 с 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

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

Приймаючи за основу типову односекундну характеристику реле Ртв-і (приведена в додатку), визначаємо декілька точок потрібної точок по вибраному струму спрацьовування захисту .

$k = I_p / I_{c.p}, \%$	110	120	130	140	150	160
$t_{c.з}, \text{с}$	5	3	2	1,5	1,2	1
$I_k, \text{А}$	66	72	78	84	90	96

Струм визначається по виразу:

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

де k – кратність, 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

										Арк.
										44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ					

$$t_{отк} = t_{с.з} + t_{о.в},$$

де $t_{с.з}$ – 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 $C=69,5$.

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

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

$$t_{отк} = t_{с.з1} + t_{с.з2} + 2t_{о.в},$$

де $t_{с.з1}$ – час спрацьовування захисту з основним часом (до АПВ); $t_{с.з2}$ – час спрацьовування захисту з прискоренням після АПВ. Якщо прискорення захисту після АПВ не виконано, то значення $t_{отк}$. При використанні на лінії пристрою АПВ двократної дії з витримкою часу другого циклу близько 20 із значення 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. 3.1).

3.2. Розрахункова перевірка трансформаторів струму.

а. Перевірка на 10 %-ную погрішність. Гранична кратність для реле із залежною характеристикою ($R_{тв-i}$): По кривій граничних крайнощів для ТПЛ-10, клас Р визначається .

Найбільше фактичне навантаження трансформаторів струму для двофазної двохранейної схеми (Мал. 2.1, би): Опір реле $R_{тв-i}$ при втягнутому якорі при уставці 7,5 А розраховується:, де за технічними даними приводу ПП-67. Опір проводів в даному випадку практично можна було б не враховувати, оскільки

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

реле РТВ 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 і мінімально допустимому перетині [1] по виразу . Сумарний опір навантаження отже, погрішність трансформаторів струму не перевищує 10 %.

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

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

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

де ; .

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.

Следовательно у виразі $U_{2\text{доп}}=1000 \text{ В}$.

Набуто значення .

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

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

4. Аналіз показників економічної ефективності інвестицій в енергетику

При виборі найбільш доцільного варіанта вкладання коштів в інвестиційний проект, зв'язаний з проектуванням схем електропостачання та розвитком енергосистем і електричних мереж, необхідно оцінити його з точки зору можливості технічного виконання і ефективності, екологічної безпечності та економічної ефективності. Оцінка інвестиційних проектів в реальних умовах складна і трудомістка. Вони проходять експертизу, результати якої дозволяють отримати всесторонню оцінку технічної доцільності, вартості реалізації проекту, експлуатаційних витрат і, накінець, економічної ефективності. Перевага надається проекту, який приносить найбільший ефект, що визначається шляхом співставлення отриманого прибутку і затрат.

При наявності кількох альтернативних проектів можна отримати однаковий розмір прибутку, але ефективність цих проектів може бути різною, оскільки на їх реалізацію потрібні різні витрати. Оцінюючи ефективність інвестиційного проекту, слід враховувати і степінь ризику.

Комплексна оцінка інвестиційного проекту, тобто його техніко-економічне обґрунтування, проводиться у відповідності до «Методики оцінки ефективності інвестицій», яка була розроблена і вперше опублікована ЮНІДО в 1978 році. Вона мала за мету дати країнам, що розвиваються, інструмент для визначення якості інвестиційних пропозицій і сприяти стандартизації промислових техніко-економічних досліджень.

Дані методичні вказівки базуються на методиці ЮНІДО та розроблені на основі «Загальних методичних положень визначення економічної ефективності інвестицій в енергетику» (ГКД 340.000.002-97), затверджених Міністерством енергетики України за погодженням з Міністерством економіки України.

Методика призначена для визначення економічної ефективності інвестицій в розвиток енергосистем і електричних мереж, у тому числі:

9 визначення загальної (абсолютної) ефективності інвестицій у нове будівництво, розширення і реконструкцію об'єктів електромереж (ліній електропередачі і підстанцій);

9 техніко-економічного обґрунтування вибору найбільш ефективного варіанта проектного електромережного об'єкту та його елементів;

9 вибору стратегії розвитку енергосистем і електромереж та варіантів схем електропостачання окремих районів, міст і промислових вузлів;

9 встановлення економічно доцільної послідовності будівництва (рангування) електромережних об'єктів;

9 обґрунтування кредитів, в т. ч. в іноземній валюті;

9 оцінки ефективності інвестицій в заходи по енергопостачанні, захисту навколишнього середовища та інші;

-техніко-економічного обґрунтування типових і нормативних рішень в області розвитку енергосистем і електромережного будівництва комерційної діяльності», а також при виконанні економічної частини дипломних проектів.

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.1. Показники та критерії економічної ефективності

9 найбільш загальному вигляді критерієм економічної ефективності є додатне значення економічного ефекту

$$E = P - Z,$$

де E - економічний ефект;

$У$ - результат (дохід);

I - одночасні та щорічні затрати за весь розрахунковий період спорудження та експлуатації електричної мережі.

Показники та критерії економічної ефективності інвестицій поділяються на інтегральні та елементарні. *Інтегральні показники* враховують сумарні дисконтовані (приведені до теперішньої або майбутньої вартості) доходи та затрати за весь розрахунковий період, а *елементарні* - за окремі його роки (без дисконтування).

залежності від того, як визначають економічний результат інвестицій в електричні мережі і системи електропостачання, можна розглядати задачі двох видів:

1 - визначення економічної ефективності інвестицій, результат яких складається з доходу, що отримується від транспортування та реалізації електроенергії (частка загальних надходжень від реалізації, що відноситься на електричні мережі);

2 - визначення економічної ефективності інвестицій, результат яких визначається як економія на затратах, зумовлена зниженням втрат електроенергії, підвищенням надійності електрообладнання, зменшенням експлуатаційних витрат.

Крім цього слід розрізняти *динамічні задачі*, коли спорудження електромережних об'єктів або систем електропостачання ведеться більше одного року чи почергово, і поточні показники змінюються протягом розрахункового періоду, а також *статичні задачі*, коли інвестиції здійснюються протягом одного року, а поточні показники не змінюються протягом всього періоду експлуатації.

4.1.1 Розрахунок вартісних показників затрат і результатів

Для розрахунку показників економічної ефективності за кожний рік розрахункового періоду t визначають наступні вартісні показники затрат:

а) *Капітальні вкладення* приймають на основі кошторисно-фінансових розрахунків у діючих цінах. На початковій стадії проектування розміри капітальних вкладень визначають за базовими укрупненими показниками вартості елементів електричних мереж окремо для ліній і підстанцій

$$K_{lt} = \sum K_{oil};$$

$$K_{nct} = \sum (K_{mpi} + K_{kvi} + K_{kpi} + K_{posti}),$$

де K_{oi} - розрахункова вартість 1 км лінії на i -й ділянці;

l_i - довжина i -ї ділянки;

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

БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ

$K_{тпi}$, $K_{вi}$, $K_{кпi}$ - розрахункові вартості трансформаторів, вимикачів і компенсуючих пристроїв, встановлених на i -й підстанції;

$K_{постi}$ - постійна складова затрат для i -ї підстанції.

Сумарні капітальні вкладення за кожний рік розрахункового періоду t

$$K_t = K_{лт} + K_{нct}.$$

В умовах нестабільної економіки країни капітальні вкладення рекомендується визначати в умовних одиницях. В даний час прийнято, що ціни 1984 року в карбованцях відповідають сучасним цінам в умовних одиницях. Для переходу до націо-нальної валюти необхідно приведені у довідниках показники вартості помножити на офіційний курс долара США на момент виконання розрахунків.

б) *Затрати на експлуатацію електричних мереж і систем електропостачання, що проектуються (річні витрати на технічне обслуговування та ремонт), розраховують в залежності від вартості основних виробничих фондів (в даному випадку від величини капітальних вкладень)*

$$B_{et} = \frac{a_{e.l}}{100} K_{лт} + \frac{a_{e.nc}}{100} K_{нct},$$

де $a_{e.l}$, $a_{e.nc}$ - норми щорічних витрат на технічне обслуговування і ремонт ліній та підстанцій, % (див. додаток А).

в) *Амортизаційні відрахування на реновацію (включаються в кошторис експлуатаційних витрат з метою відшкодування вартості основних виробничих фондів та накопичення коштів для заміни зношеного обладнання) за кожний рік розрахункового періоду визначають в залежності від вартості основних виробничих фондів та річних норм амортизаційних відрахувань:*

$$A_{pt} = \frac{a_{p.l}}{100} K_{лт} + \frac{a_{p.nc}}{100} K_{нct},$$

де $a_{p.l}$, $a_{p.nc}$ - річні норми амортизаційних відрахувань, % (див. додаток Б).

г) *Вартість втрат електроенергії в мережі визначають за формулою*

$$B_{впт} = \Delta W_t C_{вх},$$

де ΔW_t - втрати електроенергії;

$C_{вх}$ - тариф на вході в мережу (купівельна ціна) (див. додаток В).

Втрати холостого ходу оцінюють з коефіцієнтом 0,78- 0,8 до тарифу на вході. До вартісних показників, що характеризують результати діяльності енергопо-стачальних підприємств, відносять:

- річний валовий дохід;
- річний балансовий прибуток;
- поточний річний чистий прибуток;

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

і чистий грошовий потік.

а) Річний валовий дохід енергетичної компанії від транспортування електричної енергії без врахування ПДВ (в даний час ПДВ на електроенергію відмінений)

$$D_{mpt} = W_t (C_{вих} - C_{вх}),$$

де W_t - кількість переданої споживачу електроенергії за розрахунковий період t з врахуванням недовідпуску при перервах або обмеженні електропостачання, розраховується за формулою

$$W_t = W_{сп} - W_{нд},$$

де $W_{сп}$ - кількість електроенергії, що замовляє споживач, розраховується за формулою

$$W_{сп} = P_{нб} \cdot T_{нб},$$

де $P_{нб}$ - максимальне навантаження споживача;

$T_{нб}$ - тривалість використання максимального навантаження;

$W_{нд}$ - кількість недовідпущеної електроенергії, розраховується за формулою

$$W_{нд} = \varepsilon \cdot W_{сп} (K_v + K_n),$$

де ε - коефіцієнт обмеження навантаження в аварійному режимі (при повній перерві електропостачання приймають рівним 1);

K_v, K_n - відповідно коефіцієнт вимушених і планових простоювань;

$C_{вих}, C_{вх}$ - відповідно тарифи на виході і вході в електричну мережу, по якій здійснюється транспортування електричної енергії.

На даний час тарифи на електроенергію для всіх споживачів (крім населення) встановлені в умовних одиницях. Перерахунок у національну валюту проводиться за офіційним курсом Національного банку України на момент купівлі (продажу) електричної енергії. Значення середніх тарифів на вході і виході електричних мереж різних напруг приведені в додатку В.

б) Річний балансовий прибуток, з якого сплачується податок, дорівнює різниці між валовим доходом за транспортування електроенергії і поточних річних витрат ($V_{ет}, V_{empt}$) та амортизаційних відрахувань

$$Пбт = D_{mpt} - V_{ет} - V_{empt} - A_{пт}.$$

в) Поточний річний чистий прибуток, який залишається в розпорядженні енергетичної компанії, визначають як різницю між балансовим прибутком і величиною сплаченого податку та процентів за кредит

$$Ппт = Пбт - Нпт - Вкрпт,$$

де $Н$ - податок на прибуток;

$Вкрпт$ - оплата процентів за кредит (якщо фінансування будівництва здійснюється за рахунок отримання кредиту).

Податок на прибуток

$$Н_{пт} = pM_{бт},$$

БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ

Арк.

50

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

де p - ставка податку на прибуток (в даний час $p = 0,3$).

2) Чистий грошовий потік дорівнює алгебричній сумі всіх доходів за розрахунковий період t , включаючи амортизаційні відрахування

де p - ставка податку на прибуток (в даний час $p = 0,3$).

2) Чистий грошовий потік дорівнює алгебричній сумі всіх доходів за розрахунковий період t , включаючи амортизаційні відрахування

$$ГП_t = П_{pt} + А_{pt} .$$

Чистий грошовий потік - це та сума реальних грошових коштів, на які може розраховувати підприємство і які дозволяють здійснювати поточну діяльність.

Ліквідаційна (залишкова) вартість демонтованого в розрахунковому періоді t обладнання, термін служби якого не вийшов при заміні основних фондів, визначають як різницю між початковою вартістю і сумою нарахованого зносу за період експлуатації

$$Л_t = K_0 - a_{pte} K_0 / 100 ,$$

де K_0 - початкова вартість обладнання, що демонтується;

a_p - річна норма амортизаційних відрахувань, % (див. додаток Б);

t_e - тривалість експлуатації обладнання до його демонтажу.

Сума коштів, вилучена від продажу демонтованого обладнання, впливає на зменшення інвестиційного грошового потоку, необхідного для реалізації даного проекту.

4.1.2 Визначення ефективності інвестицій, економічним результатом яких є дохід від транспортування та реалізації електроенергії

Одним з основних інтегральних показників ефективності інвестицій є *інтегральний дисконтований чистий прибуток* за розрахунковий період експлуатації обладнання електричної мережі або системи електропостачання.

Для динамічних задач показник економічної ефективності визначається різницею між дисконтованою величиною грошових потоків та дисконтованою величиною інвестицій (капітальних вкладень, зменшених на величину ліквідаційної вартості, тобто коштів, отриманих від реалізації демонтованого обладнання)

$$П_{\partial c} = \sum_{t=1}^{T_e} ГП_t / (1 + E)^t - \sum_{t=1}^{T_б} (K_t - Л_t) / (1 + E)^t ,$$

де T_e - період експлуатації обладнання електричної мережі або системи електропостачання, який рекомендується приймати рівним 20 років;

$T_б$ - період будівництва електромережного об'єкта (при відсутності проектних даних приймається згідно з додатком Г);

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

Реальну норму дисконту E визначають з врахуванням процентної ставки Національного банку України по довготермінових вкладах, інфляційних процесів, ступеня ризику проектів, рівня ліквідності. У розрахунках рекомендується приймати реальну норму дисконту $E=0.1-0.2$, що приблизно відповідає її рівню в країнах з розвинутою ринковою економікою. Дисконтований чистий прибуток використовують як основний критеріальний показник загальної і порівняльної ефективності інвестицій.

Критерієм загальної ефективності інвестицій є додатне значення інтегрального дисконтованого чистого прибутку

При порівнянні альтернативних варіантів інвестиційних проектів критерієм порівняльної ефективності є умова

$$P_{\partial c} \rightarrow \max.$$

Для статичних задач при $T_0=1$, $T_e \rightarrow \infty$ і $ГП_t = \text{const}$ формула (2.17) спрощується (дисконтуються лише грошові потоки шляхом ділення на норму дисконту)

$$P_{\partial c} = ГП_t / E - (K - Л),$$

де $K, Л$ - відповідно капітальні вкладення на протязі одного року та ліквідаційна вартість демонтованого і реалізованого обладнання.

Для оцінки загальної ефективності інвестицій в статичних задачах застосовують також додаткові елементарні показники ефективності — рентабельність інвестицій і термін їх окупності.

Рентабельність інвестицій (проста норма прибутку) характеризує частку капітальних вкладень, яка повертається щорічно у вигляді грошового потоку

$$R_i = (П_{pt} + A_{pt}) / (K - Л).$$

Критерієм загальної ефективності інвестицій є умова

$$R_i > E.$$

Термін окупності інвестицій дорівнює зворотній величині рентабельності інвестицій

$$T_{ok} = 1 / R_i.$$

Критерієм загальної ефективності інвестицій є умова

$$T_{ok} < 1 / E.$$

При порівнянні інвестиційних проектів, результат яких визначається як економія на затратах, зумовлена скороченням втрат електроенергії, підвищенням надійності електрообладнання, зменшенням експлуатаційних витрат, можна використати за-тратну частину інтегрального показника економічної ефективності, порівнюючи сумарні дисконтовані затрати без врахування амортизаційних відрахувань.

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

Для динамічних задач сумарні дисконтовані затрати розраховуються за формулою

$$Z_{dc} = \sum_{t=1}^{T_e} (B_{et} + B_{empt}) / (1 + E)^t + \sum_{t=1}^{T_b} (K_t - L_t) / (1 + E)^t,$$

Для статичних задач при $T_b=1$, $T_e \rightarrow \infty$ і $B_{et} + B_{empt} = const$ формула спрощується

$$Z_{dc} = (B_{et} + B_{empt}) / E + (K - L),$$

Критерієм порівняльної ефективності інвестицій є умова

$$Z_{dc} \rightarrow \min.$$

Критерій можна використовувати при техніко-економічному порівнянні варіантів систем електропостачання промислових підприємств та інших об'єктів, при впровадженні нової техніки, при визначенні доцільності заміни обладнання. При цьому втрати потужності приймають на основі розрахунку режимів роботи електричної мережі. Річні втрати електроенергії рекомендується визначати як суму добутків навантажувальних втрат потужності ΔP_n , визначених при $P_{нб}$, на час мак-симальних втрат τ і втрат холостого ходу - на 8760 год.

Перерва або обмеження електропостачання споживачів призводять до збитків, пов'язаних з недовипуском і браком продукції, псування сировини і матеріалів, ви-ходу з ладу обладнання. Ці збитки визначають для споживачів другої і третьої кате-горій надійності електропостачання в залежності від величини недовідпущеної пот-ужності і питомих збитків за методикою [6].

При визначенні дисконтованих затрат середньорічні збитки сумуються з експлуатаційними витратами.

При виконанні техніко-економічних розрахунків значна частина вихідної ін-формації, наприклад, ціни (тарифи), норма дисконту E та інші показники, не можуть бути детерміновані однозначно. Тому, для остаточного прийняття рішень про ефек-тивність інвестицій при виборі варіанта рекомендується оцінити ступінь ризику ін-вестора, зумовленого неоднозначністю вихідної інформації. Вважається, що ро-зрахункова рентабельність інвестицій повинна в 1,2 - 1,5 разів перевищувати реаль-ну норму дисконту E . Можна проаналізувати сукупність очікуваних значень кри-терію ефективності інвестицій при зміні вихідних показників. Критерій ефекти-вності є стійким, якщо при порівнянні варіантів один і той самий варіант виявиться оптимальним. Якщо значення

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

критерію для різних показників змінюють свій зміст, тобто інвестиції при одних вихідних показниках (сценаріях) ефективні, а при інших

— ні, або оптимальними виявляються різні варіанти, то рекомендується визначити математичне очікування даного критерію, по якому оцінюють ефективність інвестицій або вибирають оптимальний варіант.

Якщо критерієм вибору оптимального варіанта прийняти мінімум дисконтованих затрат, то при однаковій імовірності сценаріїв математичне очікування затрат для j -го варіанта визначають за формулою

$$Z_j = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m Z_{ij},$$

де m - кількість можливих сценаріїв;

Z_{ji} - значення критерію для j -го варіанта при i -му сценарії.

При порівнянні варіантів оптимальним вважається варіант j , для якого математичне очікування затрат Z_j мінімальне.

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

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 показників економічної ефективності інвестицій в енергетику» розглянуті питання економічної ефективності інвестицій в енергетику.

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

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.
- 3.202 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
- 3 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харків, Форт, 2014. – 782 с.
- 4 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>
- 5 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>
- 6 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.

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

7 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

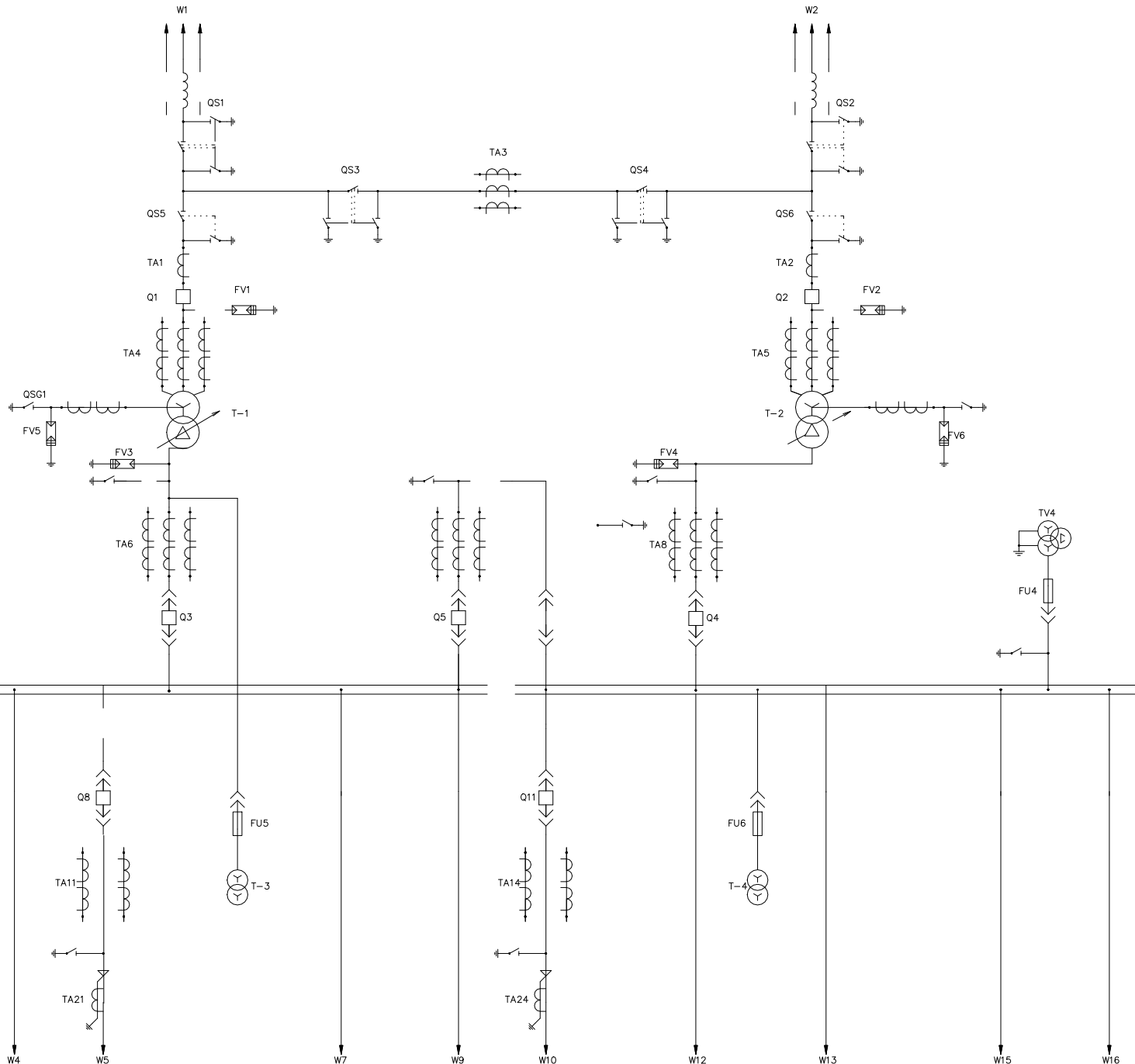
8. Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков,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

9 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.

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

11 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.

					БР.5.141.623.ПЗ.ЕТ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Перечень аппаратуры

Форм. Зона	Поз	Обозначение	Наименование	Кол-во	Прим.
	1	T1, T2	Тр-р силовой	2	
	2	Q1, Q2	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	2	
	3	Q3 - Q5	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	3	
	4	QS1, QS2, QS3, QS4	Разъединитель наружной установки	4	
	5	QS5, QS6	Разъединитель наружной установки	2	
	6	Q6 - Q15	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	10	
	7	TA1, TA2, TA3	Трансформатор тока ФЭМ-110-У1	3	
	8	TA4, TA5	Трансформатор тока встроенный	2	
	9	FV1, FV2	Вентильный разрядник РС-110 мут	2	
	10	FV3, FV4	Вентильный разрядник РС-110 мут	2	
	11	FV5, FV6	Вентильный разрядник РС-110 мут	12	
	12	QSG1, QSG2	Заземлитель однолюсный	2	
	13	TA6 - TA8	Трансформатор тока ФЭМ35-У1	3	
	14	T3, T4	Трансформатор собственных нужд ТМ-40/35	2	
	15	FU1-FU6	Предохранитель ПKN 001-10 У1	6	
	16	TV1-TV4	Трансформатор напряжения ЗНОП-35	4	
	17	TA9 - TA18	Трансформатор тока ФЭМ35-У1	28	
	18	TA19 - TA28	Трансформатор тока ФЭМ35-У1	14	

БР.5.141.623.ГЧ.ЕТ						Лист	Масштаб	Масштаб	
Имя	Ивант	И.И. Ивант	Листов	Место	Дата	Схема понижающей подстанции 110/35 кВ			
Листов	Всего	Выполнен	КМ	Сверен	Г.Г.	Лист	1	Листов	1
Конспект						СумГУЕТгн-61п			
Исполнитель									
Зад. код		Лейборский							