

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему:

«Розрахунок параметрів режиму роботи високовольтної електричної
мережі»

спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав

студент гр. ЕТ-71 _____ Д.В. Кучмій

Керівник

к.т.н., старший викладач _____ С.М. Лебедка

Суми, 2021

Сумський державний університет

Факультет ЕЛІТ

Кафедра електроенергетики

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський

“ ___ ” _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Кучмій Дмитро Володимирович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Розрахунок параметрів режиму роботи високовольної електричної мережі»

затверджена наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 25.05.2021 р.

3. Вихідні дані до роботи: 1. Потужність. 2. Напруга. 3. Активна потужність. 4. Коефіцієнт завантаження.

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

1. Вступ. 2. Розрахунок електричної мережі. 3. Втрати потужності в елементах мережі 4. Розрахунок електричної мережі на напрузі 10 кВ. 5. Розрахунок електричної мережі при зміні напруги на 20 кВ. 6. Розрахунок Обладнання та потужність силового трансформатора на підстанції «Півненківська». 7. Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень: 1. Схема заміщення понижувальної підстанції. 2. Схема заміщення відхідних ліній

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	Збір вихідних даних для розрахунку	05.04 – 12.04	
2	Розрахунок електричної мережі на напрузі 10 кВ	13.04 – 24.04	
3	Розрахунок втрат електроенергії на напрузі 10 кВ	24.04 – 03.05	
4	Розрахунок електричної мережі при зміні напруги на 20 кВ	03.05 – 11.05	
5	Вибір обладнання та потужність силового трансформатора на підстанції «Півненківська»	11.05 – 14.05	
6	Оформлення пояснювальної записки	18.05 – 23.05	
7	Оформлення графічного матеріалу	23.05 – 25.05	

Студент _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 81, рис.23, табл. 8.

Бібліографічний опис: Кучмій Д.В. Розрахунок параметрів режиму роботи високовольтної електричної мережі [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Д.В. Кучмій; керівник С.М. Леbedка. – Суми: СумДУ, 2021. – 82с.

Ключові слова:

Лінія електропередачі, напруга, струм, трансформатор, силовий кабель, вимикач, втрати потужності, модернізація підстанції, вибір силового трансформатора, трансформатора струму.

Линия электропередачи, напряжение, ток, трансформатор, силовой кабель, выключатель, потери мощности, модернизация подстанции, выбор силового трансформатора, трансформатора тока.

Power line, voltage, current, transformer, power cable, switch, power loss, substation modernization, selection of power transformer, current transformer.

Короткий огляд: У даній роботі розраховано втрати на 10 кВ. Для наступного розрахунку обрано провода та КТП у відповідності з реальним споживанням електроенергії. Додатково розраховано перетоки потужності при 20 кВ, далі розраховано втрати напруги та потужності КТП та на лініях. Модернізовано підстанція «Півненківська», перевірено трансформатор силовий, трансформатор напруги, перевірено відповідності з добовим графіком споживання електроенергії.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 Вихідні дані для розрахунку	8
2 Розрахунок електричної мережі. Теоретичні відомості.....	18
2.1 Особливості та завдання розрахунку районних електричних мереж..	18
2.2 Вибір перерізу провідників повітряних і кабельних ліній	19
2.3 Розрахунок режиму розімкнених мереж двох номінальних напруг із двообмотковим трансформатором	23
2.4 Залежності між напругами і потужностями початку й кінця ланки електричної мережі.	24
2.5 Втрати потужності в елементах мережі.....	27
2.5.1 Втрати потужності в двообмотковому трансформаторі	28
2.5.2 Втрати потужності та електроенергії в мережійтрансформаторах.....	29
2.5.3 Втрати потужності в елементах електричнихмереж	30
3 Розрахунок електричної мережі на напрузі 10 кВ	32
3.1 Розрахунок перетоків потужності в КТП	32
3.2 Розрахунок перетоків потужності на лініях	36
3.3 Розрахунок реальної напруги на лініях та КТП.....	40
3.3.1 Розрахунок напруги на лініях	40
3.3.2 Розрахунок напруги на КТП	44
3.4 Розрахунок втрат електроенергії на напрузі 10 кВ по підстанції «Півненківська».....	47

					<i>БР 3.6.141.351 ПЗ</i>		
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розроб.</i>	<i>Кучмії</i>				<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Лебедака</i>				4		83
<i>Реценз.</i>					<i>СумДУ ЕТ-71</i>		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>						

Розрахунок параметрів режиму роботи високовольтної електричної мережі

4	Розрахунок електричної мережі при зміні напруги на 20 кВ	48
5	Розрахунок Обладнання та потужність силового трансформатора на підстанції «Півненківська».....	53
5.1	ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	53
5.2	Аварійний режим	56
5.3	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	58
5.4	ВИБІР ВИМИКАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ РУ І СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН.....	61
5.5	ВИБІР ОШИНОВКИ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ (РП).....	64
	Висновок	73
	Список використаної літератури	74
	Додатки.....	76

					БР 3.6.14.1.351ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		5

ВСТУП

В сучасному світі ми все частіше зустрічаємо нові проекти, удосконалення, які створені з метою економії. Зараз в нашій країні все актуальніше стає питання втрат електроенергії. Витрати електроенергії в інших країнах світу орієнтовно вдвічі нижче ніж в Україні. Вирішити цю проблему можливо лише шляхом інвестування у розвиток мереж, зокрема, у впровадження обладнання рівня напруги 20кВ, що дозволить підвищити ефективність електропередачі, зменшити ТВЕ, зменшити операційні витрати на обслуговування та експлуатацію обладнання без суттєвого збільшення витрат на будівництво таких мереж. Ініціатор впровадження нового класу напруги вважають ефективність такого плану очевидною: більша напруга — менші витрати. Питання застосування напруги 20кВ у розподільчих мережах неодноразово розглядаються у наукових роботах спеціалізованих науково-дослідних інститутів і ніяких позитивних висновків для класу напруги 20 кВ у цих роботах не було. Вони робили такі висновки через те, що: розробка мереж буде актуальною при розвитку нової території або з повною заміною існуючих мереж;

Миттю вивести з експлуатації мережі 10 кВ неможливо. Тобто ще років 5-10 потрібно обслуговувати старі мережі, поки не збудують нові;

Проблеми з фінансуванням. Заміна мереж на 20 кВ для всієї країни буде коштувати близько 300 млрд. гривень.

Автори не проти заміни на 20 кВ, але вважають більш доцільно сконцентрувати фінанси і увагу на модернізацію та розвиток мереж 0.4-10 кВ.

Одним із найперших проектів переведення мережі з напруги 10 кВ на 20 кВ впровадили у Хмельницькій області. У 2017 році виготовили проектно-кошторисну документацію з реконструкції електричних мереж. Оскільки у Віньковецькому районі одні з найдовших ліній 10 кВ, було прийнято рішення розпочати проведення реконструкції в першу чергу.

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

Реалізація даного проекту передбачає:

Зменшити втрати електричної енергії близько 4.5%;

Забезпечити надійним і безпечним електропостачанням, завдяки впровадженню передових технологій, обладнання та матеріалів

Підвищити соціальну функцію електропостачання шляхом створення комфортних умов для життя населення.

Суть мого проекту полягає в розрахунках переведення підстанції «Півненківська 35/10», що має живлення від підстанції «Тростянець 110/35/10», на напругу 20 кВ. Великим аргументом на користь проекту переведення на 20 кВ є те, що велика частина трансформаторів, особливо ті, які живили заводи, великі підприємства, зараз мають завантаженість в кращому випадку 10-15% через те, що підприємства наразі не функціонують. Якщо зрівняти з проектом «Хмельницькобленерго», у нас також є довга лінія, протяжність якої сягає близько 40 км, яка живить сусідні села.

Авжеж, обладнання яке наразі функціонує має значний знос, він сягає близько 60-70% та відповідно незабаром потрібно його змінити.

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ

Оцінка ефективності заходів щодо реконструкції електричних мереж при їх переведенні на рівень напруги 20 кВ збудівництвом нової силової підстанції.

Ефективність заходів щодо реконструкції електричних мереж при переведенні їх на рівень напруги 20 кВ буде полягати в тому, що втрати електричної енергії в КЛ знизяться приблизно в 11 разів, порівняно з рівнем напруги 10 кВ, пропускна спроможність при однаковій площі поперечного перерізу проводу збільшиться удвоє за пропускну спроможність мереж 10 кВ, падіння напруги в лінії зменшиться в чотири рази порівняно з напругою 10 кВ при незмінному навантаженні, що свідчить про покращення якості електроенергії.

Основними заходами щодо підвищення ефективності роботи розподільчих мереж слід вважати наступні: - перехід на вищий рівень електропостачання споживачів з суттєвим зменшенням технологічних витрат;

- підвищення якості електроенергії, енергобезпеку й надійність функціонування систем електропостачання;

- створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;

- зниження технологічних витрат електроенергії при її транспортуванні;
- зменшення недовідпуску електричної енергії шляхом автоматизації мереж;

- усунення дефіциту потужності в центрах живлення;

Для подальшого розрахунку наведені вихідні дані в табл. 1.1 – 1.8.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії «ДОК»

№ КТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кф
-------	--------	-------	--------	---------	----

										Арк.
										8
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ					

					завантаження
74	250	10	0	0	0
76	160	10	0	0	0
98	400	10	98,4	61	0,289
274	250	10	5,7	3,5	0,027

Таблиця 1.2 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії«Люджа»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
5	250	10	36,7	22,7	0,173
8	100	10	13,4	8,3	0,158
9	100	10	3	1,9	0,036
11	63	10	6,5	4,1	0,122
19	250	10	16,9	10,4	0,079
49	250	10	1,2	0,8	0,006
52	630	10	0	0	0
54	100	10	6	3,7	0,07
55	100	10	14,6	9	0,172
56	63	10	2,6	1,6	0,048
73	63	10	8,9	5,5	0,166
85	100	10	24,9	15,4	0,293
99	250	10	7,1	4,4	0,033
100	100	10	10,9	6,8	0,128
201	250	10	17,2	10,7	0,081
202	100	10	9,6	5,9	0,113
224	100	10	17,5	10,8	0,206
270	100	10	0,6	0,4	0,007
293	100	10	20,7	12,8	0,243
321	250	10	24,1	14,9	0,113
333	100	10	0,8	0,5	0,009
334	63	10	11,9	7,3	0,222
337	63	10	6,3	3,9	0,118
340	100	10	0,2	0,2	0,003
341	160	10	7,5	4,7	0,055
342	63	10	8	5	0,15
343	63	10	3,4	2,1	0,063
344	63	10	0,8	0,5	0,015
352	250	10	4,7	2,9	0,022

Таблиця 1.3 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії«Город»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
1	400	10	0	0	0
2	250	10	6,3	3,9	0,03
4	250	10	3,2	2	0,015
10	250	10	8,1	5	0,038
12	160	10	16,7	10,4	0,123
13	63	10	2,1	1,3	0,039

										Арк.
										9
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ					

48	400	10	0,1	0,1	0
50	400	10	0,7	0,4	0,002
53	160	10	16	9,9	0,118
80	1000	10	67,4	41,7	0,079
81	63	10	42,4	26,3	0,792
93	160	10	16,7	10,4	0,123
97	160	10	35,5	22	0,261
175	63	10	41,5	25,7	0,775
179	160	10	0	0	0
183	630	10	0	0	0
185	400	10	0	0	0
190	100	10	4,9	3	0,057
191	630	10	4,1	2,5	0,008
211	160	10	22,9	14,2	0,168
215	63	10	28,1	17,4	0,525
246	100	10	55,1	34,1	0,648
248	250	10	0	0	0
249	63	10	0	0	0
257	100	10	0	0	0
262	63	10	32,2	19,9	0,601
263	630	10	11,2	7	0,021
273	100	10	18,4	11,4	0,216
276	630	10	25	15,5	0,047
278	250	10	0,2	0,1	0,001
280	250	10	41,2	25,5	0,194
306	63	10	43,8	27,1	0,818
308	100	10	51,2	31,7	0,602
315	250	10	8,8	5,4	0,041
316	400	10	0	0	0

Таблиця 1.4 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії «Комбікорм»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
6	100	10	56,4	34,9	0,663
7	250	10	51	31,6	0,24
77	100	10	22,6	14	0,266
78	100	10	19,2	11,9	0,226
79	250	10	44,7	27,7	0,21
95	100	10	8,1	5	0,095
192	160	10	0	0	0
207	160	10	42,7	26,4	0,314
213	250	10	18,6	11,5	0,087
223	160	10	13,8	8,5	0,101
225	400	10	1,1	0,7	0,003
229	100	10	22,3	13,8	0,262
230	100	10	22,5	13,9	0,264

									Арк.
									10
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ				

245	160	10	28,4	17,6	0,209
259	160	10	9,5	5,9	0,07
275	100	10	16,4	10,2	0,193
275	100	10	16,4	10,2	0,193
289	160	10	4,2	2,6	0,031
295	100	10	19,3	11,9	0,227
303	100	10	17,9	11,1	0,211
319	63	10	7,5	4,7	0,14
364	63	10	4,3	2,7	0,081

Таблиця 1.5 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії «Центр»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
1	400	10	0	0	0
2	250	10	6,3	3,9	0,03
4	250	10	3,2	2	0,015
10	250	10	8,1	5	0,038
12	160	10	16,7	10,4	0,123
13	63	10	2,1	1,3	0,039
48	400	10	0,1	0,1	0
50	400	10	0,7	0,4	0,002
53	160	10	16	9,9	0,118
80	1000	10	67,4	41,7	0,079
81	63	10	42,4	26,3	0,792
93	160	10	16,7	10,4	0,123
97	160	10	35,5	22	0,261
175	63	10	41,5	25,7	0,775
179	160	10	0	0	0
183	630	10	0	0	0
185	400	10	0	0	0
190	100	10	4,9	3	0,057
191	630	10	4,1	2,5	0,008
211	160	10	22,9	14,2	0,168
215	63	10	28,1	17,4	0,525
246	100	10	55,1	34,1	0,648
248	250	10	0	0	0
249	63	10	0	0	0
257	100	10	0	0	0
262	63	10	32,2	19,9	0,601
263	630	10	11,2	7	0,021
273	100	10	18,4	11,4	0,216
276	630	10	25	15,5	0,047
278	250	10	0,2	0,1	0,001
280	250	10	41,2	25,5	0,194
306	63	10	43,8	27,1	0,818
308	100	10	51,2	31,7	0,602
315	250	10	8,8	5,4	0,041
316	400	10	0	0	0

Таблиця 1.6 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії«СХТ»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
14	630	10	31,4	10,3	0,052

Таблиця 1.7 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії«ЮЖД»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
75	400	10	22,6	14	0,066
216	160	10	56,4	34,9	0,415
312	160	10	42,7	26,4	0,314
75	400	10	22555	13978	0,066

Таблиця 1.8 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії«Город резерв»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
92	400	10	59,6	36,9	0,175

В табл. 1.9 – 1.16 наведено вихідні дані для ліній електропередач по відхідним лініям підстанції «Південківська».

Таблиця 1.9 – Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії«Док»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
1_18	АС-50	1,23	0,60	0,38	0,732	0,465
18_25	АС-50	0,45	0,60	0,38	0,268	0,17
18_42	АС-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
25_30	АС-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
K25_76	АС-50	0,45	0,60	0,38	0,268	0,17

Таблиця 1.10 – Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії«Город»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
10_09	ААШВ-120	0,48	0,26	0,08	0,124	0,039
10_15	АСБ-95	0,35	0,33	0,08	0,114	0,029

103_99	AC-50	0,03	0,60	0,38	0,015	0,009
106_103	AC-50	0,03	0,60	0,38	0,015	0,009
129_64	AC-50	0,26	0,60	0,38	0,155	0,098
134_129	AC-50	0,11	0,60	0,38	0,065	0,042
174_134	AC-50	0,31	0,60	0,38	0,184	0,117
176_174	AC-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
182_176	AC-50	0,56	0,60	0,38	0,333	0,212
19_10	ААШВ-120	0,50	0,26	0,08	0,128	0,04
20_19	AC-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
208_182	AC-50	3,50	0,60	0,38	2,083	1,323
21_8	АСБ-70	0,25	0,44	0,09	0,111	0,022
217_208	AC-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
249_217	AC-50	2,40	0,60	0,38	1,428	0,907
249_385	AC-50	5,20	0,60	0,38	3,094	1,966
29_4	ААШВ-120	0,09	0,26	0,08	0,023	0,007
3_9	AC-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
30_20	AC-50	0,55	0,60	0,38	0,327	0,208
4_7	ААШВ-120	0,30	0,26	0,08	0,077	0,024
47_51	AC-50	0,75	0,60	0,38	0,446	0,284
51_55	AC-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
55_58	AC-50	0,23	0,60	0,38	0,137	0,087
58_64	AC-50	0,51	0,60	0,38	0,303	0,193
64_65	AC-50	0,02	0,60	0,38	0,012	0,008
65_7	AC-50	0,35	0,60	0,38	0,208	0,132
7_10	ААШВ-95	0,25	0,33	0,08	0,082	0,021
7_3	AC-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
8_15	АСБ-70	0,40	0,44	0,09	0,177	0,034
80_65	AC-50	0,75	0,60	0,38	0,446	0,284
9_15	ААШВ-120	0,15	0,26	0,08	0,039	0,012
91_80	AC-50	0,42	0,60	0,38	0,25	0,159
99_91	AC-50	0,51	0,60	0,38	0,303	0,193
K13_106	AC-50	0,26	0,60	0,38	0,155	0,098
K249_80	AC-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
K262_249	AC-50	2,50	0,60	0,38	1,488	0,945
K273_182	AC-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057
K308_385	AC-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
K315_106	AC-50	1,20	0,60	0,38	0,714	0,454
K80_385	AC-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
K93_134	AC-50	1,10	0,60	0,38	0,655	0,416
A_29	ААШВ-120	1,00	0,26	0,08	0,258	0,081
A_47	AC-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
K248_47	AC-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057

											Арк.
											13
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.386 ПЗ						

Таблиця 1.11 –Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії «Город резерв»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
K1_92	АС-35	0,16	0,79	0,386	0,126	0,062

Таблиця 1.12 –Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії «Комбікорм»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
1_9	АС-50	1,50	0,60	0,38	0,893	0,567
103_125	АС-50	0,45	0,60	0,38	0,268	0,17
125_125	АС-50	0,45	0,60	0,38	0,268	0,17
141_92	АС-50	0,35	0,60	0,38	0,208	0,132
149_141	АС-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
159_149	АС-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
176_97	АС-50	0,03	0,60	0,38	0,018	0,011
182_176	АС-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
196_182	АС-50	0,35	0,60	0,38	0,208	0,132
217_97	АС-50	0,40	0,60	0,38	0,238	0,151
38_48	АС-50	0,70	0,60	0,38	0,417	0,265
48_54	АС-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
54_60	АС-50	0,45	0,60	0,38	0,268	0,17
60_67	АС-50	0,70	0,60	0,38	0,417	0,265
67_72	АС-50	0,20	0,60	0,38	0,119	0,076
72_86	АС-50	0,80	0,60	0,38	0,476	0,302
72_92	АС-50	0,02	0,60	0,38	0,012	0,008
9_38	АС-50	1,60	0,60	0,38	0,952	0,605
92_217	АС-50	0,40	0,60	0,38	0,238	0,151
97_103	АС-50	0,14	0,60	0,38	0,083	0,053
K79_149	АС-50	0,17	0,60	0,38	0,101	0,064
K159_6	АС-50	0,20	0,60	0,38	0,119	0,076
K225_86	АС-50	0,10	0,60	0,38	0,06	0,038
K259_38	АС-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
K295_159	АС-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
K92_207	АС-50	0,03	0,60	0,38	0,018	0,011

Таблиця 1.13 –Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії«Люджа»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
1_26	АС-50	2,00	0,60	0,38	1,19	0,756

117_177	AC-50	1,50	0,60	0,38	0,893	0,567
125_117	AC-50	0,20	0,60	0,38	0,119	0,076
135_125	AC-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
147_135	AC-50	0,03	0,60	0,38	0,018	0,011
160_147	AC-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
177_191	AC-50	1,50	0,60	0,38	0,893	0,567
191_216	AC-50	1,60	0,60	0,38	0,952	0,605
216_237	AC-50	4,50	0,60	0,38	2,678	1,701
237_303	AC-50	1,10	0,60	0,38	0,655	0,416
26_73	AC-50	2,20	0,60	0,38	1,309	0,832
303_318	AC-50	3,00	0,60	0,38	1,785	1,134
318_418	AC-50	22,00	0,60	0,38	13,09	8,316
418_440	AC-50	3,00	0,60	0,38	1,785	1,134
440_448	AC-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
448_505	AC-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
451_448	AC-50	0,40	0,60	0,38	0,238	0,151
462_451	AC-50	2,50	0,60	0,38	1,488	0,945
462_465	AC-50	0,20	0,60	0,38	0,119	0,076
465_472	AC-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
505_551	AC-50	12,00	0,60	0,38	7,14	4,536
551_560	AC-50	0,40	0,60	0,38	0,238	0,151
560_598	AC-50	4,10	0,60	0,38	2,44	1,55
73_81	AC-50	0,20	0,60	0,38	0,119	0,076
81_117	AC-50	2,50	0,60	0,38	1,488	0,945
81_99	AC-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
K135_293	AC-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057
K191_334	AC-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057
K191_8	AC-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057
K216_224	AC-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057
K237_9	AC-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057
K303_19	AC-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
K318_99	AC-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057
K418_54	AC-50	0,20	0,60	0,38	0,119	0,076
K440_55	AC-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
K462_342	AC-50	3,10	0,60	0,38	1,845	1,172
K465_100	AC-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
K472_337	AC-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057
K472_341	AC-50	2,20	0,60	0,38	1,309	0,832
K551_340	AC-50	0,07	0,60	0,38	0,042	0,026
K551_343	AC-50	0,10	0,60	0,38	0,06	0,038
K560_321	AC-50	0,40	0,60	0,38	0,238	0,151
K81_49	AC-50	0,07	0,60	0,38	0,042	0,026
K505_352	AC-50	0,40	0,60	0,38	0,238	0,151

Таблиця 1.14 – Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії «СХТ»

						Арк.
						15
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.386 ПЗ	

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
K1_14	АС-35	0,14	0,79	0,39	0,111	0,054

Таблиця 1.15 – Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії «Центр»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
10_09	ААШВ-120	0,48	0,26	0,08	0,124	0,039
10_15	АСБ-95	0,35	0,33	0,08	0,114	0,029
103_99	АС-50	0,03	0,60	0,38	0,015	0,009
106_103	АС-50	0,03	0,60	0,38	0,015	0,009
129_64	АС-50	0,26	0,60	0,38	0,155	0,098
134_129	АС-50	0,11	0,60	0,38	0,065	0,042
174_134	АС-50	0,31	0,60	0,38	0,184	0,117
176_174	АС-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
182_176	АС-50	0,56	0,60	0,38	0,333	0,212
19_10	ААШВ-120	0,50	0,26	0,08	0,128	0,04
20_19	АС-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
208_182	АС-50	3,50	0,60	0,38	2,083	1,323
21_8	АСБ-70	0,25	0,44	0,09	0,111	0,022
217_208	АС-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
249_217	АС-50	2,40	0,60	0,38	1,428	0,907
249_385	АС-50	5,20	0,60	0,38	3,094	1,966
29_4	ААШВ-120	0,09	0,26	0,08	0,023	0,007
3_9	АС-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
30_20	АС-50	0,55	0,60	0,38	0,327	0,208
4_7	ААШВ-120	0,30	0,26	0,08	0,077	0,024
47_51	АС-50	0,75	0,60	0,38	0,446	0,284
51_55	АС-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
55_58	АС-50	0,23	0,60	0,38	0,137	0,087
58_64	АС-50	0,51	0,60	0,38	0,303	0,193
64_65	АС-50	0,02	0,60	0,38	0,012	0,008
65_7	АС-50	0,35	0,60	0,38	0,208	0,132
7_10	ААШВ-95	0,25	0,33	0,08	0,082	0,021
7_3	АС-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
8_15	АСБ-70	0,40	0,44	0,09	0,177	0,034
80_65	АС-50	0,75	0,60	0,38	0,446	0,284
9_15	ААШВ-120	0,15	0,26	0,08	0,039	0,012
9_21	АС-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
91_80	АС-50	0,42	0,60	0,38	0,25	0,159

										Арк.
										16
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.386 ПЗ					

99_91	АС-50	0,51	0,60	0,38	0,303	0,193
К13_106	АС-50	0,26	0,60	0,38	0,155	0,098
К249_80	АС-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
К262_249	АС-50	2,50	0,60	0,38	1,488	0,945
К273_182	АС-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057
К308_385	АС-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
К315_106	АС-50	1,20	0,60	0,38	0,714	0,454
К80_385	АС-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
К93_134	АС-50	1,10	0,60	0,38	0,655	0,416
А_29	ААШВ-120	1,00	0,26	0,08	0,258	0,081
А_47	АС-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095

Таблиця 1.16 – Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії «ЮЖД»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
0_1	АС-50	0,02	0,60	0,38	0,012	0,008
1_2	АС-50	0,01	0,60	0,38	0,006	0,004
2_3	АС-50	0,01	0,60	0,38	0,006	0,004

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

2.1 Особливості та завдання розрахунку районних електричних мереж

У розрахунках кожен елемент схеми мережі подають і враховують у вигляді обраної схеми заміщення. При електричних розрахунках ставлять дві основні вимоги:

1) визначення напруг у всіх вузлах мережі, у результаті цього можуть бути зроблені висновки про можливість роботи споживачів з одержаними напругами;

2) обчислення потоків потужності (струмів) на окремих ділянках мережі, що дозволить оцінити допустимість таких потоків (струмів) за умовою нагрівання проводів ліній і жил кабелів.

Електричні розрахунки виконують перш за все:

– для крайніх нормальних режимів найбільших і найменших завантажень,

– для післяаварійних режимів, у яких у результаті аварії вимкнений той чи інший елемент мережі.

Іноді потрібно проводити розрахунки також для ремонтних режимів у випадках виконання ремонтів на лініях або трансформаторах. Результати електричних розрахунків можуть використовуватися для:

– здійснення необхідних заходів регулювання напруги;

– оцінювання; – аналізу втрат потужності та електроенергії;

– вибору заходів щодо їх зниження та ін.

Для виконання розрахунків потрібна вихідна інформація про параметри схеми мережі і про параметри режиму

До параметрів схеми відносять параметри ліній і трансформаторів.

											Арк.
											18
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ						

До параметрів режиму відносять інформацію про навантаження споживачів у вузлах мережі та про джерела енергії.

2.2 Вибір перерізу провідників повітряних і кабельних ліній

Вибір перерізу провідників повітряних і кабельних ліній, як правило, проводять виходячи з економічних умов, яким відповідають методи економічної густини струму й економічних струмових інтервалів. При цьому необхідно враховувати ряд технічних обмежень, що мають переважно конкретну область застосування.

Вибір перерізів з економічної густини струму ведеться для нормального робочого режиму максимальних навантажень розглянутої електричної мережі, для якого й визначається розрахунковий струм $I_{НБ}$. Далі, виходячи з передбачуваного конструктивного виконання лінії, марки проводу або кабелю і часу використання максимальних навантажень, вибирають значення економічної густини струму J_E .

Поперечний переріз провідника, визначений за формулою округлюють до стандартного за формулою 2.1.

$$F_E = \frac{I_{НБ}}{J_E}, \quad (2.1)$$

У повітряних і кабельних лініях з проміжними відборами потужності для сусідніх ділянок допускається брати однаковий переріз провідника, відповідний економічному для найбільш протяжної ділянки, якщо їх розрахункові перерізи розрізняються на один ступінь за шкалою стандартних перерізів.

При визначенні розрахункового струму $I_{НБ}$ у замкнених мережах потрібно враховувати таке. Для мереж напругою 110 кВ і вище нормальним

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

робочим режимом є замкнений. Розрахунок розподілу у них потужностей, за яким знаходять струми $I_{НБ}$, береться з припущенням однорідності мережі.

Для замкнених за конфігурацією мереж 6–35 кВ нормальним робочим режимом є розімкнений. При цьому розмикання здійснюють, як правило, на ділянці, що забезпечує мінімум втрат потужності у мережі, який визначають так. Знаходять розподіл потужностей у замкненому режимі мережі, вважаючи її однорідною. Потім виявляють лінію, за якою проходить найменша активна потужність, і вимикають її.

Вибір перерізів за економічною густиною струму береться у лініях із напругою не вище ніж 220 кВ. Із ліній цього класу напруги виняток становлять: мережі промислових підприємств до 1 кВ при часу використання найбільшого навантаження до 4 000–5 000 год; відгалуження до окремих електроприймачів напругою до 1 кВ й освітлювальні мережі; мережі тимчасових споруд, а також пристрої з терміном служби 3–5 років. Вибір перерізів проводів у повітряних лініях 35 кВ і вище пропонують проводити не за економічною густиною струму, а згідно економічних інтервалів струму (потужності). Його проводять за розрахунковим навантаженням струму, яке визначають для нормального робочого режиму максимальних навантажень і враховують зміни навантаження за роками експлуатації лінії і кількості годин використання найбільшого навантаження $T_{НБ}$ за формулою 2.2:

$$I_p I_{НБ} \geq \alpha_i \alpha_T \quad (2.2)$$

де $I_{НБ}$ – струм у лінії на п'ятий рік її експлуатації у нормальному режимі, відповідному максимуму навантаження енергосистеми;

α_i – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження погодам експлуатації лінії, для ліній 110–220 кВ береться таким, що дорівнює 1,05;

									Арк.
									20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

α_T коефіцієнт, що враховує число використання найбільшого навантаження лінії $I_{НБ}$, і коефіцієнт її потрапляння в максимум енергосистеми k_M

Економічні інтервали струму для вибору перерізів подають у вигляді таблиць залежно від напруги, розрахункового навантаження струму I_p , району щодо ожеледі, матеріалу опор і кількості ланцюгів у лінії. Економічні інтервали струмів підраховані для перерізів, придатних за умовами корони. Тому перевіряти за умовою корони потрібно лише повітряні лінії 110 кВ і вище, що прокладаються на висоті понад 1 500 м над рівнем моря.

Для кабельних ліній, як правило $F_{I_{дон}} > F_{\Delta U}$. Для повітряних ліній із невеликими навантаженнями і відносно великими довжинами (сільські мережі) за формулою 2.3

$$F_{\Delta U} > F_{I_{дон}} \quad (2.3)$$

Надійність роботи електричних мереж залежить від температури нагрівання проводів і кабелів. Тому у всіх без винятку електричних мережах проводи та кабелі повинні вибиратися або, якщо вони обрані за іншими умовами, перевірятися за умовами допустимого нагрівання. Провідник підходить за допустимим нагріванням, якщо дотримується умова за формулою 2.4:

$$I_{НБ} \leq I_{дон} \quad (2.4)$$

де $I_{дон}$ – допустимий струм провідника, що враховує реальні умови його прокладання та охолодження й аварійного перевантаження;

$I_{НБ}$ – максимальний струм із нормального, післяаварійного і ремонтного режимів.

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

При розрахунку повітряних ліній $I_{доп}$ береться таким, що дорівнює допустимому табличному значенню для провідника розглянутого перерізу. Для кабельних ліній допустимий струм визначають за виразом 2.5 та 2.6:

$$I_{доп} = I_{доп.т} \cdot k_{п} \cdot k_{т} \cdot k_{ав} \quad (2.5)$$

де $I_{доп.т}$ – допустимий табличний струм для цього кабелю;

$k_{п}$ – поправковий коефіцієнт, що враховує число поруч прокладених працюючих кабелів;

$k_{т}$ – поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища, виходячи з умов прокладання;

$k_{ав}$ – коефіцієнт перевантаження у післяаварійному режимі

$$I_{доп} \geq \frac{I_{НОМ.ЗАХ.АП}}{k}, \quad (2.6)$$

де $I_{НОМ.ЗАХ.АП}$ – номінальний струм захисного апарата; k – коефіцієнт, що дорівнює 0,8 для міських мереж і 3 для промислових підприємств і силових установок. У мережах напругою 0,38 – 20 кВ вибраний чи такий, що вибирають переріз повинен задовольняти умові 2.7:

$$\Delta U_{НБ} \leq \Delta U_{доп} \quad (2.7)$$

де $\Delta U_{доп}$ – допустима втрата напруги, що забезпечує необхідні відхилення напруги;

$\Delta U_{НБ}$ – втрата напруги від джерела до найвіддаленішої Δ точки мережі.

Необхідність перевірки цієї умови викликана:

						Арк.
						22
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– по-перше, вимогою забезпечення відхилень напруги у споживачів відповідно державного стандарту;

– по-друге, істотним впливом перерізу провідника на втрати напруги через те, що в розглянутих мережах $r_0 > x_0$.

При виборі перерізів за допустимою втратою напруги можуть братися до уваги додаткові умови: незмінність перерізу, але всієї лінії з декількома навантаженнями $F = const$, мінімум витрат металу $m_F = \min$ і мінімум втрат потужності $\Delta P = \min$.

2.3 Розрахунок режиму розімкнених мереж двох номінальних напруг із двообмотковим трансформатором

Розрахунок мережі різних номінальних напруг можна проводити двома способами.

Перший спосіб. Враховується ідеальний трансформатор, тобто враховуються коефіцієнти трансформації при визначенні напруг.

Трансформатор подається у вигляді двох елементів – опору трансформатора \underline{Z}_T та ідеального трансформатора (коефіцієнта трансформації).

Розрахунок режиму мережі з декількома номінальними напругами може бути виконаний для будь-яких заданих умов і зведений до розрахунку або при заданій напрузі у кінці передачі, або при заданій напрузі на початку передачі.

Другий спосіб полягає у приведенні мережі до однієї базисної напруги. При цьому у схемі заміщення відсутні ідеальні трансформатори, а всі опори схеми заміщення зведені до однієї напруги через коефіцієнти трансформації

									Арк.
									23
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ				

трансформаторів. Наприклад, при зведенні до $U_{Вном}$ зведені опори розраховують за формулою 2.8:

$$Z_* = Z \cdot \left(\frac{U_{Вном}}{U_{Нном}} \right)^2, \quad (2.8)$$

де Z – дійсний опір елемента.

Розрахунок може бути виконаний і в іменованих одиницях, і у відносних одиницях.

Зведення мережі до однієї напруги часто використовується під час розрахунку струмів короткого замикання і рідко під час розрахунку ustalених режимів електричних мереж.

Більш практичний інтерес становить розрахунок при заданій напрузі на початку передачі. У результаті розрахунку режиму визначають напруги у всіх вузлах схеми з боку вищої напруги трансформаторів. А далі для кожної трансформаторної підстанції розраховується напруга на шинах навантаження (на стороні нижчої напруги).

2.4 Залежності між напругами і потужностями початку й кінця ланки електричної мережі.

Під ланкою електричної мережі необхідно розуміти ділянку її схеми заміщення, наприклад лінії електропередачі або трансформатора (рис.2.1). Розглянемо найбільш характерні для практики випадки розрахунку.

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
						24
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

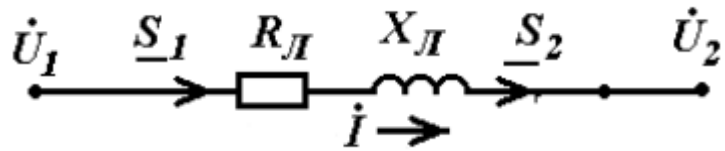


Рисунок 2.1 – Схема заміщення ланки електричної мережі лінії електропередач

Відомі потужність і напруга в кінці ланки за формулою 2.9:

$$S^2 = P^2 + jQ_2 = const$$

$$U_2^* = const \quad (2.9)$$

Потрібно визначити потужність S_1 і напругу U_1 на початку ланки. Цей випадок зустрічається на практиці тоді, коли, наприклад, задане навантаження споживача, і потрібно знайти напругу джерела живлення, за якого буде забезпечена необхідна напруга у споживача. Тут і далі розрахунок будемо вести в лінійних напругах. Поєднуючи вектор напруги U_2 з суттєвою віссю, запишемо

$$U_1^* = U_2 + \sqrt{3} I Z_L \quad (2.10)$$

Запишемо вираз для повної потужності

$$\underline{S}_2^* = P_2 - jQ_2 = \sqrt{3} U_2^* I \quad (2.11)$$

Виразимо струм

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
						25
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I^* = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3}U_2} \quad (2.12)$$

Підставами вираз для струму в рівняння для напруги

$$\dot{U}_1^* = U_2 + \frac{P_2 - jQ_2}{U_2} (R_{л} + jX_{л}) = U_2 + \frac{P_2 R_{л} + jP_2 X_{л} - jQ_2 R_{л} + jQ_2 X_{л}}{U_2} \quad (2.13)$$

Після перетворень одержимо

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2 R_{л} + Q_2 X_{л}}{U_2} + j \frac{P_2 X_{л} + Q_2 R_{л}}{U_2} \quad (2.14)$$

$$U_1^* = U_2 + \Delta U_2 + j\delta U_2 \quad (2.15)$$

де поздовжня складова падіння напруги, яка обчислена за даними кінця ланки, дорівнює

$$\Delta U_2 = \frac{P_2 R_{л} + Q_2 X_{л}}{U_2}, \quad (2.16)$$

а поперечна складова падіння напруги дорівнює

$$\delta U_2 = \frac{P_2 X_{л} + Q_2 R_{л}}{U_2} \quad (2.17)$$

Модуль напруги на початку ланки

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2)^2 + (\delta U_2)^2} \quad (2.18)$$

Втрати потужності визначимо за даними кінця ланки:

$$\Delta S_2 = 3I^2 \underline{Z} = \frac{S_2^2}{U_2^2} (R_{\text{л}} + jX_{\text{л}}) = \frac{S_2^2}{U_2^2} R_{\text{л}} + j \frac{S_2^2}{U_2^2} X_{\text{л}} = \Delta P_2 + j\Delta Q_2 \quad (2.19)$$

2.5 Втрати потужності в елементах мережі

При передачі електроенергії від електричних станцій до споживачів у всіх ланках електричних мереж є втрати активної потужності та енергії. Ці втрати виникають у повітряних і кабельних лініях різних напруг, трансформаторах підвищувальних і понижувальних підстанцій, джерелах реактивної потужності.

У середньому втрати в мережах електроенергетичної системи становлять близько 10 % від електроенергії, що відпускається у мережу.

Втрати потужності та енергії залежать від багатьох факторів і режимних характеристик електричної мережі. Для їх зниження в електричних мережах застосовують різні заходи. Однак в будь-якому разі для оцінювання ефективності заходів щодо зниження втрат необхідно вміти правильно оцінювати самі втрати, тобто вміти їх розраховувати. Важливо також знати структуру втрат, щоб, наприклад, виявити основні їх «вогнища».

Експлуатація електричних мереж вимагає певних витрат. Експлуатаційні витрати значною мірою визначаються втратами електроенергії при її передачі. Як правило, вони тим менші, чим більше витрати на спорудження електричної мережі, які залежать від перерізів провідників ліній. Значить, величина втрат потужності та електроенергії

										Арк.
										27
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ					

важлива як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації електричних мереж.

2.5.1 Втрати потужності в двообмотковому трансформаторі

Втрати активної потужності в активному опорі R_T визначають за виразом:

$$\Delta P = 3I^2 R_T = \frac{S^2}{U_{ном}^2} R_T = \frac{S^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{\Delta P_K U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \Delta P_K \left(\frac{S^2}{S_{ном}^2} \right), \quad (2.20)$$

а реактивної потужності в реактивному опорі X_T

$$\Delta Q = 3I^2 X_T = \frac{S^2}{U_{ном}^2} X_T = \frac{S^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{U_K U_{ном}}{100} \cdot \frac{U_{ном}}{S_{ном}} = \frac{U_K S^2}{100 S_{ном}}. \quad (2.21)$$

У цьому разі, як і для ліній, значення потужності і напруги необхідно брати для однієї точки.

Сумарні активні та реактивні втрати з урахуванням втрат у провідності дорівнюватимуть

$$\Delta P_T = \frac{S^2}{U^2} R_T + \Delta P_X, \quad (2.22)$$

$$\Delta Q_T = \frac{S^2}{U^2} X_T + \Delta Q_X. \quad (2.23)$$

Втрати потужності можуть бути визначені й просто за каталожними даними трансформатора і потужностями навантаження:

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

$$\Delta P_T = \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 + \Delta P_X, \quad (2.24)$$

$$\Delta Q_T = \frac{U_K S^2}{100 S_{ном}} + \Delta Q_X. \quad (2.25)$$

Якщо на підстанції з сумарним навантаженням S працює паралельно n однакових трансформаторів, то їх еквівалентні опори в разі $n < 1$ менші, а провідностей n в разі $n > 1$ більші. Тоді

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_X + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2, \quad (2.26)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_X + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{ном}}. \quad (2.27)$$

2.5.2 Втрати потужності та електроенергії в мережі трансформаторів.

Втрати активної і реактивної потужності в трансформаторах та автотрансформаторах поділяються на:

- У сталі;
- Втрати в міді (навантажувальні втрати).

Втрати в сталі – це втрати в провідності трансформаторів. Вони залежать від прикладеної напруги. Втрати активної потужності в сталі трансформаторів – це втрати на:

- перемагнічування;
- вихрові струми.

Визначаються втрати холостого ходу трансформатора P_X , які подані в його паспортних даних.

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Втрати реактивної потужності всталі визначаються за струмом холостого ходу трансформатора, значення якого у відсотках подані в його паспортних даних:

$$\Delta Q_{CT} = \Delta Q_X = \frac{I_X}{100} S_{ном}. \quad (2.28)$$

Навантажувальні втрати – це втрати в опорах трансформаторів. Вони залежать від струму навантаження.

2.5.3 Втрати потужності в елементах електричних мереж

Втрати активної потужності у лініях найчастіше обумовлені активними опорами проводів і кабелів. У трифазовій лінії втрати потужності, що витрачаються на нагрівання провідників, визначають за виразом

$$\Delta P = 3I^2 R_L = 3(I_a^2 + I_p^2) R_L = \frac{S^2}{U^2} R_L = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_L = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R_L, \quad (2.29)$$

де I , $a I$, $p I$ – повний, активний і реактивний струми в лінії;

S , P , Q – повна, активна і реактивна потужності в лінії;

U – лінійна напруга;

R_L – активний опір фази лінії;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження лінії.

Під час розрахунку втрат за величинами потужності і напруги лінії, останні повинні братися для однієї і тієї самої точки (за потужністю і напругою на початку або кінці лінії). Якщо напруга в точці, де задано навантаження лінії, невідома, то втрати потужності знаходять за номінальною напругою.

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
						30
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати активної потужності в провідності ЛЕП обумовлені недосконалістю ізоляції. У повітряних ЛЕП – появою корони і дуже незначною мірою, витоком струму по ізоляторах. У кабельних ЛЕП – появою струму провідності та його абсорбції. Розраховують втрати за формулою:

$$\Delta P = U^2 G \quad (2.30)$$

де U – лінійна напруга на початку або кінці ЛЕП;
 G – активна провідність ЛЕП.

Втрати реактивної потужності на ділянці ЛЕП обумовлені індуктивними опорами проводів і кабелів. Реактивна потужність, що втрачається в трифазовій ЛЕП, розраховується аналогічно потужності, що втрачається в активних опорах:

$$\Delta Q = 3I^2 X_L = 3(I_a^2 + I_p^2) X_L = \frac{S^2}{U^2} X_L = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_L = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} X_L, \quad (2.31)$$

де X_L – індуктивний опір фази лінії. Одночасно сама лінія є джерелом реактивної потужності у вигляді зарядної потужності

$$Q_b = U^2 B_n = U^2 b_0 l \quad (2.32)$$

де b_0 – питома ємнісна провідність, см/км.

Зарядна потужність зменшує реактивне навантаження мережі і тим самим знижує втрати потужності в ній.

										Арк.
										31
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ					

3 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА НАПРУЗІ 10 КВ

3.1 Розрахунок перетоків потужності в КТП

В даному розділі проводиться розрахунок мережі за формулами 2.1 – 2.32 на напрузі 10 кВ для розрахунку перетоків потужності на трансформаторах. Результати розрахунків наведено в табл. 3.1 – 3.8.

Таблиця 3.1 – Розрахунок перетоків потужності на КТП по вихідній лінії «Док»

Номер КТП	Р кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Рпочаткова	Qпочаткова
74	0	0	0	0	1,1	5,8
76	0	0	0	0	0,6	3,8
98	98,4	61	0,231	0,754	100,5	78,6
274	5,7	3,5	0,003	0,008	6,8	9,3

Таблиця 3.2 – Розрахунок перетоків потужності на КТП по вихідній лінії «Город»

Номер КТП	Р кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Рпочаткова	Qпочаткова
1	0	0	0	0	0,9	8,4
2	6,3	3,9	0,003	0,01	7,4	9,7
4	3,2	2	0,001	0,003	4,3	7,8
10	8,1	5	0,005	0,016	9,2	10,8
12	16,7	10,4	0,04	0,109	17,3	14,3
13	2,1	1,3	0,002	0,004	2,3	3,1
48	0,1	0,1	0	0	2	16,9
50	0,7	0,4	0	0	1,6	8,8
53	16	9,9	0,037	0,1	16,6	13,8
80	67,4	41,7	0,048	0,345	68,8	62,1
81	42,4	26,3	0,923	1,859	43,6	29,9
93	16,7	10,4	0,04	0,109	17,3	14,3
97	35,5	22	0,181	0,491	36,2	26,3
175	41,5	25,7	0,882	1,776	42,6	29,2
179	0	0	0	0	0,6	3,8
183	0	0	0	0	1,4	12,6
185	0	0	0	0	0,9	8,4
190	4,9	3	0,008	0,016	5,3	5,7
191	4,1	2,5	0	0,002	5,5	15,1
211	22,9	14,2	0,075	0,204	23,5	18,2

215	28,1	17,4	0,406	0,817	28,8	20
246	55,1	34,1	0,953	1,974	56,4	38,7
248	0	0	0	0	1,1	5,8
249	0	0	0	0	0,3	1,8
257	0	0	0	0	0,4	2,6
262	32,2	19,9	0,531	1,069	33	22,8
263	11,2	7	0,003	0,015	12,7	19,6
273	18,4	11,4	0,106	0,22	18,9	14,2
276	25	15,5	0,017	0,076	26,5	28,2
278	0,2	0,1	0	0	1,2	5,9
280	41,2	25,5	0,139	0,422	42,4	31,7
306	43,8	27,1	0,982	1,978	45	30,9
308	51,2	31,7	0,823	1,704	52,4	36
315	8,8	5,4	0,006	0,019	9,8	11,2
316	0	0	0	0	0,9	8,4

Таблиця 3.3 – Розрахунок перетоків потужності на КТП по вихідній лінії «Город резерв»

Номер КТП	Р кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Рпочаткова	Qпочаткова
92	59,6	36,9	0,169	0,553	60,7	45,9

Таблиця 3.4 – Розрахунок перетоків потужності на КТП по вихідній лінії «Комбікорм»

Номер КТП	Р кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Рпочаткова	Qпочаткова
6	56,4	34,9	0,999	2,068	57,7	39,6
7	51	31,6	0,214	0,649	52,3	38
77	22,6	14	0,16	0,331	23,1	16,9
78	19,2	11,9	0,116	0,241	19,7	14,8
79	44,7	27,7	0,164	0,498	45,9	33,9
95	8,1	5	0,021	0,043	8,5	7,7
192	0	0	0	0	0,6	3,8
207	42,7	26,4	0,261	0,709	43,5	31
213	18,6	11,5	0,028	0,086	19,7	17,4
223	13,8	8,5	0,027	0,074	14,4	12,5
225	1,1	0,7	0	0	2,9	17,5
229	22,3	13,8	0,156	0,323	22,8	16,7
230	22,5	13,9	0,159	0,33	23	16,9
245	28,4	17,6	0,116	0,314	29,1	21,8
259	9,5	5,9	0,013	0,035	10,1	9,8
275	16,4	10,2	0,085	0,176	16,9	13
275	16,4	10,2	0,085	0,176	16,9	13
289	4,2	2,6	0,002	0,007	4,7	6,4

295	19,3	11,9	0,117	0,242	19,7	14,8
303	17,9	11,1	0,101	0,209	18,4	13,9
319	7,5	4,7	0,029	0,059	7,8	6,5
364	4,3	2,7	0,009	0,019	4,6	4,5

Таблиця 3.5 – Розрахунок перетоків потужності на КТП по вихідній лінії «Люджа»

Номер КТП	Р кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Рпочаткова	Qпочаткова
5	36,7	22,7	0,11	0,336	37,9	28,8
8	13,4	8,3	0,057	0,117	13,8	11
9	3	1,9	0,003	0,006	3,4	4,5
11	6,5	4,1	0,022	0,044	6,8	5,9
19	16,9	10,4	0,023	0,071	17,9	16,3
49	1,2	0,8	0	0	2,3	6,5
52	0	0	0	0	1,4	12,6
54	6	3,7	0,011	0,023	6,4	6,3
55	14,6	9	0,067	0,138	15	11,8
56	2,6	1,6	0,003	0,007	2,9	3,4
73	8,9	5,5	0,041	0,082	9,2	7,4
85	24,9	15,4	0,194	0,402	25,4	18,4
99	7,1	4,4	0,004	0,013	8,2	10,2
100	10,9	6,8	0,037	0,077	11,3	9,4
201	17,2	10,7	0,024	0,074	18,3	16,5
202	9,6	5,9	0,029	0,06	10	8,6
224	17,5	10,8	0,096	0,199	17,9	13,6
270	0,6	0,4	0	0	1	3
293	20,7	12,8	0,135	0,279	21,2	15,7
321	24,1	14,9	0,048	0,145	25,2	20,8
333	0,8	0,5	0	0	1,2	3,1
334	11,9	7,3	0,072	0,145	12,2	9,3
337	6,3	3,9	0,02	0,04	6,5	5,7
340	0,2	0,2	0	0	0,6	2,8
341	7,5	4,7	0,008	0,022	8,1	8,5
342	8	5	0,033	0,066	8,3	6,8
343	3,4	2,1	0,006	0,012	3,7	3,9
344	0,8	0,5	0	0,001	1	2,3
352	4,7	2,9	0,002	0,005	5,7	8,7

Таблиця 3.6 – Розрахунок перетоків потужності на КТП по вихідній лінії «Центр»

Номер КТП	Р кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Рпочаткова	Qпочаткова
1	0	0	0	0	0,9	8,4

					БР 3.6.141.386 ПЗ		Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			34

2	6,3	3,9	0,003	0,01	7,4	9,7
4	3,2	2	0,001	0,003	4,3	7,8
10	8,1	5	0,005	0,016	9,2	10,8
12	16,7	10,4	0,04	0,109	17,3	14,3
13	2,1	1,3	0,002	0,004	2,3	3,1
48	0,1	0,1	0	0	2	16,9
50	0,7	0,4	0	0	1,6	8,8
53	16	9,9	0,037	0,1	16,6	13,8
80	67,4	41,7	0,048	0,345	68,8	62,1
81	42,4	26,3	0,923	1,859	43,6	29,9
93	16,7	10,4	0,04	0,109	17,3	14,3
97	35,5	22	0,181	0,491	36,2	26,3
175	41,5	25,7	0,882	1,776	42,6	29,2
179	0	0	0	0	0,6	3,8
183	0	0	0	0	1,4	12,6
185	0	0	0	0	0,9	8,4
190	4,9	3	0,008	0,016	5,3	5,7
191	4,1	2,5	0	0,002	5,5	15,1
211	22,9	14,2	0,075	0,204	23,5	18,2
215	28,1	17,4	0,406	0,817	28,8	20
246	55,1	34,1	0,953	1,974	56,4	38,7
248	0	0	0	0	1,1	5,8
249	0	0	0	0	0,3	1,8
257	0	0	0	0	0,4	2,6
262	32,2	19,9	0,531	1,069	33	22,8
263	11,2	7	0,003	0,015	12,7	19,6
273	18,4	11,4	0,106	0,22	18,9	14,2
276	25	15,5	0,017	0,076	26,5	28,2
278	0,2	0,1	0	0	1,2	5,9
280	41,2	25,5	0,139	0,422	42,4	31,7
306	43,8	27,1	0,982	1,978	45	30,9
308	51,2	31,7	0,823	1,704	52,4	36
315	8,8	5,4	0,006	0,019	9,8	11,2
316	0	0	0	0	0,9	8,4

Таблиця 3.7 – Розрахунок перетоків потужності на КТП по вихідній лінії «СХТ»

Номер КТП	P кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Pпочаткова	Qпочаткова
14	31,4	10,3	0,021	0,095	32,8	23

Таблиця 3.8 – Розрахунок перетоків потужності на КТП по вихідній лінії «ЮЖД»

Номер КТП	P кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Pпочаткова	Qпочаткова
75	22,6	14	0,024	0,079	23,5	22,5
216	56,4	34,9	0,456	1,238	57,4	40
312	42,7	26,4	0,261	0,709	43,5	31

3.2 Розрахунок перетоків потужності на лініях

В даному розділі проводиться розрахунок мережі за формулами 2.1 – 2.32 на напрузі 10 кВ для розрахунку перетоків потужності на лініях. Результати розрахунків наведено в табл. 3.9 – 3.16.

Таблиця 3.9 – Розрахунок перетоків потужності в лініяхфідера «Док»

Ділянка	P кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Pпочаткова	Qпочаткова
25_30	7,8	15	0,086	0,054	7,8	15
K25_76	0,6	3,8	0,04	0,026	0,6	3,8
18_25	8,4	18,9	1,143	0,726	8,4	18,9
18_42	100,5	78,6	48,417	30,759	100,6	78,6
1_18	108,9	97,5	156,399	99,36	109,1	97,6

Таблиця 3.10 – Розрахунок перетоків потужності в лініях фідера «Город»

Ділянка	P кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Pпочаткова	Qпочаткова
K80_385	68,8	62,1	25,566	16,242	68,9	62,1
K308_385	52,4	36	7,21	4,58	52,4	36
K262_249	33	22,8	23,89	15,177	33	22,8
249_385	121,2	98,1	752,652	478,155	122	98,6
249_217	155	121,4	553,45	351,603	155,5	121,8
217_208	199,1	151,7	18,642	11,843	199,2	151,7
208_182	244,2	182,6	1935,531	1229,632	246,1	183,8
K273_182	18,9	14,2	0,498	0,316	18,9	14,2
182_176	265	198	364,557	231,601	265,3	198,2
176_174	307,9	227,5	43,606	27,702	308	227,5
174_134	364,4	266,2	375,618	238,628	364,8	266,5
K93_134	17,3	14,3	3,31	2,103	17,3	14,3
134_129	382,1	280,8	147,153	93,485	382,2	280,9

129_64	399,6	295,2	381,803	242,557	400	295,4
K13_106	2,3	3,1	0,023	0,015	2,3	3,1
K315_106	9,8	11,2	1,584	1,006	9,8	11,2
106_103	12,2	14,3	0,052	0,033	12,2	14,3
103_99	54,5	45,9	0,756	0,48	54,5	45,9
99_91	63,7	56,8	22,096	14,037	63,7	56,8
91_80	68	64,5	21,974	13,96	68,1	64,5
K249_80	0,3	1,8	0,001	0,001	0,3	1,8
80_65	104,6	92,6	87,088	55,327	104,6	92,7
64_65	104,6	92,7	2,326	1,478	104,6	92,7
58_64	504,6	388,1	1229,825	781,301	505,8	388,9
55_58	511,1	394,6	570,545	362,464	511,7	394,9
51_55	519	404,6	644,221	409,27	519,7	405
47_51	548,5	425	2148,508	1364,934	550,6	426,4
K248_47	1,1	5,8	0,03	0,019	1,1	5,8
A_47	551,7	432,1	730,475	464,067	552,4	432,6

Таблиця 3.11 – Розрахунок перетоків потужності в лініяхфідера «Город резерв»

Ділянка	P кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Pпочаткова	Qпочаткова
K1_92	60,7	45,9	0,126	0,062	60,7	45,9

Таблиця 3.12 – Розрахунок перетоків потужності в лініяхфідера «Комбікорм»

Ділянка	P кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Pпочаткова	Qпочаткова
103_125	29,1	21,8	3,535	2,245	29,1	21,8
97_103	36,9	28,3	1,8	1,144	36,9	28,3
196_182	24,4	21,2	2,177	1,383	24,4	21,2
182_176	29	25,6	0,446	0,283	29	25,6
176_97	45,9	38,6	0,642	0,408	45,9	38,6
217_97	82,8	66,9	26,961	17,128	82,8	66,9
92_217	105,9	83,8	43,406	27,576	106	83,8
K159_6	57,7	39,6	4,085	2,595	57,8	39,6
K295_159	19,7	14,8	0,181	0,115	19,7	14,8
159_149	77,5	54,4	16,005	10,168	77,5	54,4
K79_149	45,9	33,9	0,97	0,616	45,9	33,9
149_141	123,4	88,4	34,271	21,772	123,5	88,4
141_92	175,8	126,4	97,614	62,014	175,9	126,5
72_92	325,3	241,3	19,52	12,401	325,3	241,3
K225_86	2,9	17,5	0,187	0,119	2,9	17,5
72_86	3,5	21,3	2,22	1,41	3,5	21,3
67_72	328,8	262,6	210,722	133,87	329	262,7
60_67	347,4	276,7	821,495	521,891	348,2	277,2
54_60	371	293,9	599,859	381,087	371,6	294,3

									Арк.
									37
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ				

48_54	391,3	311,7	446,737	283,809	391,8	312
38_48	414,8	328,8	1166,983	741,377	416	329,6
K259_38	10,1	9,8	0,59	0,375	10,1	9,8
9_38	440,4	351,8	3025,17	1921,873	443,5	353,7
1_9	452	361,4	2988,985	1898,884	455	363,3

Таблиця 3.13 – Розрахунок перетоків потужності в лінійхфідера «Люджа»

Ділянка	P кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Pпочаткова	Qпочаткова
560_598	1	2,3	0,151	0,096	1	2,3
K560_321	25,2	20,8	2,544	1,616	25,2	20,8
551_560	26,3	23,1	2,909	1,848	26,3	23,1
K551_343	3,7	3,9	0,017	0,011	3,7	3,9
K551_340	0,6	2,8	0,003	0,002	0,6	2,8
505_551	30,5	29,7	129,618	82,346	30,7	29,8
K505_352	5,7	8,7	1,415	0,899	5,7	8,7
448_505	36,4	38,5	5,007	3,181	36,4	38,5
K472_337	6,5	5,7	0,067	0,043	6,5	5,7
K472_341	8,1	8,5	1,803	1,145	8,1	8,5
465_472	14,6	14,2	0,617	0,392	14,6	14,2
K465_100	11,3	9,4	0,064	0,041	11,3	9,4
462_465	25,9	23,6	1,463	0,93	25,9	23,6
K462_342	8,3	6,8	2,12	1,347	8,3	6,8
462_451	34,2	30,4	31,174	19,804	34,2	30,4
451_448	35,4	33,5	5,662	3,597	35,4	33,5
440_448	71,8	72	18,466	11,731	71,8	72
418_440	86,8	83,8	259,928	165,13	87,1	84
K440_55	15	11,8	0,648	0,412	15	11,8
K418_54	6,4	6,3	0,096	0,061	6,4	6,3
318_418	93,5	90,3	2210,451	1404,286	95,7	91,7
303_318	103,8	101,9	377,587	239,879	104,2	102,1
K318_99	8,2	10,2	0,151	0,096	8,2	10,2
K303_19	17,9	16,3	0,872	0,554	17,9	16,3
237_303	122,1	118,4	189,324	120,277	122,3	118,5
K237_9	3,4	4,5	0,028	0,018	3,4	4,5
216_237	125,7	123	828,055	526,058	126,5	123,5
K216_224	17,9	13,6	0,452	0,287	17,9	13,6
191_216	144,5	137,1	377,693	239,946	144,8	137,4
K191_8	13,8	11	0,28	0,178	13,8	11
K191_334	12,2	9,3	0,209	0,133	12,2	9,3
177_191	170,9	157,7	482,399	306,465	171,3	158
117_177	196,8	176,4	623,117	395,863	197,4	176,8
160_147	4,3	16	0,489	0,311	4,3	16
147_135	42,2	44,8	0,676	0,429	42,2	44,8
K135_293	21,2	15,7	0,622	0,395	21,2	15,7
135_125	63,4	60,5	13,711	8,71	63,4	60,5

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

125_117	70,2	66,4	11,113	7,06	70,2	66,4
81_117	267,6	243,2	1944,781	1235,508	269,5	244,4
K81_49	2,3	6,5	0,02	0,013	2,3	6,5
81_99	19,3	19,5	1,119	0,711	19,3	19,5
73_81	21,6	26	1,36	0,864	21,6	26
26_73	31,6	34,6	28,74	18,258	31,6	34,6
1_26	40,8	42	40,86	25,958	40,9	42

Таблиця 3.14 – Розрахунок перетоків потужності в лініях фідера «СХТ»

Ділянка	Р кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Рпочаткова	Qпочаткова
K1_14	32,8	23	1,776	0,868	32,8	23

Таблиця 3.15 – Розрахунок перетоків потужності в лініяхфідера «Центр»

Ділянка	Р кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Рпочаткова	Qпочаткова
30_20	26,5	28,2	4,891	3,107	26,5	28,2
20_19	27	28,7	2,316	1,471	27	28,7
19_10	27,9	29,7	2,122	0,666	28	29,7
10_09	44,5	43,5	4,802	1,508	44,5	43,5
9_15	46,1	52,3	1,883	0,591	46,1	52,3
7_10	0,9	8,4	0,058	0,015	0,9	8,4
10_15	6,4	23,5	0,678	0,173	6,4	23,5
8_15	65,2	95,4	23,668	4,595	65,2	95,4
21_8	66,4	101,3	16,25	3,155	66,4	101,3
9_21	67,4	109,7	49,298	31,318	67,4	109,7
3_9	90,9	127,9	73,293	46,562	91	128
7_3	91,4	130,6	45,338	28,803	91,4	130,6
4_7	92,8	143,2	22,544	7,078	92,8	143,2
29_4	105,5	162,8	8,74	2,744	105,5	162,8
A_29	107,5	179,7	113,13	35,518	107,6	179,7

Таблиця 3.16 – Розрахунок перетоків потужності в лініяхфідера «ЮЖД»

Ділянка	Р кінцева	Q кінцева	ΔP	ΔQ	Рпочаткова	Qпочаткова
2_3	23,5	22,5	0,063	0,04	23,5	22,5
1_2	67	53,4	0,437	0,278	67	53,4
0_1	124,4	93,5	2,881	1,83	124,4	93,5

3.3 Розрахунок реальної напруги на лініях та КТП

3.3.1 Розрахунок напруги на лініях

В даному розділі проводиться розрахунок реальної напруги на лініях за формулами 2.1 – 2.32 на напрузі 10 кВ відхідних ліній. Результати розрахунків наведено в табл. 3.17 – 3.24.

Таблиця 3.17 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера «Док»

Вузол	U кінечна	ΔU (Вольт)
K76	9,99	0,05
30	9,99	0,08
25	9,99	0,55
42	9,99	4,48
18	10	12,52

Таблиця 3.18 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера «Город»

Вузол	U кінечна	ΔU (Вольт)
80	9,88	3,71
308	9,88	9,2
385	9,88	0,07
262	9,88	1,22
249	9,88	0,03
217	9,88	0,13
208	9,88	3,06
273	9,88	2,76
182	9,88	0
176	9,88	1,36
174	9,89	9,95
93	9,89	1,75
134	9,9	3,71
13	9,9	9,18
315	9,9	0,07
106	9,9	1,22
103	9,9	97,55
99	9,9	0,13

											Арк.
											40
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ						

91	9,91	3,06
249	9,91	2,75
80	9,91	0
129	9,91	7,37
65	9,91	0,2
64	9,93	23,01
58	9,94	10,5
55	9,95	11,61
51	9,99	36,7
K248	9,99	0,04
47	10	12,3

Таблиця 3.19 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера
«Город резерв»

Вузол	U кінечна	Δ U (Вольт)
92	10	1,05

Таблиця 3.20 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера
«Комбікорм»

Вузол	U кінечна	Δ U (Вольт)
125	9,79	1,17
103	9,79	0,47
196	9,79	0,81
182	9,79	0,14
176	9,79	0,13
97	9,79	3,05
217	9,79	3,87
K6	9,79	0,71
K79	9,79	0,09
K295	9,79	2,04
159	9,79	0,21
149	9,79	2,73
141	9,79	5,45
92	9,79	0,58
K225_86	9,79	0,09
86	9,79	0,83
72	9,8	6,02
67	9,82	22,23
60	9,84	15,2
54	9,85	10,69
48	9,87	26,38
K259	9,87	0,49
38	9,94	64

9	10	61,21
---	----	-------

Таблиця 3.21 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера «Люджа»

Вузол	U кінечна	ΔU (Вольт)
598	9,68	0,63
K321	9,68	0,94
560	9,68	1,01
K340	9,68	0,04
K343	9,68	0,01
551	9,72	36,43
K352	9,72	1,52
505	9,72	1,12
K337	9,71	0,09
K341	9,71	1,82
472	9,71	0,36
K100	9,71	0,05
465	9,71	0,5
K342	9,71	2,4
462	9,72	8,2
451	9,72	1,39
K55	9,75	2,15
448	9,75	25,72
K54	9,75	0,41
440	9,75	0,13
K99	9,78	206,07
418	9,78	30,86
318	9,78	0,13
K19	9,78	0,43
303	9,79	13,21
K9	9,79	0,06
оп237	9,85	55,74
K224	9,85	0,24
216	9,87	22,39
K8	9,87	0,19
K334	9,87	0,16
191	9,89	24,51
177	9,92	27,86
160	9,92	0,26
147	9,92	0,13
K293	9,92	0,28
135	9,92	1,83
125	9,92	1,35
117	9,98	63,29
K49	9,98	0,03

99	9,98	0,47
81	9,98	0,45
73	9,99	7,02
26	10	8,04

Таблиця 3.22 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера «СХТ»

Вузол	U кінечна	ΔU (Вольт)
14	10	0,49

Таблиця 3.23 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера «Центр»

Вузол	U кінечна	ΔU (Вольт)
30	9,98	1,46
20	9,98	0,68
19	9,98	0,48
10	9,98	0,72
9	9,98	0,24
7	9,98	0,02
10	9,98	0,14
15	9,98	1,49
8	9,98	0,96
21	9,99	4,09
9	9,99	5,13
3	9,99	3,11
7	10	1,07
4	10	0,36
29	10	4,23

Таблиця 3.24 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера «ЮЖД»

Вузол	U кінечна	ΔU (Вольт)
3	10	0,02
2	10	0,06
1	10	0,22

3.3.2 Розрахунок напруги на КТП

В даному розділі проводиться розрахунок реальної напруги на лініях за формулами 2.1 – 2.32 на напрузі 10 кВ для розрахунку Втрати напруги на КТП та ділянках лінії фідерів. Результати розрахунків наведено в табл. 3.25 – 3.32.

Таблиця 3.25 – Розрахунки реальної напруги та втрати напруги на КТП фідера «Док»

Номер КТП	U кінечна висока	U кінечна низька	ΔU (%)
98	9,98	399	0,17
76	9,99	399	0,13
274	9,99	399	0,13
74	9,99	399	0,13

Таблиця 3.26 – Розрахунки реальної напруги та втрати напруги на КТП фідера «Город»

Номер КТП	U кінечна висока	U кінечна низька	ΔU (%)
248	9,99	400	0,12
215	9,95	398	0,49
2	9,94	398	0,61
190	9,93	397	0,71
12	9,9	396	1,02
249	9,9	396	0,97
97	9,91	396	0,94
4	9,9	396	0,97
10	9,9	396	0,98
280	9,9	396	0,98
315	9,9	396	0,99
13	9,89	396	1,08
12	9,9	396	1,02
93	9,89	396	1,07
246	9,88	395	1,15
175	9,88	395	1,17
273	9,88	395	1,19
306	9,88	395	1,20
81	9,88	395	1,20

262	9,88	395	1,21
308	9,87	395	1,29
80	9,88	395	1,24

Таблиця 3.27 – Розрахунки реальної напруги та втрати напруги на КТП фідера «Город резерв»

Номер КТП	U кінечна висока	U кінечна низька	ΔU (%)
245	10	400	0,01

Таблиця 3.28 – Розрахунки реальної напруги та втрати напруги на КТП фідера «Комбікорм»

Номер КТП	U кінечна висока	U кінечна низька	ΔU (%)
245	9,79	391	2,15
319	9,79	391	2,14
275	9,79	391	2,13
364	9,79	391	2,13
78	9,79	391	2,14
289	9,79	391	2,14
77	9,79	392	2,10
6	9,78	391	2,15
79	9,79	391	2,15
295	9,78	391	2,17
7	9,79	392	2,12
207	9,79	392	2,06
192	9,79	392	2,07
225	9,79	392	2,07
303	9,8	392	2,00
229	9,82	393	1,77
213	9,84	394	1,62
230	9,85	394	1,52
223	9,87	395	1,25
259	9,87	395	1,26
95	9,94	398	0,61

Таблиця 3.29 – Розрахунки реальної напруги та втрати напруги на КТП фідера «Люджа»

Номер КТП	U кінечна висока	U кінечна низька	ΔU (%)
73	9,99	400	0,08
202	9,98	399	0,15
49	9,98	399	0,16
201	9,98	399	0,16

270	9,98	399	0,16
11	9,92	397	0,80
293	9,92	397	0,82
5	9,92	397	0,82
56	9,92	397	0,82
52	9,92	397	0,82
85	9,89	396	1,07
334	9,87	395	1,31
8	9,87	395	1,31
224	9,85	394	1,54
9	9,79	392	2,09
19	9,78	391	2,23
99	9,57	383	4,29
54	9,75	390	2,54
55	9,74	390	2,56
333	9,72	389	2,81
342	9,71	388	2,91
100	9,71	388	2,90
341	9,71	388	2,92
337	9,71	388	2,90
352	9,72	389	2,82
343	9,68	387	3,17
340	9,68	387	3,17
321	9,68	387	3,19
344	9,68	387	3,19

Таблиця 3.30 – Розрахунки реальної напруги та втрати напруги на КТП фідера «СХТ»

Номер КТП	U кінецьна висока	U кінецьна низька	ΔU (%)
14	10	400	0,00

Таблиця 3.31 – Розрахунки реальної напруги та втрати напруги на КТП фідера «Центр»

Номер КТП	U кінецьна висока	U кінецьна низька	ΔU (%)
48	10	400	0,04
268	10	400	0,05
183	9,99	400	0,06
257	9,99	400	0,09
211	9,99	399	0,14
1	9,98	399	0,18
278	9,98	399	0,19
263	9,98	399	0,20
191	9,98	399	0,21

185	9,98	399	0,21
50	9,98	399	0,21
53	9,98	399	0,21
316	9,98	399	0,22
179	9,98	399	0,23
276	9,98	399	0,24

Таблиця 3.32 – Розрахунки реальної напруги та втрати напруги на КТП фідера «ЮЖД»

Номер КТП	U кінечна висока	U кінечна низька	ΔU (%)
216	10	400	0,00
312	10	400	0,00
75	10	400	0,00

3.4 Розрахунок втрат електроенергії на напрузі 10 кВ по підстанції «Півненківська»

Таблиця 3.33 – Загальні втрати потужності по відхідних лініях підстанції «Півненківська»

Фідер	$S_{\text{загальна}}$, кВА	Втрати у кВА	Втрати у %
Город-резерв	76,1	9,02	11,8
Город	701,6	117	16,7
ДОК	146,3	33,4	22,8
Комбікорм	582,2	102,3	17,6
Люджа	58,6	19,7	33,5
СХТ	40,1	6,6	16,4
Центр	209,5	39,5	18,9
ЮЖД	155,6	10,6	6,8

						БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			47

4 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПРИ ЗМІНІ НАПРУГИ НА 20 КВ

Ефективність заходів щодо реконструкції електричних мереж при переведенні їх на рівень напруги 20 кВ буде полягати в тому, що втрати електричної енергії в КЛ знизяться в 4 рази порівняно з рівнем напруги 10 кВ, пропускна спроможність при однаковій площі поперечного перерізу проводу збільшиться у два рази за пропускну спроможність мереж 10 кВ, при цьому падіння напруги в лінії зменшиться в чотири рази порівняно з напругою 10 кВ при незмінному навантаженні, що свідчить про покращення якості електроенергії.

В даній мережі необхідно забезпечити заміну існуючих кабелів на інші. При проектуванні мережі 20 кВ необхідно замінити існуючі ізолятори на повітряних лініях на такі, що витримують напругу 20 кВ.

Заміна проводів наведена в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Заміна існуючих кабелів на інші

Кабель існуючий	Кабель проєктований
ААШВ-120	АПвЕгПу-20 3х120
ААШВ-95	АПвЕгПу-20 3х95
АСБ-70	АПвЕгПу-20 3х70

Наступним чином проводимо розрахунки за формулами 2.1 – 2.32 на напрузі 20 кВ, аналогічним чином, що і для 10 кВ, при цьому замінюючи потужності КТП, в залежності від наявності номінальної потужності у виробника. Потужності реальних КТП наведено в табл. 4.2 – 4.9.

Таблиця 4.2 – Заміна існуючих КТП на нові для фідеру «ДОК»

№ ктп	S_{10} , кВА	S_{20} , кВА
74	250	160
76	160	100
98	400	250

										Арк.
										48
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ					

274	250	160
-----	-----	-----

Таблиця 4.3 – Заміна існуючих КТП на нові для фідеру «ЛЮДЖА»

№ кТП	S ₁₀ , кВА	S ₂₀ , кВА
5	250	160
8	100	100
9	100	100
11	63	100
19	250	160
49	250	100
52	630	400
54	100	100
55	100	100
56	63	100
73	63	100
85	100	100
99	250	100
100	100	100
201	250	160
202	100	100
224	100	100
270	100	100
293	100	100
321	250	250
333	100	100
334	63	100
337	63	100
340	100	100
341	160	100
342	63	100
343	63	100
344	63	100
352	250	100

Таблиця 4.4 – Заміна існуючих КТП на нові для фідеру «ГОРОД»

№ кТП	S ₁₀ , кВА	S ₂₀ , кВА
1	400	250
2	250	100
4	250	100
10	250	100
12	160	100
13	63	100
48	400	250
50	400	250
53	160	160
80	1000	400

81	63	100
93	160	100
97	160	160
175	63	100
179	160	160
183	630	400
185	400	400
190	100	100
191	630	400
211	160	160
215	63	100
246	100	160
248	250	250
249	63	100
257	100	100
262	63	100
263	630	400
273	100	100
276	630	630
278	250	250
280	250	250
306	63	100
308	100	100
315	250	100
316	400	400

Таблиця 4.5 – Заміна існуючих КТП на нові для фідеру «КОМБІКОРМ»

№ КТП	S ₁₀ , кВА	S ₂₀ , кВА
6	100	100
7	250	100
77	100	100
78	100	100
79	250	160
95	100	100
192	160	100
207	160	160
213	250	160
223	160	100
225	400	250
229	100	100
230	100	100
245	160	160
259	160	100
275	100	100
275	100	100
289	160	100
295	100	100

303	100	100
319	63	100
364	63	100

Таблиця 4.6 – Заміна існуючих КТП на нові для фідеру «ЦЕНТР»

№ кТП	S ₁₀ , кВА	S ₂₀ , кВА
1	400	250
2	250	250
4	250	250
10	250	250
12	160	160
13	63	100
48	400	400
50	400	100
53	160	100
80	1000	1000
81	63	100
93	160	160
97	160	160
175	63	100
179	160	100
183	630	400
185	400	250
190	100	100
191	630	100
211	160	160
215	63	100
246	100	100
248	250	250
249	63	100
257	100	100
262	63	100
263	630	100
268	100	400
273	630	100
276	250	400
278	250	100
280	63	250
306	100	100
308	250	100
316	400	250

Таблиця 4.7 – Заміна існуючих КТП на нові для фідеру «СХТ»

№ кТП	S ₁₀ , кВА	S ₂₀ , кВА
14	630	250

Таблиця 4.8 – Заміна існуючих КТП на нові для фідеру «ЮЖД»

№ кТП	S ₁₀ , кВА	S ₂₀ , кВА
75	400	250
216	160	160
312	160	160
75	400	250

Таблиця 4.9 – Заміна існуючих КТП на нові для фідеру «Город резерв»

№ кТП	S ₁₀ , кВА	S ₂₀ , кВА
92	400	400

Далі, враховуючи вихідні дані для розрахунку в табл. 4.2 – 4.9 та тип кабелю в табл. 4.1 проводиться розрахунок із визначенням перетоків потужності та втрат напруги у кВ та відсотках в КТП і лініях електропередачі. Результати втрат потужності по лініях в цілому наведено в табл. 4.10

Таблиця 4.10 – Результати втрат потужності після заміни КТП та проводів та збільшення напруги до 20 кВ

Фідер	Втрати у кВА при 10 кВ	Втрати у % при напрузі 10 кВ	Втрати у кВА при 20 кВ	Втрати у % при напрузі 20 кВ
Город-резерв	9,02	11,8	1,6	2,2
Город	117	16,7	24,9	3,6
ДОК	33,4	22,8	5,9	4,2
Комбікорм	102,3	17,6	32,1	5,57
Люджа	19,7	33,5	3,9	6,96
СХТ	6,6	16,4	1,6	4,2
Центр	39,5	18,9	12,2	5,9
ЮЖД	10,6	6,8	4,2	2,7

5 РОЗРАХУНОК ОБЛАДНАННЯ ТА ПОТУЖНІСТЬ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА НА ПІДСТАНЦІ «ПІВНЕНКІВСЬКА»

5.1 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Обираємо трансформатор відповідно до вихідних даних.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані для проектування

$S_{НОМ.НАВ}$, КВА	$\cos \varphi$	XL1, Ом	XL2, Ом	Skз.С, МВА	t, °C
1945,6	0,83	29,44	25,51	2800	+20

Таблиця 5.2 – Добовий графік навантаження

№ Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
10	40	50	60	90	100	100	80	100	100	125	115	100

Знаходимо номінальну потужність трансформатора

Знаходимо $S_{тр}$

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{1945,6}{1,4} = 1389,7 (кВА)$$

Обираємо відповідно до номіналу потужність трансформатора

$$S_{ном} = 6,3 (МВА)$$

																						Арк.	
																							53
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата																			

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою:

$$S_n = \frac{S_{НОМ} \cdot \%}{100}$$

Результати заносимо до таблиці 5.3:

Таблиця 5.3 – Добове споживання потужності

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Навання, КВА	778,3	972,8	1167,4	1751,1	1945,6	1945,6	1556,5	1945,6	1945,6	2432,1	2237,5	1945,6

Побудуємо графік навантаження (рис.5.1).

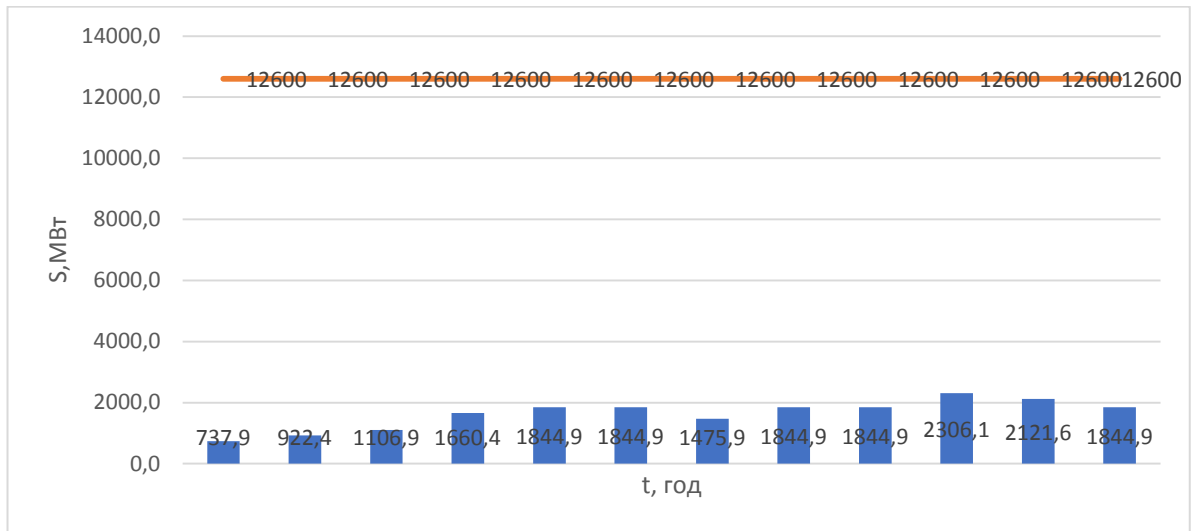


Рисунок 5.1 - Графік навантаження при нормальному режимі роботи

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою:

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

де S_1, S_2, \dots, S_n – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;
 t_1, t_2, \dots, t_n , тривалість ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{778.3^2 \cdot 2 + 972.8^2 \cdot 2 + 1167.4^2 \cdot 2 + 1751.1^2 \cdot 2 + 1945.6^2 \cdot 10 + 1556.5^2 \cdot 4}{24}} = 0,153$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2' = 0$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{2432.1}{12600} = 0,193$$

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де S_{MAX} – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

Попереднє значення K_2 необхідно порівняти із значенням K_{MAX} ,

$$K_2 = 0.9 \cdot K_{MAX} = 0.9 \cdot 0.193 = 0.173$$

$$K_2' = 0.173$$

Якщо $K_2' \leq 0.9 \cdot K_{MAX}$, остаточно беремо $K_2 = 0.173$.

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (+20 С) і часу перевантаження $t = 0.5$ годин,

Таблиця 5.4 – Вибір K_2 гост

	0,6	0,7
0,5	1,55	1,52

$$K_{12ГОСТ} = 1.55 - \frac{1.55 - 1.52}{100} \cdot 2432 = 1.68$$

5.2 Аварійний режим

Побудуємо графік навантаження (рис. 5.2).

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

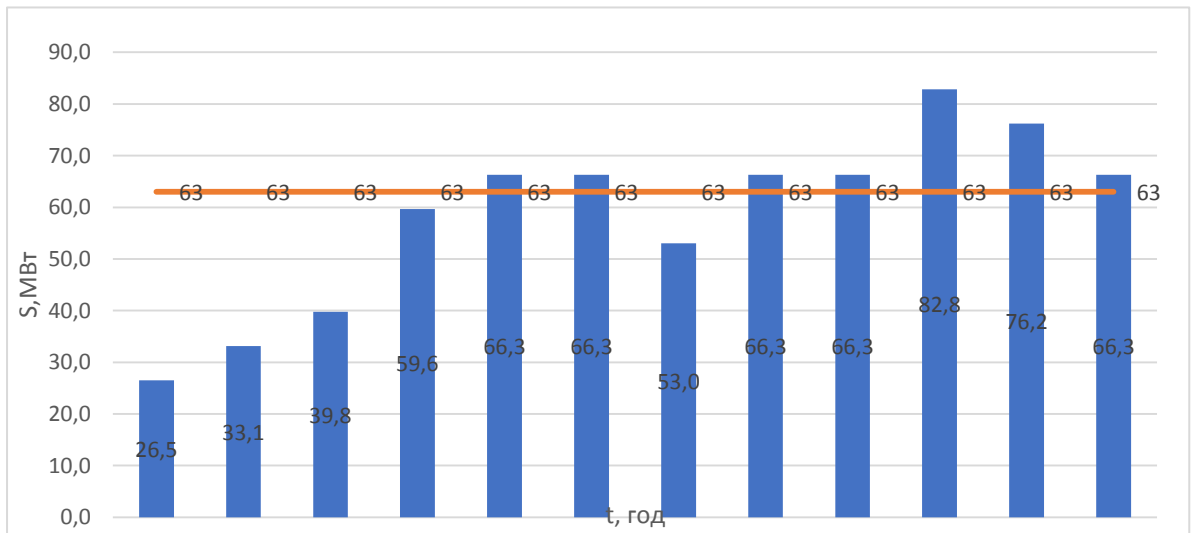


Рисунок 5.2 - Графік навантаження при аварійному режимі

$$K_1 = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{778.3^2 \cdot 2 + 972.8^2 \cdot 2 + 1167.4^2 \cdot 2 + 1751.1^2 \cdot 2 + 1945.6^2 \cdot 10 + 1556.5^2 \cdot 6}{24}} = 0,153$$

$$K_2' = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{778.3^2 \cdot 2 + 972.8^2 \cdot 2 + 1167.4^2 \cdot 2 + 1751.1^2 \cdot 2 + 1945.6^2 \cdot 10 + 1556.5^2 \cdot 6}{24}} = 0,153$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_2 = 0.9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 0,386 = 0,347$$

$$K_2' = 0,347$$

Якщо $K_2' \leq 0.9 \cdot K_{MAX}$, остаточно беремо $K_2 = 0,347$.

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (+20 С) і часу перевантаження $t = 0,5$ годин

Таблиця 5.5 – Вибір K2 гост

	0,6	0,7
12	1,4	1,4

$$K_{12ГОСТ} = 1,4 - \frac{1,4 - 1,4}{100} \cdot 2432,1 = 1,4$$

Для трансформаторів із системою охолодження М. Порівнюємо значення K_2 за ГОСТом і реальне. Даний трансформатор задовольняє умові.

5.3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 20 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 3.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_c = 2800 \text{ МВА}$

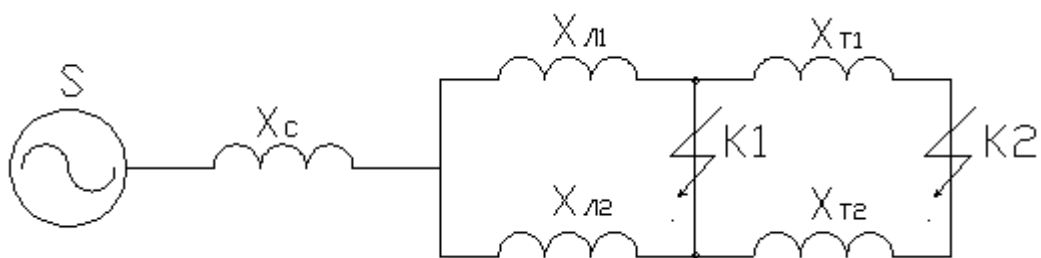


Рисунок 5.3 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{\text{л}}^2}{S_c} = \frac{110^2}{2800} = 4,32 \quad (\text{Ом}).$$

										Арк.
										58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{Л} = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{29,44 \cdot 25,51}{29,44 + 25,51} = 13,66 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 6,3$ (МВА);

$$\text{Опір трансформатора } X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 6,3 \cdot 10^6} = 201,66 \text{ (Ом);}$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,32 + 13,66)} = 3,53 \text{ (кА);}$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,32 + 13,66 + 201,66)} = 0,53 \text{ (кА).}$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 0,53 \cdot \frac{110}{10} = 5,87 \text{ (кА).}$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,53 = 8,03 \text{ (кА);}$$

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
						59
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\text{у точці } K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot I_{K_2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 5,87 = 13,38 \text{ (кА)}.$$

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

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{Kn} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для K_1 ; $T_a=0,02$ с., $t=0,06$ с., для K_2 – $T_a=0,05$ с., $t=0,1$ с.

$$\text{для } K_1 i_a = \sqrt{2} \cdot 3,53 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,452 \text{ (кА)};$$

$$\text{для } K_2 i_a = \sqrt{2} \cdot 5,87 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 1,12 \text{ (кА)}.$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 B_{K_1} = I_{K_1}^2 (t + T_a) = 3,53^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,05 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$\text{для } K_2 B_{K_2} = I_{K_2}^2 (t + T_a) = 5,87^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 5,18 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Таблиця 5.6 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ (K_1)	3,53	8,03	3,53	0,453	1,059

Шини 20 кВ (K_2)	5,87	13,38	5,87	1,125	5,185
-------------------------	------	-------	------	-------	-------

5.4 ВИБІР ВИМИКАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ РУ І СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН.

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,04 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 20 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,254 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,127 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{omx} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 12} = 0,021 \text{ А.}$$

Вибір вимикача на боці високої напруги, 110кв.

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

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Таблиця 5.7 – Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	46,29 А	2500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	3,53 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	8,03 кА	81 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	3,53 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,45кА	7,24 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,05 кА ² ·с	7500 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВРС-110ІІІ-31,5/2500УХЛ1.

Вибір вимикача у колі трансформатора та секційного вимикача на боці 20 кВ

Таблиця 5.8– Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 20 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	20 кВ	20 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	254,6 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,87 кА	25кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	13,38 кА	64 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,87 кА	25кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,12 кА	7,5
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5,18 кА ² ·с	58800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВР27НС-27,5-25/1600УХЛ1.

										Арк.
										62
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ					

Таблиця 5.9 – Вибір секційного вимикача на боці 20 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	20 кВ	20 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	254,6 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,87 кА	25кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	13,38 кА	64 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,87 кА	25кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,12 кА	7,5
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5,18 кА ² ·с	58800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВР27НС-27,5-25/1600УХЛ1.

Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 220 кВ

Таблиця 5.9 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	20 кВ	20 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	21,21 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,87 кА	25кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	13,38 кА	64 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,87 кА	25 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,25 кА	5кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5,18 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВР27НС-27,5-25/1600УХЛ1.

У таблиці 8 наведений вибір роз'єднувачів на боці 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

						Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ	

Таблиця 5.10 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	46,29 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	8,03 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,05 кА ² ·с	4800кА ² ·с

Обираємо до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНД-1-110/630 Т1.

5.5 ВИБІР ОШИНОВКИ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ (РП)

В РУ 110 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелеюмінієвими проводами марки АС.

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{\min} = \frac{I_{прив}}{j_e}$$

j_e - економічна щільність струму

$$[j_e] = \frac{A}{A/мм^2}; \quad j_e = 1,1 \quad - \text{ для неізолюваних алюмінієвих проводів (при}$$

$T_{ноб} = 4880 \text{ ч}$ - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{\min} = \frac{5,184}{0,091} = 25,02 \text{ мм}^2$$

Можемо обрати провід АС 185/24, найближчий до розрахованого.

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

$$I_{\max} = 46,29 \text{ A}$$

$$I_{\text{дон}} = 605 \text{ A}$$

3) Вибраний переріз гнучких шин перевіряється на термічну стійкість при КЗ.

$$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{5,184}}{91 \cdot 10^{-3}} = 25,02 \text{ мм}^2,$$

$$\text{де } C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}^{-1/2}}{\text{мм}^2}.$$

Умова виконується $25,02 \leq 185$.

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{\text{кз}} > 20 \text{ кА}$, а за нашими розрахунками $I_{\text{кз}} = 3,56 \text{ кА}$ - отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруг 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше 120 мм^2 , тому провід АС 240/32 задовольняє умові.

6) В РУ 20 кВ застосовують жорсткі шини, які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність:

$$I_{\text{раб.нб}} \leq I_{\text{дон}}$$

$$I_{\text{раб.нб}} = 5,09 \text{ кА}$$

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

По $I_{раб.лб}$ вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 10×1 з трьома смугами на фазу, для цих шин $I_{доп ном} = 5565 A$ обрали із таблиці А2, (додаток).

$I_{раб.лб}$ - тах струм в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{доп}$ - тах допустимий струм шин вибраного перерізу.

k_n - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища (умовна температура середовища $25^{\circ}C$, нормована температура жил $70^{\circ}C$ і температурі середовища $20^{\circ}C$) обрали з таблиці А3(додаток).

$$I_{доп} = I_{доп ном} \cdot k_n = 5300 \cdot 1,05 = 5565 A$$

$$5300A \leq 5565 A$$

Нерівність виконується.

2) Жорсткі шини повинні перевірятися на термічну стійкість при КЗ.

$$q \geq q_{\min}$$

q_{\min} - min переріз за термічною стійкістю.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{5,184}}{91 \cdot 10^{-3}} = 25,02 \text{ мм}^2$$

3)Вибрані шини, у загальному випадку, необхідно перевірити також на електродинамічну стійкість. Жорсткі 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 шини менше 30 і більше 200 Гц. частота власних коливань для мідних шин визначається за формулою

Частота власних коливань шинної конструкції

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}},$$

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l=1,5$ м;
 γ - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі,
 перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, $см^4$;
 q - поперечний переріз шини, $см^2$.

$$\gamma = \frac{bh^3}{12} = \frac{1 \cdot 10^3}{12} = 1,44 \text{ см}^4$$

b - товщина шини, см;

h - ширина шини, см.

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{83,3}{10 \cdot 1}} = 222,21 \text{ Гц}$$

4) Перевірка шини на міцність

f_c - сила взаємодії між смугами

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot k_\phi \cdot \frac{i_{y0}^2}{b};$$

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

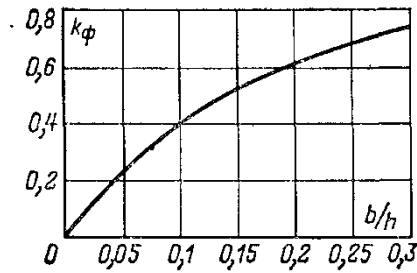


Рисунок 5.4 - Криві для визначення коефіцієнта k_ϕ для двосмугових шин при

$$a_{\text{п}} = 2b$$

k_ϕ - коефіцієнт форми шин (рис. 1), що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

$$k_\phi = 0,3 \left(\frac{b}{h} = \frac{1}{12} \right)$$

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot 0,4 \cdot \frac{13386^2}{1} = 1,79 \left(\frac{\text{Н}}{\text{м}} \right)$$

Механічна напруга між смугами

$$\sigma_c = \frac{f_c l_n^2}{12 \cdot W_c} = \frac{1,79 \cdot 6,47^2}{12 \cdot 33,33} = 0,187 \text{ (МПа)}$$

$$l_n = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_c}{i_{y\phi}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_c}{k_\phi}} = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{0,02}{13386}} \cdot \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 144}{0,4}} = 6,46 \text{ (м)}$$

$$a_c = 2b = 2 \cdot 1 = 0,02 \text{ (м)}$$

$$W_c = \frac{bh^2}{3} = \frac{1 \cdot 10^2}{3} = 33,33 \text{ (см}^3\text{)}$$

W_c - момент опору між смугами.

Механічна напруга між фазами

										Арк.
										68
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ					

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W_{\phi} \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(13,386 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,5^2}{16,66 \cdot 0,5} = 0,83 \text{ МПа}$$

$$W_{\phi} = \frac{bh^4}{6} = \frac{1 \cdot 10^4}{6} = 16,66 \text{ (см}^3\text{)}$$

$\sigma_{розр} = \sigma_c + \sigma_{\phi} \leq \sigma_{дон}$ - умова механічної міцності двосмугової шини.

$\sigma_{расч}$ - розрахунковий механічний напругок у матеріалі шин, МПА,

$\sigma_{дон} = 82,5$ МПА - допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву.

$$\sigma_{розр} = (0,83 + 0,187) \cdot 10^6 \leq 171,5 \cdot 10^6$$

Умова механічної міцності тримугованими шини виконується.

5. 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 міжфазних напруг, на секційному вимикачі 20 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 20 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 5.11.

										Арк.
										69
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.386 ПЗ					

Таблиця 5.11– Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	У	З
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник трифазний електронний обліку активної та реактивної енергії	Itron SL 7000	0,5	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 секц. 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 трансформаторів струму наведений у табл. 5.12 – 5.14.

Таблиця 5.12– Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	46,29 А	75 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	8,03кА	25
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,05кА ² ·с	288,12 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	-	4800 Ом

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ-110.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

										Арк.
										70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.386 ПЗ					

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{np} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K$$

де: $Z_{ном}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом.}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 100 \text{ м}$

$$Z_{np} = \rho \frac{l}{F},$$

де: ρ - питомий опір міді, $0,0175, \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$,

F - перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,7 = 0,82 \text{ Ом,}$$

що менше ніж 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

									Арк.
									71
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				БР 3.6.141.386 ПЗ	

Таблиця 5.13– Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	20 кВ	20 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	254,61 А	300 А
$i_y \leq i_{дин}$	13,38 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,25 кА ² ·с	1200 кА ² ·с

Вибираємо трансформатор CTS 25 Sch. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Таблиця 13– Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	20 кВ	20 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	21,21 А	30 А
$i_y \leq i_{дин}$	13,38 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,25 кА ² ·с	1200 кА ² ·с

Вибираємо трансформатор CTS 25 Sch. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

На боці високої напруги (110 кВ) обираємо трансформатори НКФ-110-58У1, на боці 20 кВ – НОМ-20-66У2.

						БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
							72
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

ВИСНОВОК

Кожного дня у розвитку технологій створюються все нові та нові гаджети, які працюють від електроенергії. Виникає необхідність в надійному та безперервному електропостачанні. Нерідко виникають ситуації коли раптом вимикається живлення і вся робота «паралізується».

У своєму дипломному проекті я проводив розрахунки ліній 10 кВ, що мають живлення від ПС «Півненківська» 35/10. Зробивши дані розрахунки я почав переобладнювати лінії під 20 кВ. В результаті проведення розрахунків визначилось, що втрати зменшаться порівняно з напругою 10 кВ приблизно в декілька разів.

Проведення реконструкції або модернізації кабельних мереж є необхідним в найближчий час, адже зараз працює застаріле обладнання яке часто дає збій. Ремонт або удосконалення даних мереж є недоцільним, адже при 10 кВ ми маємо лишній ступінь трансформації (35 кВ), що значно впливає як на кількість обладнання так і на втрати на трансформаторах.

В решті-решт, можемо зробити висновок, що при переході на напругу 20 кВ, ми матимемо надійне, сучасне обладнання, значно зменшимо технічні втрати, збільшимо пропускну спроможність ліній.

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі»/укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2015. – 37 с.

2. ПУЕ Правила улаштування електроустановок.- Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, із змінами 21.08.2017

3. Справочник кабельно-проводникової продукції ПрАТ «ЗаводЮжкабель»-<http://www.yuzhcable.info/>

4. Вибір трансформаторів потужності, напруги 110 кВ - <https://silovoytransformator.ru/razdel/110kv>

5. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. –214 с

6. Вибір лічильника активно-реактивної енергії - <https://eltron.com.ua/lichylnyk-elektroenergiyi-itron-sl-7000-klas-tochnosti-0-5s-tryfaznyu-bagatotaryfnyu-5-10-a>

7. Вибір трансформаторів струму - <https://www.kpbintra.cz/ru/izmeritelnye-transformatory-srednee-naprjazhenie/>

8. Вибір вакуумних вимикачів - http://www.rzva.ua/modules/pages/files/TI_BP27НС.pdf

9. Теорія вибору ошиноквки - <https://otransformatore.ru/svoimi-rukami/oshinkovka-transformatora/>

10. Офіційний сайт Обленерго - <http://gis.soe.com.ua/>

11. Інформація про перехід з 10 кВ на 20 кВ - https://elektrovesti.net/47988_eksperty-perekhod-na-raspredelitelnye-seti-s-napryazheniem-20-kv-dorogostoyashchiy-protsess-kotoryu-profinansiruyut-potrebiteli

					<i>БР 3.6.141.386 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

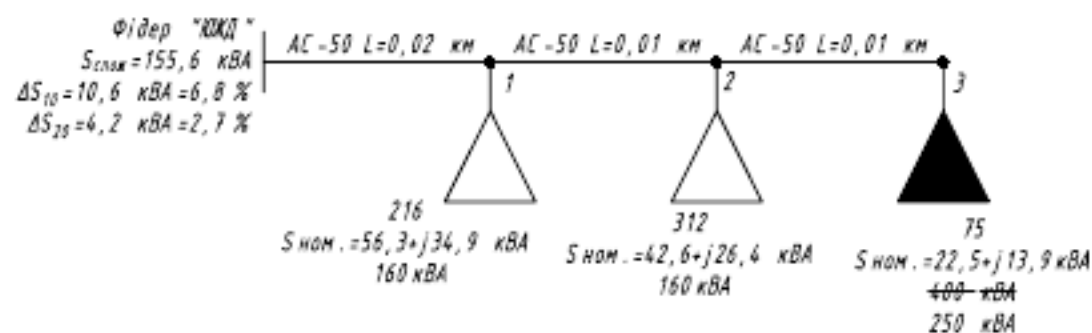
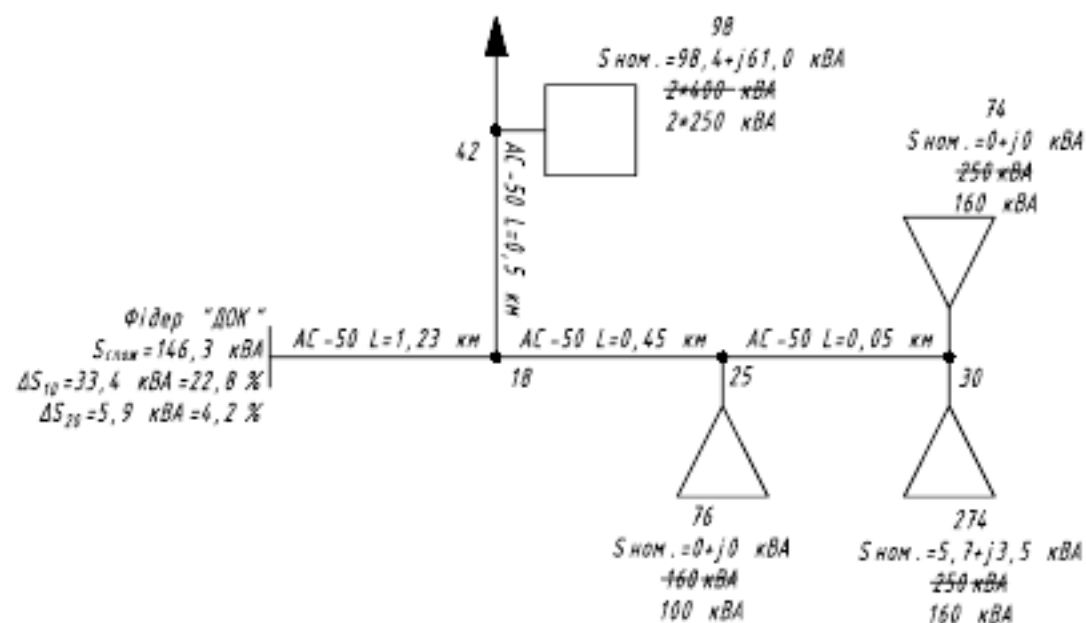
12. Довідник ліній до 20 кВ -

<https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293793/4293793566.pdf>

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
						75
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

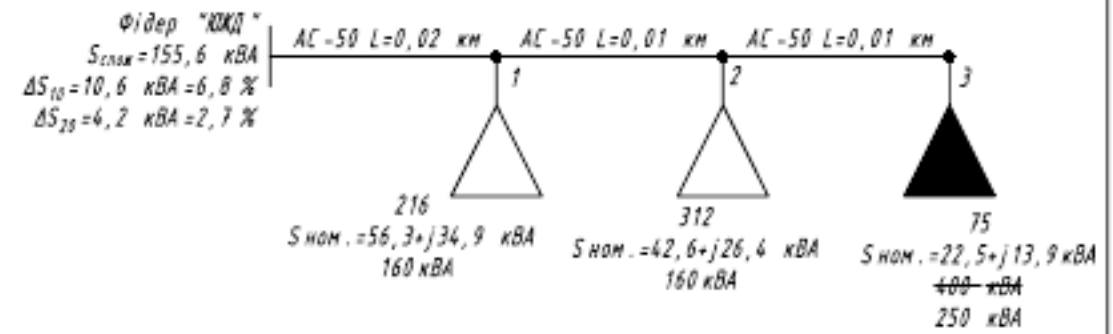
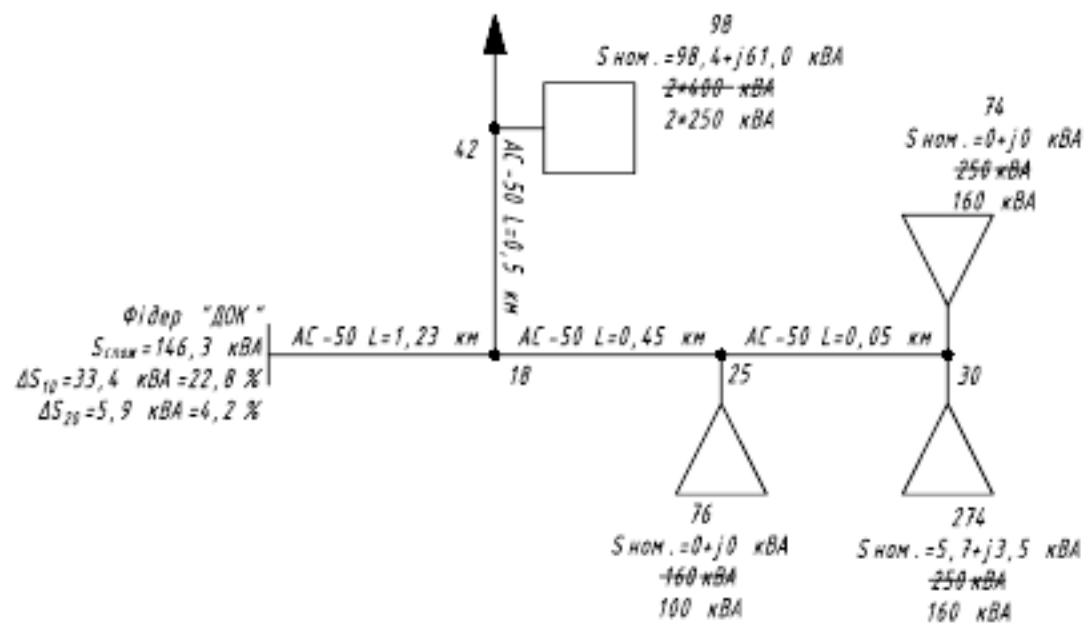
ДОДАТКИ

					БР 3.6.141.386 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

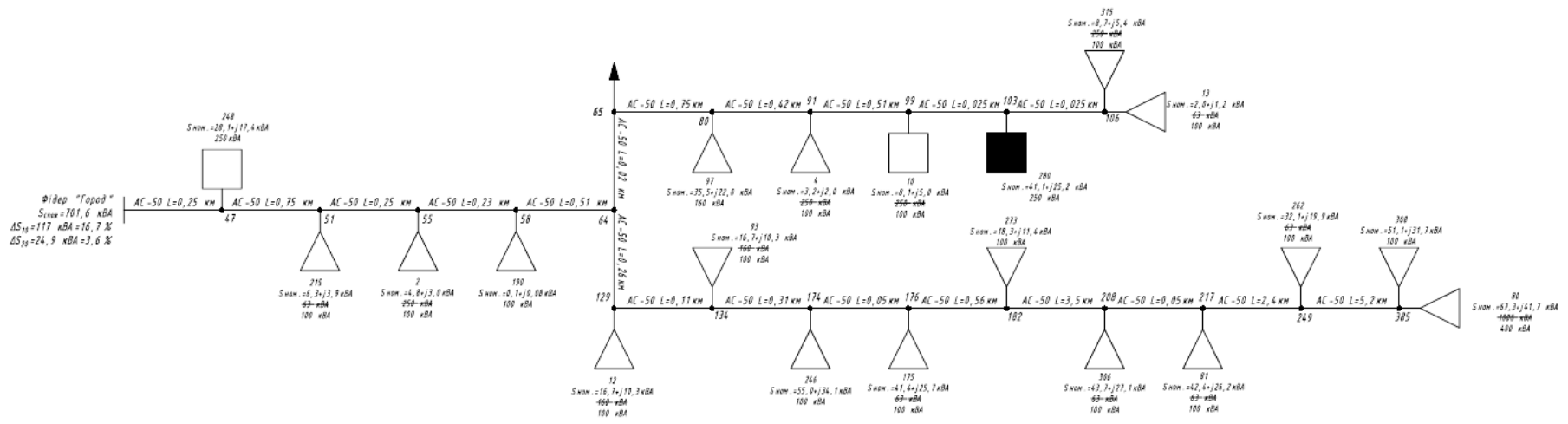
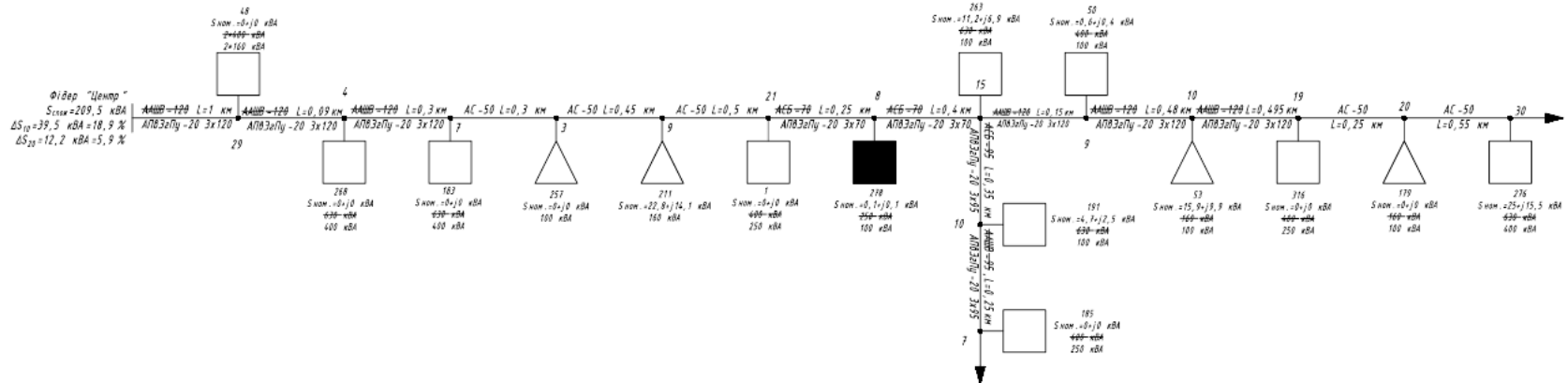


БР 3.6.141.386 ПЗ

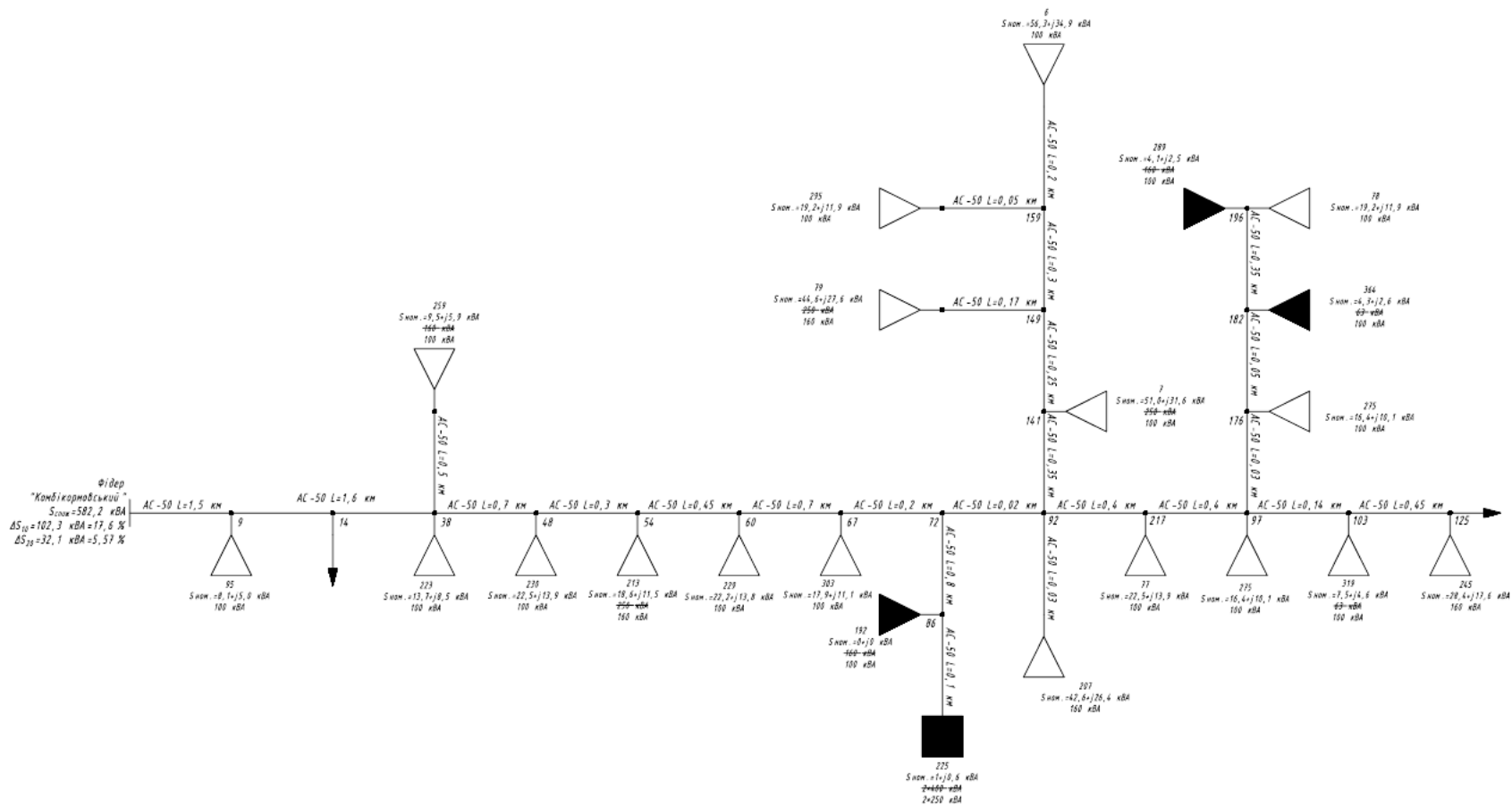
					Літ.			Маса			Масштаб								
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Схема заміщення відхідної лінії "ДОК" та "ЮЖД"									1 : 1					
Розроб.	Кучмії													Аркуш 1			Аркуш 1		
Перевр.	Лебедка																		
														СумДУ ЕТ-71					
Затверд.	Лебединський																		



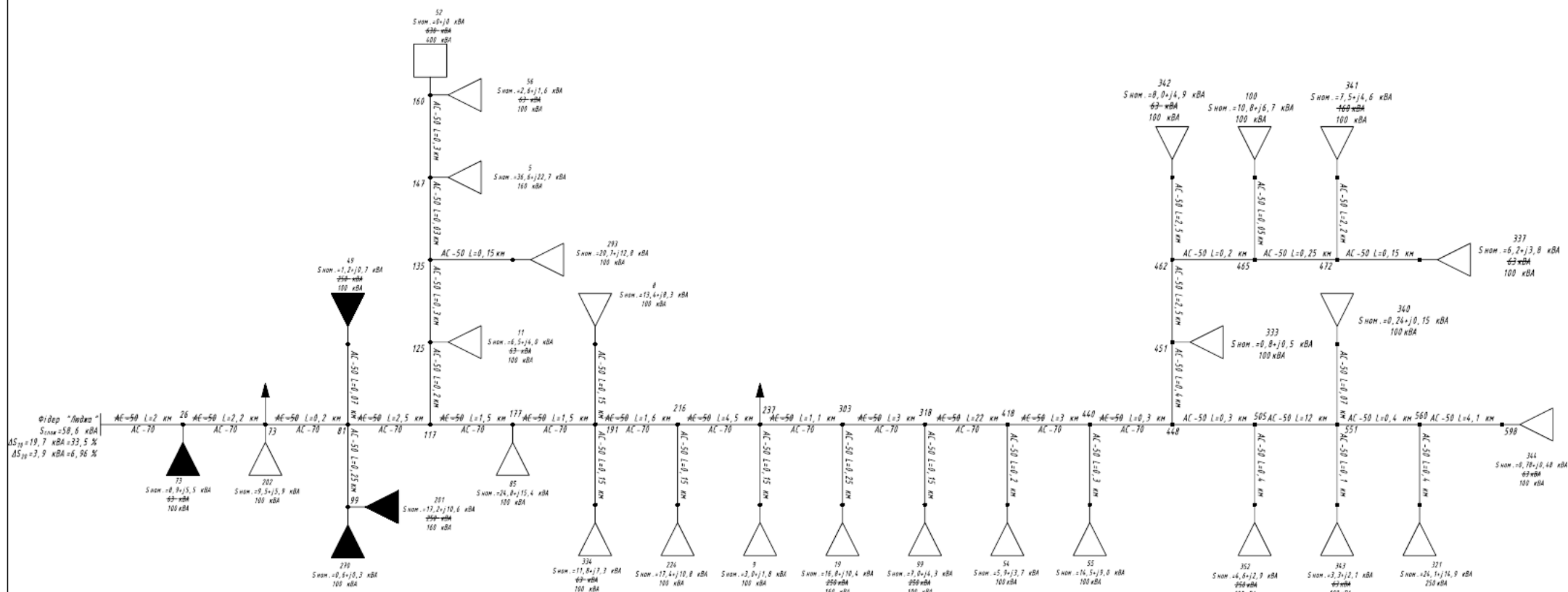
БР 3.6.141.386 ПЗ								
					Схема заміщення відхідної лінії "ДОК" та "ЮЖД"	Літ.	Маса	Масштаб
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				1 : 1
Розроб.	Кучмії					Аркуш 1	Аркушів 1	
Перевр.	Лебедка					СумДУ ЕТ-71		
Затверд.	Лебединський							



				БР 3.6.14.1386 ПЗ		
Эм. Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Схема заміщення відвідної лінії "Центр" та "Город"		
Розроб.	Кучми І.О.					
Перевр.	Леbedька					
Затверд.	Леbedькинський					
				Лит.	Маса	Масштаб
				Аркш 1	Аркш 1	1 : 1
				СумДУ ЕТ-71		

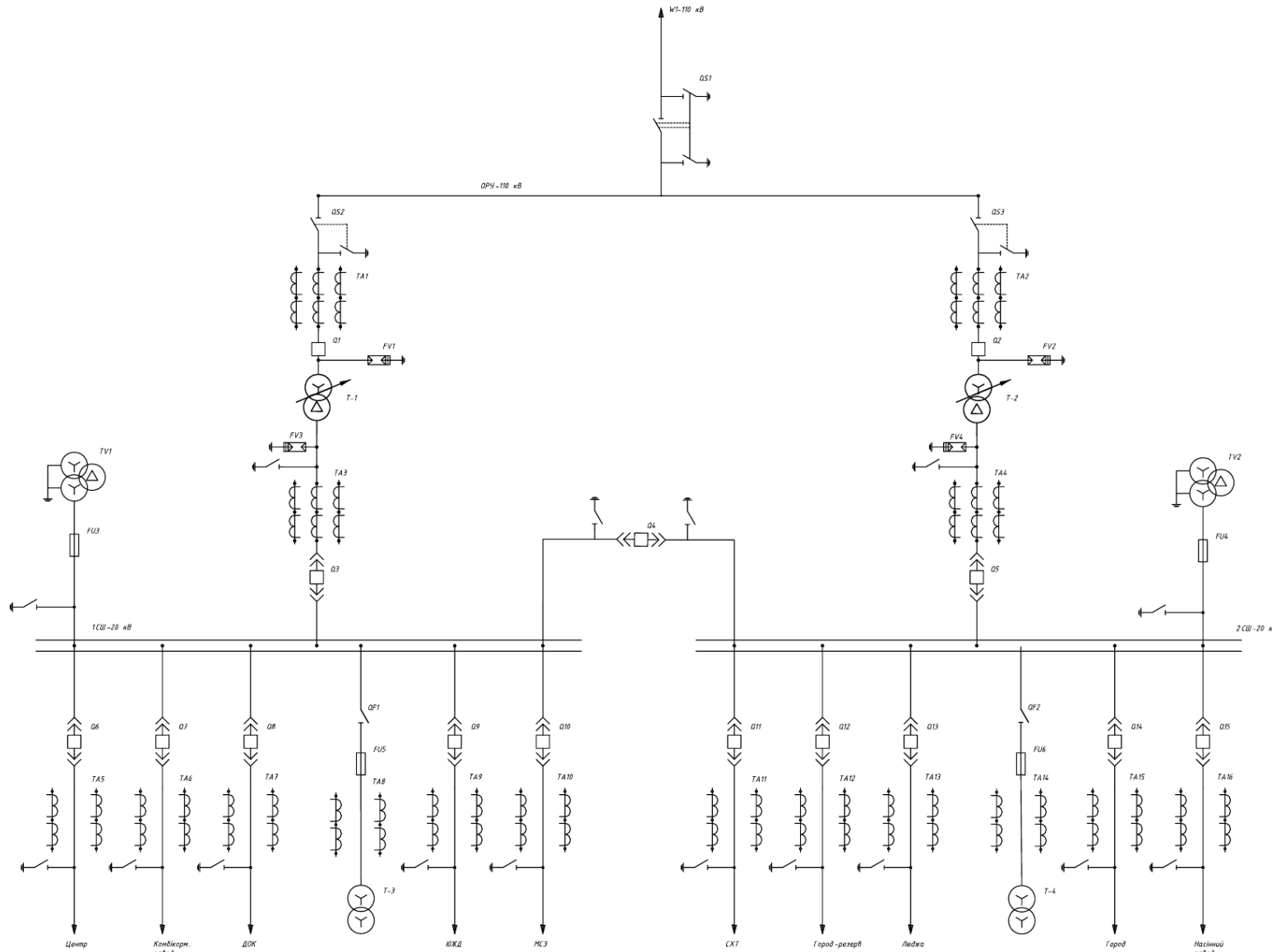


				БР 3.6.141.386 ПЗ		
Эм Арк	№ докум	Підпис	Дата	Схема заміщення відхідної лінії "Комбікорм"		
Розроб	Кучмиї					
Перевр	Левеєв					
Затверд	Левеєвський			Лит.	Маса	Масштаб
						1 : 1
				Аркш 1	Аркш 1	
				СумДУ ЕТ-71		



БР 3.6.141.386 ПЗ

Эм Арк	№ докум.	Підпис	Дата	Схема заміщення відкритої лінії "Люджа"	Лит	Маса	Масштаб
Розроб	Кучмії						1:1
Перебр	Лебедева				Аркуш 1	Аркуш 1	
Затверд	Лебединський						СумДУ ЕТ-71



Перелік апаратів

Форм.	Зона	Поз	Позначення	Найменування	К-ть	Прим
		1	T1, T2	Трансформатор силовий SF11-6300/110	2	
		2	Q1, Q2	Вимикач ВРС-110 III-31,5/2500 УХЛ1	2	
		3	Q3, Q5	Вимикач ВР27НС-27,5-25/1600 УХЛ1	2	
		4	Q4	Вимикач ВР27НС-27,5-25/1600 УХЛ1	1	
		5	Q6 - Q15	Вимикач ВР27НС-27,5-25/1600 УХЛ1	10	
		6	QS1 - QS5	Роз'єднувач РНДЗ-1-110/630 T1	5	
		7	TA1 - TA2	Трансформатор струму ТФЗМ-110В-III	2	
		8	FV1 - FV6	Розрядник вентильний	6	
		9	TA3 - TA4	Трансформатор струму CTS 25 Sch	2	
		10	TA5 - TA16	Трансформатор струму CTS 25 Sch	10	
		11	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ - 160/20	2	
		12	TV1, TV2	Трансформатор напруги НОМ-20-66У2	2	
		13	FU1-FU6	Плавкий запобіжник	6	

БР 3.6.141 ЕТ-71

Зм. Арк. № докум.	Підпис	Дата	Лист	Маса	Масштаб
Розроб. Кучин					1:1
Перевр. Лебеда			Аркш 1	Аркшів 1	
Затвер. Лебединський			СумДУ ЕТ-71		

Схема заміщення
понижувальної підстанції
ПС - 110/20 кВ