

Міністерство освіти і науки України
Криворізький національний університет
Електротехнічний факультет
Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи

магістра

(ступінь вищої освіти)

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

На тему: «Розробка науково-технічного обґрунтування модернізації схеми електропостачання ГПП-4 та ГПП-5 цеху мереж та підстанцій на прикладі електроенергетичної системи ПрАТ «ПівнГЗК»

КНУ.МР.141.24.779-12

Виконав студент II курсу, групи СЕП-23м

/Максим ТЕРЕХОВ/

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

«Системи електропостачання промислових підприємств, міст та локальних об'єктів»

(шифр і назва спеціальності, освітньо-професійної програми)

Керівник

д.т.н., професор _____ / Олег СІНЧУК

Нормоконтролер:

д.т.н., професор _____ / Олег СІНЧУК

Завідувач кафедри

д.т.н., професор _____ / Олег СІНЧУК

Гарант ОПП:

к.т.н., доцент _____ / Олексій МИХАЙЛЕНКО

Кривий Ріг
2024 р.

Криворізький національний університет

Факультет: електротехнічний

Кафедра: електричної інженерії

Освітній рівень: магістр

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

Освітньо-професійна програма: Системи електропостачання промислових
підприємств, міст та локальних об'єктів

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Терехов Максим Сергійович

(прізвище, ім'я, по-батькові)

Тема роботи: Розробка науково-технічного обґрунтування модернізації схеми електропостачання ГПП-4 та ГПП-5 цеху мереж та підстанцій на прикладі електроенергетичної системи ПрАТ «ПівнГЗК»

1. Термін подання студентом роботи: 09 грудня 2024 р.
2. Мета та завдання кваліфікаційної роботи: Метою є аналіз та техніко-економічне обґрунтування реконструкції схеми електропостачання ГПП-4 та ГПП-5 цеху мереж та підстанцій на прикладі електроенергетичної системи ПрАТ «ПівнГЗК». Завданням є розробка проекту реконструкції схеми електропостачання ГПП-4 та ГПП-5 цеху мереж та підстанцій на прикладі електроенергетичної системи ПрАТ «ПівнГЗК».
3. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно розробити): 1. Аналіз схем і електричних навантажень; 2. Втрати потужності в трансформаторах; 3. Виведення в холодний резерв трансформаторів ГПП-4; 4. Переведення споживачів ГПП-5; 5. Переведення споживачів ГПП-4; 6. Розрахунок параметрів ліній

електропередач; 7. Виведення в холодний резерв трансформаторів ГПП-3; 8. Вибір найбільш доцільного варіанта.

4. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): I. Схема підстанції ГПП-4; II. Схема підстанції ГПП-5; III. Резервне живлення підстанції; IV. Електропостачання споживачів ГПП-4; V. Виведення в резерв трансформаторів ГПП-3.

5. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали консультанта	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
I	Олег СІНЧУК		
II	Олег СІНЧУК		

6. Календарний план

№	Етапи роботи	Термін
1	Аналіз схем і електричних навантажень	10.09.24
2	Втрати потужності в трансформаторах	20.09.24
3	Виведення в холодний резерв трансформаторів ГПП-4	10.10.24
4	Переведення споживачів ГПП-5	20.10.24
5	Переведення споживачів ГПП-4	30.10.24
6	Розрахунок параметрів ліній електропередач	10.11.24
7	Виведення в холодний резерв трансформаторів ГПП-3	20.11.24
8	Вибір найбільш доцільного варіанта	30.11.24

Дата видачі завдання 02.09.2024 р.

Здобувач вищої освіти

(підпис)

Максим ТЕРЕХОВ

(ПІБ)

Керівник роботи

(підпис)

Олег СІНЧУК

(ПІБ)

Реферат

Розробка варіанту підвищення електроенергоефективності діючого ГЗК шляхом реконструкції схеми електропостачання

Випускна роботи містить: 59 стор., 8 рис., 7 табл., 0 додатків, 19 джерел.

Об'єктом дослідження є схеми та електричні навантаження підстанцій ГПП-3, ГПП-4, ГПП-5 ПрАТ «Північний ГЗК».

Мета роботи – Підвищення енергоефективності систем електропостачання ГЗК шляхом зниження втрат електричної енергії в трансформаторах та експлуатаційних витрат на їх обслуговування.

Проведений аналіз завантаження трансформаторів показав, що коефіцієнт їх завантаження знаходиться в межах 0,06-0,4 і в більшості випадків не перевищує 0,2, що свідчить про доцільність виведення з роботи частини трансформаторів.

Розглянуто 4 варіанти перерозподілу навантажень між трансформаторами та підстанціями. Для кожного варіанту розраховані втрати потужності та енергії, а також витрати на будівництво додаткових ліній електропередачі.

Визначено найбільш доцільні варіанти, відповідно до яких виводяться в холодний резерв 2 трансформатори на ГПП-4 і 2 на ГПП-3, при цьому сумарна економія електроенергії становитиме 1,932 тис. кВт·год/рік.

Знайдено технічне рішення, що забезпечує резервування живлення без встановлення додаткового секційного вимикача.

Економічний ефект від зниження втрат енергії в трансформаторах становитиме 978,8 тис. грн/рік.

Запропоновані рішення не потребують капітальних витрат.

Ключові слова: електропідстанція, реконструкція, зниження втрат електроенергії.

ЗМІСТ

Вступ	6
Розділ 1. Аналіз схем, електричних навантажень й втрат потужності в трансформаторах	8
1.1. Аналіз енергетичних параметрів ГПП-3, ГПП-4 та ГПП-5.....	8
1.2. Визначення втрат потужності в трансформаторах за існуючою схемою електропостачання ГПП.....	19
Розділ 2. Заходи з підвищення енергоефективності систем електропостачання ГЗК шляхом зниження втрат електричної енергії в трансформаторах та експлуатаційних витрат на їх обслуговування	22
2.1. Виведення в холодний резерв трансформаторів Т1 і Т3 на підстанції ГПП-4.....	22
2.2. Варіант переведення споживачів ГПП-5 на живлення від трансформаторів Т2 та Т4 ГПП-4.....	29
2.3. Переведення споживачів ГПП-4 на живлення від підстанцій ГПП-3 і ГПП-5.....	32
2.4. Визначення та оцінювання параметрів ліній електропередач між ГПП.....	37
2.5. Виведення в холодний резерв трансформаторів Т5 та Т6 на підстанції ГПП-3.....	50
2.6. Вибір найбільш доцільного варіанта та розрахунок економічного ефекту.....	54
Висновки	56
Список використаних джерел	57

ВСТУП

Енергоефективність гірничорудних підприємств являє собою стратегічну задачу загальнодержавного рівня. Серед когорти таких підприємств в вищенаведеному показнику домінують гірничо-збагачувальні комбінати (ГЗК). На прикладі одного з діючих ГЗК (Південний ГЗК, м. Кривий Ріг) розглянемо варіант, що пропонується для підвищення його електроенергоефективності шляхом реорганізації системи внутрішнього електропостачання комбінату.

В існуючій схемі електропостачання Північного ГЗК споживачі проммайданчика – РОФ-2, ЦПО-2, ДФ-2, стаціонарна насосна ЦТВШХ, турбокомпресорна станція ТСЦ отримують живлення напругою 6 і 35 кВ від двох підстанцій – ГПП-4 та ГПП-5.

Попередня оцінка електричних навантажень цих підстанцій, виконана відділом енергоменеджменту комбінату, показала, що сумарна споживана потужність становить 72-75 МВА при встановленій потужності шести силових трансформаторів 252 МВА, тобто середній коефіцієнт завантаження силових трансформаторів становить близько 0,3. Таке низьке навантаження трансформаторів обумовлене виведенням з експлуатації технологічних секцій РОФ-2.

Експертною оцінкою визначено три можливих напрямки реконструкції системи електропостачання даного проммайданчика:

1. Виведення в холодний резерв трансформаторів Т1 і Т3 на підстанції ГПП-4, зберігши при цьому надійність електропостачання.
2. Виведення в холодний резерв трансформаторів Т1 і Т3 на підстанції ГПП-4, а також переведення споживачів ГПП-5 на живлення від трансформаторів Т2 і Т4 на ГПП-4.
3. Виведення в холодний резерв усіх трансформаторів ГПП-4 з переведенням споживачів 6 кВ ГПП-4 на живлення від ГПП -5, а споживачів

35 кВ на живлення від ГПП-4 на живлення від ГПП-5, а споживачів 35 кВ на живлення від ГПП -3.

Таким чином, при аналізі перелічених пропозицій необхідно враховувати схеми і електричні навантаження 3-х підстанцій: ГПП-3, ГПП-4, ГПП-5. Пропозиції суттєво відрізняються за ступенем складності технічної реалізації, величиною витрат на впровадження, величиною втрат електроенергії і без детального аналізу їх оцінити неможливо.

Завданням даної роботи є:

- аналіз схем і електричних навантажень підстанцій ГПП-3, ГПП-4, ГПП-5;
- оцінка втрат електроенергії при різних варіантах схем живлення споживачів;
- забезпечення необхідної надійності електропостачання при зміні схем живлення споживачів;
- вибір найбільш доцільного варіанту реконструкції та розрахунок економічного ефекту.

Розділ 1. АНАЛІЗ СХЕМ, ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ Й ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ТРАНСФОРМАТОРАХ.

1.1. Аналіз енергетичних параметрів ГПП-3, ГПП-4 та ГПП-5

За ступенем надійності електропостачання електроприймачі, що живляться від підстанцій, належать до наступних категорій:

ГПП-3 – до II категорії;

ГПП-4 – до I категорії (на стороні 35 кВ);

ГПП-5 – до II категорії.

Це означає, що для всіх електроприймачів потрібно передбачити резервування живлення, особливо для тих, що належать до I категорії - ГПП-4, сторона 35 кВ. На всіх підстанціях встановлені трансформатори потужністю 63000 кВА двох типів:

- двообмоткові типу ТРДН - 63000/150 з розщепленою вторинною обмоткою;
- триобмоткові типу ТДТН - 63000/150 з обмотками на напруги 6 і 35 кВ.

Паспортні дані трансформаторів:

Тип	Потужн., МВА	Напруга обм., кВ			Втрати, кВт		Напруга КЗ, %			Струм XX, %
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	В-С	В-Н	Н-Н С-Н	
ТРДН	63	158	-	6,3 (10,5)	59	235	-	10	16,5	0,65
ТДТН	63	158	38,5	6,6	67	285	10,5	18	6	0,7

Фактичні значення втрат холостого ходу, за даними вимірювань, не суттєво відрізняються від паспортних, а саме:

- по підстанції ГПП - 3 трансформатори Т3 і Т4 +9,7 % або 73,5 кВт, Т5 + 8,1 % або 63,8 кВт, Т6 +19,2 % або 70,3 кВт;
- по підстанції ГПП - 4 трансформатори Т1 і Т3 + 7,12% до паспортних значень втрат, або 63,2 кВт.

Підстанції заживлено повітряними лініями електропередачі напругою 150 кВ, число ліній відповідає числу трансформаторів. На підстанціях передбачено секціонування на всіх рівнях напруги, що забезпечує високу надійність живлення електроприймачів.

Значення струмів короткого замикання (КЗ) на збірних шинах підстанцій і типи ввідного комутаційного обладнання на рівнях напруги 150, 35, 6 кВ наведені нижче:

Підстанція	Струм к.з., кА	Ввідне обладнання			Кількість трансформаторів	
		150 кВ	35 кВ	6 кВ	ТРДН	ТДТН
ГПП-3	36	У-220	МКП-35	МГ-20,10	4	2
ГПП-4	28,16	У-220	МКП-35	МГ-20,10		
ГПП-5	32			МГ-20,10		

Схеми підстанцій наведені на наступних рисунках:

Рис. 1.1 Схема підстанції ГПП-4,

Рис. 1.2 Схема підстанції ГПП-5,

Рис. 1.3 (а, б). Схема підстанції ГПП-3.

Слід зазначити, що резервуючих перемичок між підстанціями немає ні по напрузі 6 кВ, ні по напрузі 35 кВ. Це означає, що для реалізації реконструкції схеми електропостачання за варіантами 2 та 3 буде потрібно зведення додаткових ліній електропередач на напруги 6 кВ і 35 кВ.

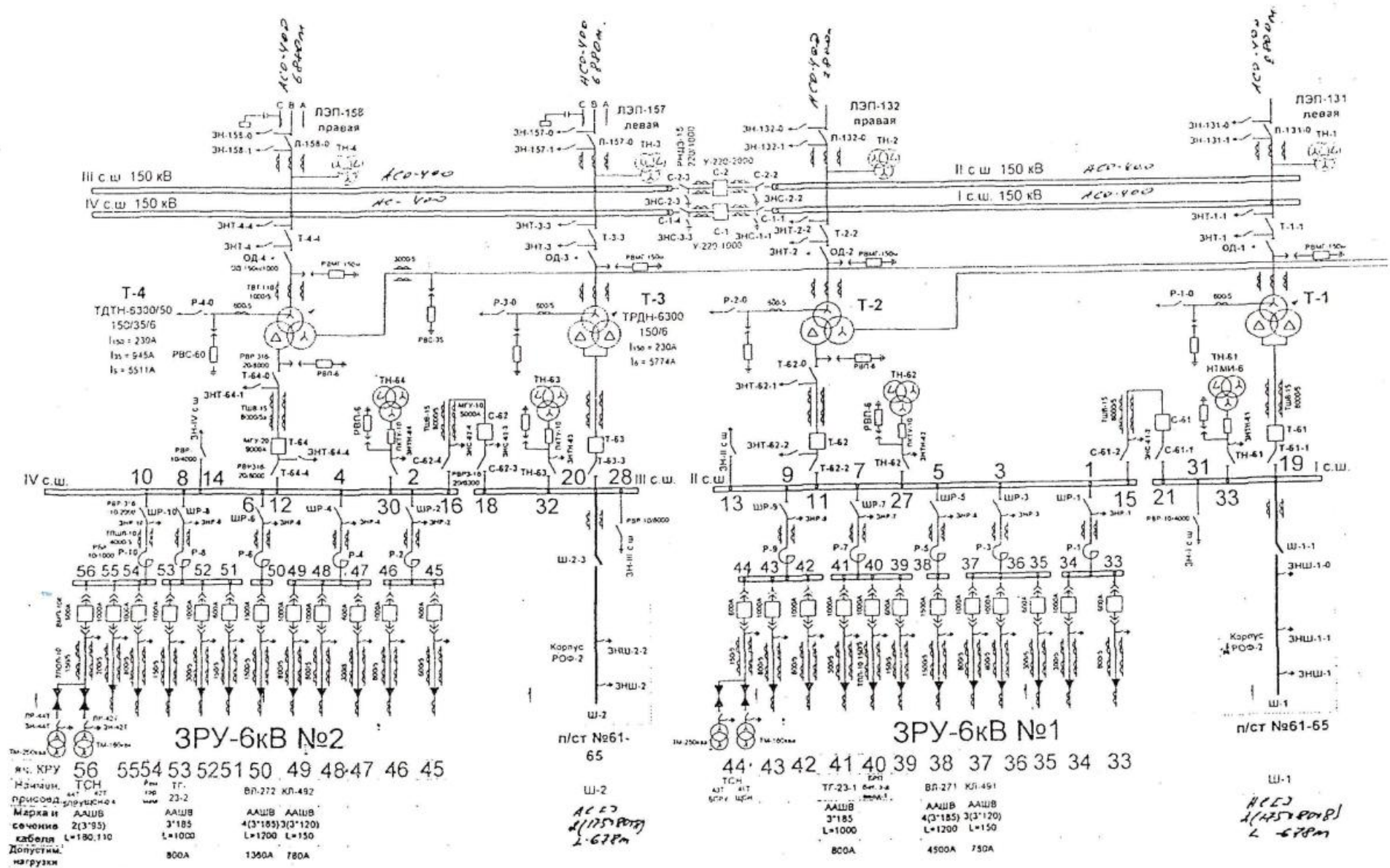


Рис. 1.1. Схема підстанції ГПП-4

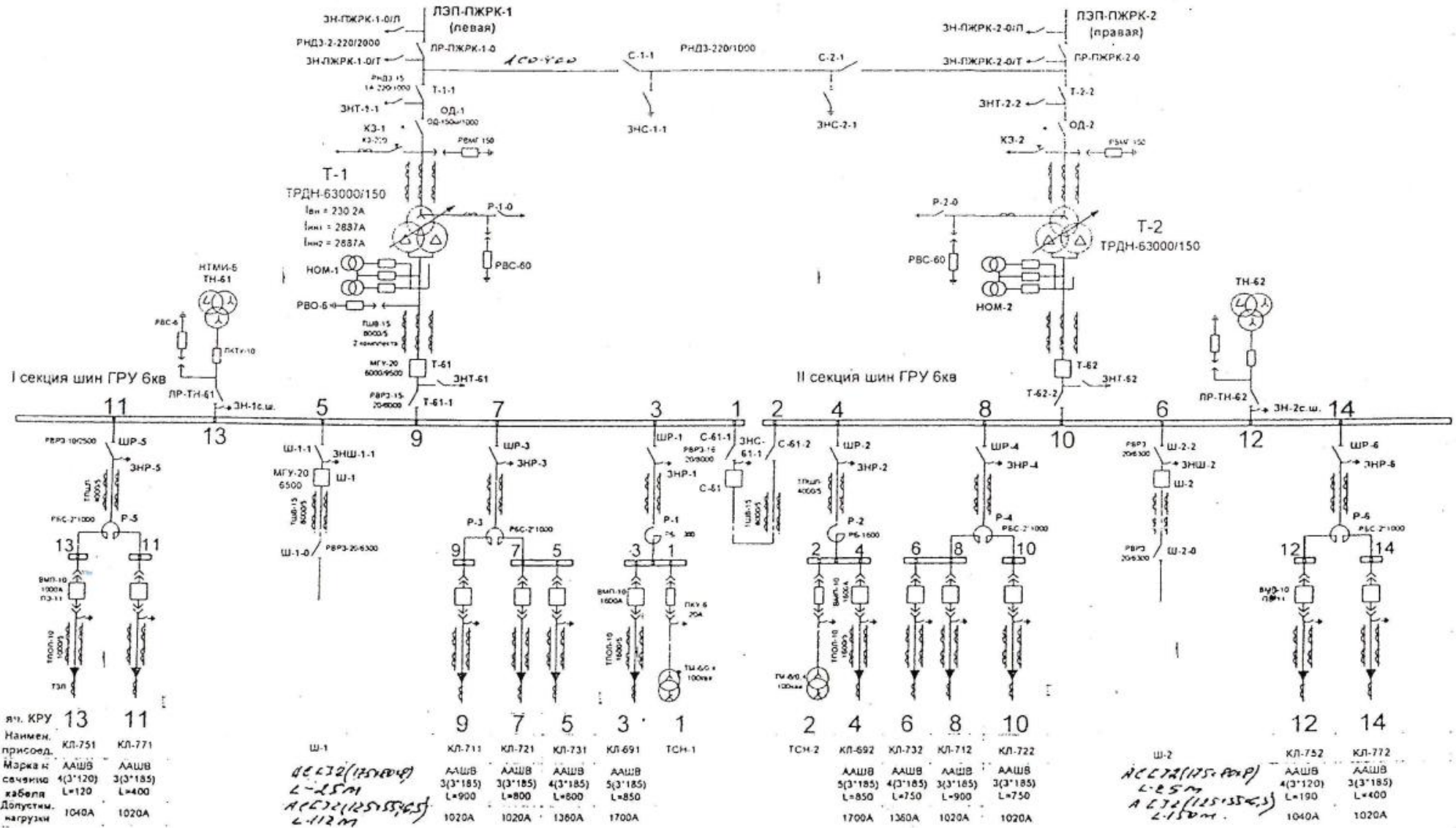
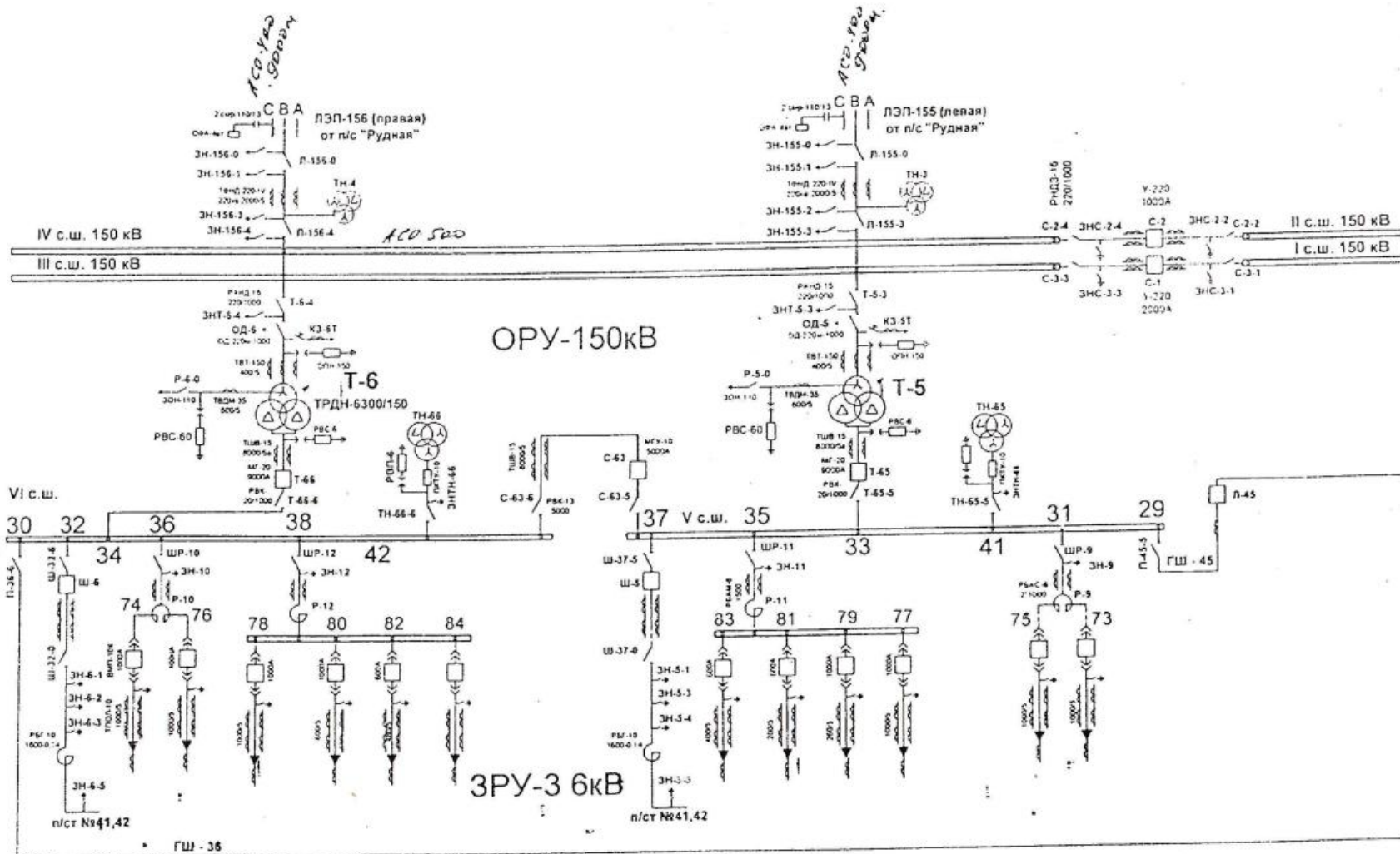


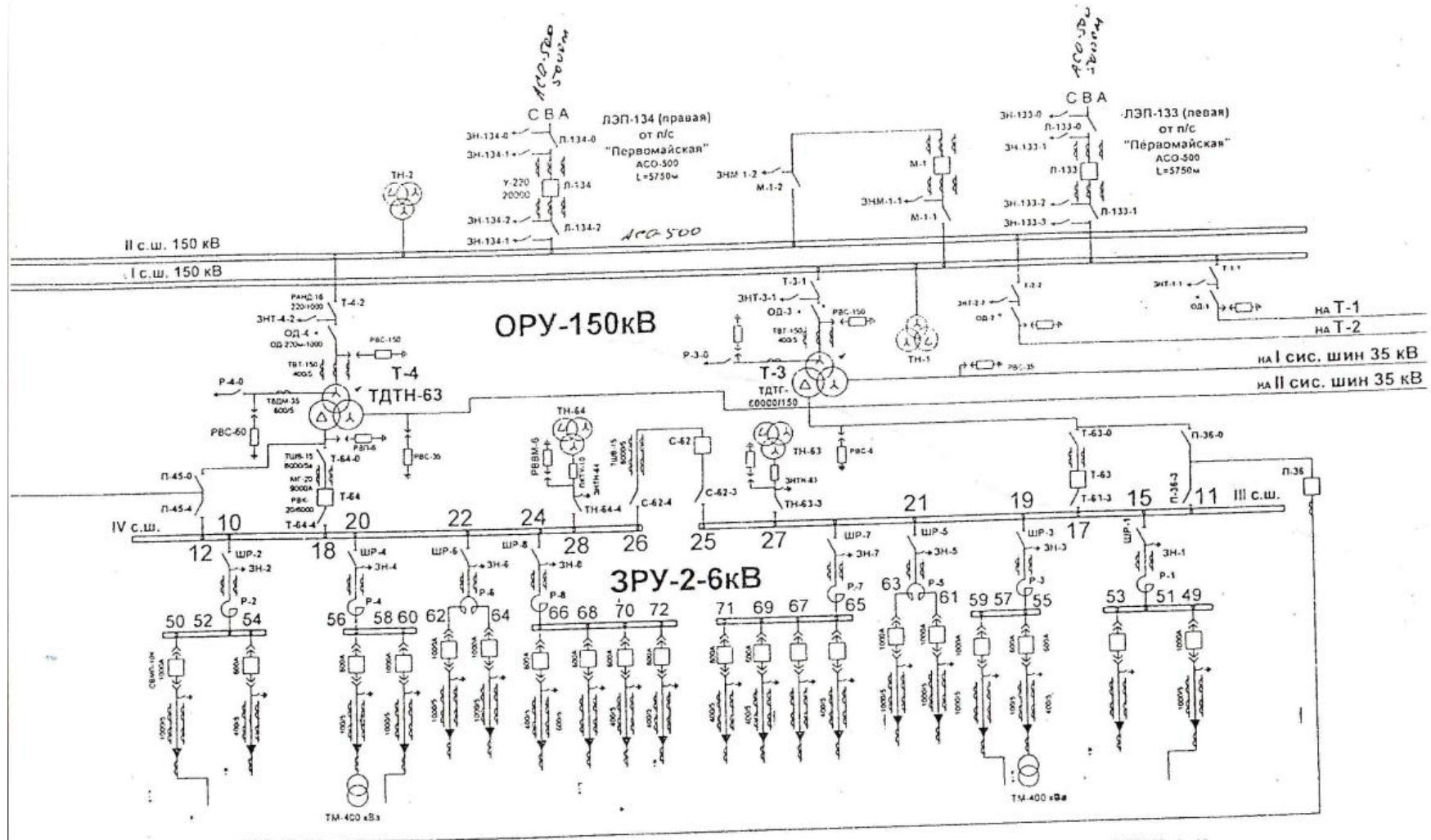
Рис. 1.2. Схема підстанції ГПП-5



яч. КРУ
Наимен.
присоед.
Марка и
сечение
кабеля
Допустим.
нагрузки

Ш - 6	74	76	78	80	82	84	83	81	79	77	75	73
КЛ-381	КЛ-381	ВЛ-532	КЛ-522	ЛЭП-233			ЛЭП-78	ВЛ-531	ШЗ №8	КЛ-521		КЛ-281
АСБ 7	АСБ 7	АСБ-6	АСБ-6	2(3*185)			АСБ-8	АСБ-8	3(3*150)	АСБ-8		АСБ-8
2(185*150)	2(185*150)	3(13*150)	3(13*150)	L=630	L=540	L=540	3(150)	3(150)	L=310	3(3*150)		3(3*150)
520м, 2-650м	520м, 2-650м	3000А	3000А	3000А			520м	520м				570м

Рис. 1.3, а. Схема ГПП-3, трансформаторы Т5 та Т6



яч. КРУ	50	52	54	56	58	60	62	64	66	68	70	72	71	69	67	65	63	61	59	57	55	53	51	49
Наимен. присоед.	КЛ-482	КЛ-742	ТОН	КЛ-282	КЛ-392	КЛ-252	ЛЭП-391	ЛЭП-301	КЛ-391	ЛЭП-251	КЛ-382	КЛ-411	КЛ-741	КЛ-481	КЛ-391	ЛЭП-251	КЛ-382	КЛ-411	КЛ-741	КЛ-481	КЛ-391	ЛЭП-251	КЛ-382	КЛ-411
Марка и сечение кабелей	ААШВ-6 3*185 L=870	АСБ-6 3*120 L=540	АСБ 3*20 43М	ААБ-6 4(3*185) L=760	ААБ 4(3*185) L=760	ААШВ 4(3*185) L=760	ААШВ 3*185 L=800	ААБ 4(3*185) L=760	ААШВ 4(3*185) L=760	ААШВ 3*185 L=800	ААБ 4(3*185) L=760	ААШВ 4(3*185) L=760	ААБ 4(3*185) L=760	ААШВ 4(3*185) L=760	ААШВ 3*185 L=800	ААБ 4(3*185) L=760	ААШВ 4(3*185) L=760	ААШВ 3*185 L=800	ААБ 4(3*185) L=760	ААШВ 4(3*185) L=760	ААШВ 3*185 L=800	ААБ 4(3*185) L=760	ААШВ 4(3*185) L=760	ААШВ 3*185 L=800
Допустим. нагрузки																								

Рис. 1.3, б. Схема ГПП-3, трансформаторы Т3 та Т4

Найбільше навантаження на підстанціях спостерігалось в першому кварталі 2008 р., найменше в першому кварталі 2024 р. Останній не є типовим, тому будемо аналізувати показники за 2018-й рік. Цей період і був використаний для подальшого розгляду. Кількість спожитої активної та реактивної енергії по місяцях для кожного трансформатора наведена в табл. 1.

За даними вимірювань споживання активної W_a та реактивної W_p енергії за кожен місяць на всіх вводах 6 і 35 кВ підстанцій розраховані:

- активні потужності в усіх обмотках трансформаторів:

$$P = \frac{W_a}{T_{\text{міс}}}, \text{ кВт}, \quad (1.1)$$

де $T_{\text{міс}}$ - кількість годин у місяці: у січні та березні по 744 год., у лютому - 696 год.;

- реактивні потужності в усіх обмотках трансформаторів:

$$P = \frac{W_p}{T_{\text{міс}}}, \text{ кВАр}; \quad (1.2)$$

- повні потужності в усіх обмотках трансформаторів:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ кВА}; \quad (1.3)$$

- максимальні значення потужностей, отримані за результатами розрахунків за 3 місяці кварталу;

- коефіцієнти завантаження трансформаторів за максимальними значеннями повної потужності.

$$K_z = \frac{S}{S_{\text{н.тр}}}. \quad (1.4)$$

Результати розрахунків наведені в табл. 1.1. Як видно з таблиці, коефіцієнти завантаження трансформаторів змінюються в широких межах: 0,0067 - 0,398. Найбільш завантаженими є трансформатори Т-1 та Т-2 на ГПП-5 (0,343 та 0,398). Найменш завантаженими є трансформатори Т-1 та Т-

2 на ГПП-3 (0,0067 та 0,169) та трансформатори Т-1 і Т-3 на ГПП-4 (0,055 та 0,06).

Таблиця 1.1. Завантаження силових трансформаторів по ГПП-3,4,5 за 1 кв. 2018 р.

		Січень 2018		Лютий 2018		Березень 2018	
		кВт·год	кВАр·год	кВт·год	кВАр·год	кВт·год	кВАр·год
ГПП-3	Т-1 6кВ	295,560	60000	268,080	95400	242,640	101520
	Т-2 6кВ	2373120	402600	7351560	835320	7475880	284640
	Т-3 6кВ	4059586	1735075	4772425	1426017	4812776	1430135
	Т-3 35кВ	320068	244832	197820	182084	166320	167244
	Т-4 6кВ	5868014	942084	6787978	1557276	6400992	1613950
	Т-4 35кВ	300951	177756	340158	204204	1053297	162435
	Т-5 6кВ	5880600	3452400	4271400	2493000	5859000	3223800
ГПП-4	Т-6 6кВ	8740800	2986200	7461000	2111400	10189800	4291200
	Т-1 6кВ	2275008	466752	1435776	495840	1566048	661056
	Т-2 6кВ	944730	764052	901117	731413	954560	767224
	Т-2 35кВ	6151740	1857408	5884116	1808352	2499966	1008420
	Т-3 6кВ	2182848	555648	2384352	621888	2733792	270144
	Т-4 6кВ	63354	50251	62677	43675	48606	44855
ГПП-5	Т-4 35 кВ	6476736	2262204	6894384	2307816	2254434	982086
	Т-1 6кВ	13641600	6017376	12926400	5973216	14532096	6883680
	Т-2 6кВ	16723384	8309760	14156832	7067616	15758592	8142720

Таблиця 1.2. Потужність навантаження трансформаторів ГПП-3,4,5 в 1 кв. 2018 р.

		Січень		Лютий		Березень		Найбільші значення			
		кВт	кВАр	кВт	кВАр	кВт	кВАр	кВт	кВАр	кВА	КЗ
ГПП-3	T1 10кВ	397	80	385	137	326	136	397	137	420	0,0067
	T2 10кВ	3190	541	10563	1200	10048	383	10536	1200	10630	0,169
	T3 6кВ	5456	2332	6857	2049	6469	1922	6857	2332	7758	0,123
	T3 35кВ	430	329	284	262	224	225	430	3297		
	T4 6кВ	7887	1266	9753	2237	8604	2169	9753	2237	11452	0,182
	T4 35кВ	405	239	489	293	1416	218	1416	293		
	T5 6кВ	7904	4640	6137	3582	7875	4333	7904	4640	9165	0,145
	T6 6кВ	11748	4014	10720	3034	13696	5768	13696	5768	14861	0,236
ГПП-4	T1 6кВ	3058	627	2063	712	2105	889	3058	889	3185	0,055
	T2 6кВ	1270	1027	1295	1051	1283	1031	1295	1051	10042	0,159
	T2 35кВ	8268	2497	8454	2598	3360	1355	8454	1355		
	T3 6кВ	2934	474	3425	894	3674	363	3674	894	3781	0,06
	T4 6кВ	85	68	90	63	65	60	90	68	10553	0,168
	T4 35кВ	8705	3041	9906	3316	3030	1320	9906	3316		
ГПП-5	T1 6кВ	18335	8088	18572	8582	19532	9252	19532	9252	21612	0,343
	T2 6кВ	22484	11169	20340	10155	21181	10944	22484	11169	25105	0,398

Трансформатори Т-1 та Т-2 ГПП-3, незважаючи на незначне завантаження, вивести в резерв не можна, оскільки лише ці трансформатори живлять навантаження 10 кВ. Також не можна додатково завантажити ці трансформатори за рахунок інших споживачів, оскільки решта споживачів підстанції живляться від напруги 6 кВ. У зв'язку з цим з подальшого розгляду варіантів реконструкції можна виключити трансформатори Т-1 та Т-2 ГПП-3.

Разом з тим, невелике завантаження решти трансформаторів ГПП-3 (Т-3, Т-4, Т-5, Т-6) дозволяє розглянути ще один варіант реконструкції: виведення в холодний резерв трансформаторів Т-5 і Т-6 з переведенням їх навантаження на трансформатори Т-3 і Т-4. При цьому не потрібне будівництво додаткових ліній електропередач для забезпечення необхідної потужності електропостачання.

1.2. Визначення втрат потужності в трансформаторах за існуючою схемою електропостачання ГПП

Втрати потужності в трансформаторах включають втрати холостого ходу P_{xx} (втрати в сталі) та навантажувальні втрати – втрати короткого замикання (втрати в міді). Навантажувальні втрати пропорційні квадрату коефіцієнта завантаження.

У двобмоткових трансформаторах (ТРДН) втрати потужності дорівнюють [18, 19]:

$$\Delta P_{\text{тр}} = P_{xx} + P_{\text{кз}} \cdot k_3^2. \quad (1.5)$$

Особливістю розрахунку навантажувальних втрат у трьохобмоткових трансформаторах є визначення втрат для кожної обмотки окремо з урахуванням її коефіцієнта завантаження та втрат короткого замикання [1, 2]. В загальному випадку втрати потужності в трьохобмотковому трансформаторі складають:

$$\Delta P_{\text{тр}} = P_{xx} + P_{\text{кз.в}} \cdot k_{\text{з.в.}}^2 + P_{\text{кз.с}} \cdot k_{\text{з.с}}^2 + P_{\text{кз.н}} \cdot k_{\text{з.н}}^2, \quad (1.6)$$

де втрати короткого замикання в окремих обмотках визначаються із співвідношення:

$$P_{\text{кз.в}} = 0,5(P_{\text{кз.в-с}} + P_{\text{кз.в-н}} - P_{\text{кз.с-н}}), \quad (1.7)$$

$$P_{\text{кз.с}} = 0,5(P_{\text{кз.в-с}} + P_{\text{кз.с-н}} - P_{\text{кз.в-н}}), \quad (1.8)$$

$$P_{\text{кз.н}} = 0,5(P_{\text{кз.в-н}} + P_{\text{кз.с-н}} - P_{\text{кз.в-с}}). \quad (1.9)$$

Беручи до уваги те, що всі обмотки трьохобмоткового трансформатора ТДТН мають однакову потужність, що дорівнює номінальній, втрати короткого замикання в них також однакові і дорівнюють:

$$P_{\text{кз.ом.}} = 0,5P_{\text{кз}}. \quad (1.10)$$

В результаті потужність втрат у триобмоткувальному трансформаторі визначається наступним чином:

$$\Delta P_{\text{тр}} = P_{xx} + 0,5P_{\text{кз}}(k_{\text{з.в.}}^2 + k_{\text{з.с}}^2 + k_{\text{з.н}}^2). \quad (1.11)$$

Розрахунок втрат потужності у трансформаторах при існуючій схемі електропостачання зведений у табл. 1.3.

При цьому не враховувалися втрати в трансформаторах Т1 і Т2 з вторинною напругою 10 кВ на ГПП-3, які присутні в усіх розглянутих варіантах без змін

Таблиця 1.3. Розрахунок втрат потужності в трансформаторах при існуючій схемі електропостачання

Підст.	№ Тр-ра	Обмотка тр-ра	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	K3	P _{кз} , кВт	$\Delta P_{\text{обм.}}$, кВт	P _{ХХ} , кВт	$\Delta P_{\text{тр}}$, кВт	$\Delta P_{\text{підст.}}$, кВт
ГПП-3	Т3	Н-6 кВ	6857	2332	7243	0,114	285	1,85	73,5	77,5	311,5
		С-35 кВ	430	329	541	0,0086		0,01			
		В-150 кВ	7287	2661	7758	0,123		0,15			
	Т4	Н-6 кВ	9753	2237	10006	0,159	285	3,6	73,5	81,9	
		С-35 кВ	1416	293	1446	0,023		0,07			
		В-150 кВ	11169	2530	11452	0,182		4,72			
	Т5	В-Н	7904	464	9165	0,145	235	4,94	63,8	68,7	
Т6	В-Н	13696	5768	14861	0,236	235	13,09	70,3	83,4		
ГПП-4	Т1	В-Н	3058	889	3185	0,055	235	0,7	63,2	63,9	276,2
	Т2	Н-6 кВ	1295	1051	1668	0,026	285	0,1	67	73,3	
		С-35 кВ	8454	1355	8562	0,136		2,64			
		В-150 кВ	9749	2406	10042	0,159		3,6			
	Т3	В-Н	3674	894	3781	0,06	235	0,85	63,2	64	
	Т4	Н-6кВ	90	68	113	0,002	285	0,0006	67	75	
		С-35 кВ	9906	3316	10446	0,166		3,93			
В-150 кВ		9996	3384	10553	0,168	4,02					
ГПП-5	Т1	В-Н	19532	9252	21612	0,343	235	27,65	59	86,6	182,6
	Т2	В-Н	22484	11169	25105	0,398	235	37,22	59	96	

**Розділ 2. ЗАХОДИ З ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГЗК ШЛЯХОМ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТА
ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ВИТРАТ НА ЇХ ОБСЛУГОВУВАННЯ.**

**2.1. Виведення в холодний резерв трансформаторів Т1 і Т3 на підстанції
ГПП-4**

Двохобмоткові трансформатори Т1 і Т3 підстанції ГПП-4 живлять споживачів з напругою 6 кВ. Коефіцієнти завантаження трансформаторів (табл. 1.3) становлять: для Т1 - 0,055, для Т3 - 0,06. У зв'язку з незначним завантаженням, доцільність пропозиції про виведення цих трансформаторів у холодний резерв не викликає сумнівів.

Завантаження решти в роботі трьохобмоткових трансформаторів Т2 і Т4 збільшується за рахунок переведення навантаження з напругою 6 кВ з трансформатора Т1 на трансформатор Т2, а з трансформатора Т3 - на Т4. Завантаження обмоток 35 кВ залишається без змін. Завантаження обмотки 150 кВ дорівнює сумі навантажень обмоток 6 і 35 кВ. Значення навантажень обмоток усіх трансформаторів наведені в табл. 1.3.

Повна потужність кожної обмотки розраховується як:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{кВА}, \quad (2.1)$$

де Р і Q - сумарна, активна та реактивна потужності кожної обмотки.

Коефіцієнт завантаження для кожної обмотки дорівнює:

$$K_3 = \frac{S}{S_{н.тр}}. \quad (2.2)$$

Втрати потужності в трансформаторі:

$$\Delta P_{тр} = P_{хх} + 0,5P_{кз} (k_{з.н.}^2 + k_{з.с}^2 + k_{з.в}^2). \quad (2.3)$$

Усі розрахунки втрат в трансформаторах Т2 і Т4 при переведенні на них навантаження трансформаторів Т1 і Т3 наведені в таблиці 2.1. Сумарна потужність втрат по ГПП-4 в цьому випадку становить 156,5 кВт.

Потужність втрат в трансформаторах ГПП-4 до реконструкції становить 276,2 кВт (див. табл. 1.3). Таким чином, завдяки реконструкції за цим варіантом втрати скорочуються на величину:

$$276,2 - 156,5 = 119,7 \text{ кВт.} \quad (2.4)$$

Таблиця 2.1. Розрахунок втрат в трансформаторах ГПП-4 при відключенні трансформаторів Т1 та Т3

Підстанція	№ Тр-ра	Обмотка тр-ра	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	K3	P _{K3} , кВт	$\Delta P_{\text{обм.}}$, кВт	P _{ХХ} , кВт	$\Delta P_{\text{тр}}$, кВт
ГПП-4	Т2	Н-6 кВ	4353	1940	47766	0,076	285	0,82	67	77,7
		С-35 кВ	8454	1355	8562	0,136		2,63		
		В-150 кВ	13807	3295	14195	0,225		7,21		
	Т4	Н-6 кВ	3764	962	3885	0,062	285	0,54	67	78,8
		С-35 кВ	9906	3316	10446	0,166		3,93		
		В-150 кВ	13670	7278	14324	0,227		7,34		
Всього по ГПП-4										156,5

Для реалізації цього варіанту реконструкції схеми живлення споживачів ГПП-4 в нормальному режимі достатньо включити секційні вимикачі: С-61 – для переведення навантаження з Т1 на Т2 і С-62 – для переведення навантаження з Т3 на Т4 (рис. 2.1).

Секційні вимикачі типу МГУ-10 мають номінальний струм 5000 А, що відповідає номінальній пропускаючій потужності при напрузі 6 кВ.

$$S_n = \sqrt{3} I_n U_n = \sqrt{3} \cdot 5000 \cdot 6 = 52000 \text{ кВА}. \quad (2.5)$$

Потужності навантажень трансформаторів Т1 і Т3 становлять 3185 і 3781 кВА, тобто секційні вимикачі мають великий запас потужності.

У разі відключення одного з трансформаторів (Т2 або Т4) необхідно забезпечити резервування живлення [17, 18]. Однак секційний вимикач між II і III секціями збірних шин 6 кВ схемою підстанції не передбачений.

Одним з можливих рішень є установка додаткового секційного вимикача, що з'єднає II і III секції шин 6 кВ. Дослідження цього варіанту безпосередньо на підстанції показало, що він нереальний, оскільки місце для додаткового секційного вимикача на підстанції не передбачено.

Разом з працівниками експлуатації знайдено більш просте технічне рішення з використанням шинопроводів Ш-1 і Ш-2: якщо з'єднати шинопроводи, як показано на рис. 2.1 штриховою лінією, можна досягти того ж результату, що і при установці додаткового секційного вимикача, і перевести навантаження одного з трансформаторів на живлення від іншого трансформатора.

Шинопроводи Ш-1 і Ш-2 виконані шинами коробчатої форми з розмірами 175x80x8 мм з допустимим струмом 6430 А. Цьому струму відповідає потужність:

$$\sqrt{3} \cdot 6430 \cdot 6 = 66800 \text{ кВА}, \quad (2.6)$$

що значно більше потужностей навантаження 6кВ: 4766 та 3885 кВА.

Для переведення живлення з одного трансформатора на інший шинопроводи можуть з'єднуватися між собою за допомогою вводних вимикачів на будь-якій з підстанцій №61÷65. Для прикладу наведена схема підстанції №62 (рис. 2.2), на якій показане резервування живлення шляхом включення вводних вимикачів ВВ-1 і ВВ-2 розподільного пристрою РУ-3. Вимикачі типу МГ-10 з номінальним струмом 5000 А, як уже зазначалося, мають пропускну здатність, що значно перевищує вимоги.

Навантаження 6 кВ підстанції відноситься до II категорії споживаної потужності живлення, тому АВР в даному випадку не потрібна.

Надійність живлення споживачів 35 кВ при розглянутій реконструкції схеми живлення не змінюється.

2.2. Варіант переведення споживачів ГПП-5 на живлення від трансформаторів Т2 та Т4 ГПП-4

Цей варіант є подальшим розвитком попереднього – трансформатори Т2 і Т4 ГПП-4 завантажуються додатково не тільки за рахунок переведення на них навантаження Т1 і Т3, але й за рахунок переведення на них навантаження трансформаторів Т1 і Т2 ГПП-5.

Як і в попередньому варіанті (п. 1.3), визначаються сумарні активні P , реактивні Q і повні S потужності в кожній обмотці трансформаторів Т2 і Т4 ГПП-4.

Аналогічно розраховуються втрати потужності в обмотках і трансформаторах загалом, результати розрахунків наведені в табл. 2.2. Сумарні втрати в трансформаторах становлять 294,1 кВт.

Порівнюємо втрати в трансформаторах при існуючій схемі і зміненій. Втрати в трансформаторах ГПП-4 і ГПП-5 при існуючій схемі становлять (див. табл. 1.3):

$$276,2 + 182,6 = 458,8 \text{ кВт.} \quad (2.7)$$

Економія втрат у трансформаторах при відключенні трансформаторів Т1 і Т3 ГПП-4 та Т1, Т2 ГПП-5 становить:

$$458,8 - 294,1 = 167,4 \text{ кВт.} \quad (2.8)$$

Однак для реалізації цього варіанту необхідно будівництво ліній електропередач для переведення навантажень трансформаторів Т1 і Т2 ГПП-5 на трансформатори Т2 і Т4 ГПП-4. Необхідна довжина ліній з урахуванням умов прокладання – 750 м. Розрахунок ліній електропередач наведено в п. 2.4.

Конструктивно лінії електропередач представляють собою двохконтурний гнучкий провід з перерізом 2400 мм² довжиною 650 м і шинні вставки по кінцях перерізом 6200 мм² по 50 м, загальна довжина 750 м.

Активний опір такої лінії:

$$r = \frac{l}{\gamma s} = \frac{650}{30 \cdot 2400} + \frac{100}{30 \cdot 6200} = 0.00957 \text{ Ом,} \quad (2.9)$$

Таблиця 2.2. Розрахунок втрат в трансформаторах ГПП-4 при відключенні трансформаторів Т1 та Т3 та переведенні живлення споживачів ГПП-5 на ГПП-4

Підстанція	№ Тр-ра	Обмотка тр-ра	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	K3	P _{кз} , кВт	$\Delta P_{\text{обм.}}$, кВт	P _{хх} , кВт	$\Delta P_{\text{тр}}$, кВт
ГПП-4	Т2	Н-6 кВ	23885	11192	26377	0,418	285	24,9	67	137,7
		С-35 кВ	8454	1355	8562	0,136		2,6		
		В-150 кВ	32339	12547	34688	0,55		43,2		
	Т4	Н-6 кВ	26248	12131	28916	0,459	285	30	67	156,4
		С-35 кВ	9906	3316	10446	0,166		3,9		
		В-150 кВ	36154	15447	39316	0,624		55,5		
Всього по ГПП-4										294,1

де l – довжина ділянки лінії, м; γ – питомий провідність алюмінієвих шин і провідників, $\gamma=30$ м/Ом·мм²; s – переріз провідників, мм².

$$\Delta P_{л} = \left(\frac{S_{Т1}}{U}\right)^2 \cdot r + \left(\frac{S_{Т2}}{U}\right)^2 \cdot r, \quad (2.10)$$

де – $S_{Т1}$, $S_{Т2}$ – завантаження трансформаторів Т1 та Т2 ГПП-5 (табл. 3).

Підставивши відповідні значення, отримуємо:

$$\Delta P_{л} = \left(\frac{21612}{6}\right)^2 \cdot 0,00957 + \left(\frac{25105}{6}\right)^2 \cdot 0,00957 = 291 \text{ кВт}. \quad (2.11)$$

Втрати потужності в двох лініях електропередачі: Втрати в лініях електропередачі виявилися значно більшими, ніж економія втрат у трансформаторах (291 кВт > 164,7 кВт), сумарні втрати таким чином більше, ніж у існуючій схемі на 126 кВт.

Отже, цей варіант явно збитковий, навіть якщо не враховувати витрати на будівництво ліній електропередачі. Необхідні для реалізації цього варіанту лінії електропередачі представляють собою два гнучких провідника по 6 проводів у кожній фазі з перерізом по 400 мм² та загальним перерізом 2400 мм². Сумарна вартість ліній електропередачі склала 4638000 грн (п. 2.4).

Висока вартість ліній електропередачі ускладнює збитковість цього варіанту реконструкції схеми електропостачання, з чого можна зробити остаточний висновок про неприпустимість цього варіанту живлення споживачів ГПП-5 від ГПП-4.

2.3. Переведення споживачів ГПП-4 на живлення від підстанцій ГПП-3 і ГПП-5

Цей варіант передбачає повне розвантаження всіх трансформаторів ГПП-4 і переведення їх у холодний резерв. Навантаження 6 кВ підстанції мають бути переведені на живлення від підстанції ГПП-5, а навантаження 35 кВ – від підстанції ГПП-3.

Аналогічно попереднім варіантам, навантаження перерасподілені та виконані розрахунки втрат у трансформаторах ГПП-3 і ГПП-5. При цьому навантаження 6 кВ трансформаторів Т1 і Т2 ГПП-4 переведені на Т1 ГПП-5, а Т3, Т4 – на Т2 ГПП-5. Навантаження 35 кВ трансформатора Т2 ГПП-4 переведене на Т4 ГПП-3, а навантаження Т4 – на Т3 ГПП-3. Результати розрахунків наведені в табл. 2.3. Сумарні втрати в трансформаторах ГПП-3 і ГПП-5 склали 395,3 кВт. Навантаження і відповідні втрати трансформаторів Т5 і Т6 ГПП-3 залишилися без змін і в таблиці не наведені.

Сумарні втрати в трансформаторах при існуючій схемі (табл. 1.3) становлять:

$$159,4 + 276,2 + 182,6 = 618,2 \text{ кВт.} \quad (2.12)$$

Економія втрат у трансформаторах при даному варіанті схеми електропостачання дорівнює:

$$618,2 - 395,3 = 222,9 \text{ кВт.} \quad (2.13)$$

Для реалізації розглядуваного варіанту схеми електропостачання необхідне будівництво двох двоцепних ліній електропередач: на напругу 6 кВ між підстанціями ГПП-4 і ГПП-5 довжиною 750 м, та на напругу 35 кВ між підстанціями ГПП-4 і ГПП-3 довжиною 3250 м. Розрахунок параметрів ліній наведено в п. 2.4.

Лінії 6 кВ виконані проводом АС-400 довжиною 650 м з шинними вставками по кінцях перерізом 300 мм² довжиною по 50 м.

Опір ліній 6 кВ:

$$r_6 = \frac{650}{30 \cdot 400} + \frac{100}{30 \cdot 300} = 0.064 \text{ Ом.} \quad (2.14)$$

Таблиця 2.3. Розрахунок втрат в трансформаторах ГПП-3 та ГПП-5 при переведенні на них навантаження ГПП-4

Підстанція	№ Тр-ра	Обмотка тр-ра	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	K3	P _{кз} , кВт	$\Delta P_{\text{обм.}}$, кВт	P _{хх} , кВт	$\Delta P_{\text{тр}}$, кВт
ГПП-4	Т3	Н-6 кВ	6857	2332	7243	0,174	285	1,85	73,5	95,1
		С-35 кВ	10336	3645	10960	0,174		4,3		
		В-150 кВ	17193	5977	18202	0,289		11,9		
	Т4	Н-6 кВ	9753	2237	10006	0,159	285	3,6	73,5	95,1
		С-35 кВ	9870	1648	10007	0,159		3,6		
		В-150 кВ	19623	3885	20004	0,317		14,4		
ГПП-5	Т1	В-Н	23885	11191	26377	0,417	235	41,2	59	100,2
	Т2	В+Н	26248	12131	28916	0,459	235	49,5	59	108,5
Всього по ГПП-4										395,3

Втрати потужності у двох лініях 6 кВ:

$$\Delta P_6 = \left(\frac{4766}{6}\right)^2 \cdot 0,064 + \left(\frac{3885}{6}\right)^2 \cdot 0,064 = 67,2 \text{ кВт.} \quad (2.15)$$

Опір ліній 35 кВ, виконаних дротом АС-150:

$$r_6 = \frac{3250}{30 \cdot 150} = 0,72 \text{ Ом.} \quad (2.16)$$

Втрати потужності у двох лініях 35 кВ:

$$\Delta P_{35} = \left(\frac{8562}{35}\right)^2 \cdot 0,72 + \left(\frac{10446}{35}\right)^2 \cdot 0,72 = 107,2 \text{ кВт.} \quad (2.17)$$

Сумарні втрати в лініях електропередач:

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_6 + \Delta P_{35} = 67,2 + 107,2 = 174,4 \text{ кВт.} \quad (2.18)$$

В результаті загальна економія втрат у лініях та трансформаторах за цим варіантом становить:

$$\Delta P = 222,9 - 174,4 = 48,5 \text{ кВт.} \quad (2.19)$$

Таким чином, економія втрат у трансформаторах завдяки переведенню в холодний резерв усіх 4 трансформаторів ГПП-4 майже перекривається витратами на додаткові лінії електропередач.

Крім того, слід врахувати витрати на утримання двох двоцепних ліній електропередач і встановлення додаткових розподільчих пристроїв для підключення цих ліній.

При кількості годин роботи в рік 8760 год, економія електроенергії становить:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\text{роб}} = 48,5 \cdot 8760 = 424860 \text{ кВт} \cdot \text{год/р.} \quad (2.20)$$

При ціні електроенергії 0,4221 грн/кВт·год (без ПДВ) економія на втраті електроенергії становить:

$$424860 - 0,4221 \times 1,2 = 215200 \text{ грн/год.} \quad (2.21)$$

Капітальні витрати на спорудження двох двоцепних ліній електропередач на напругу 6 кВ і 35 кВ складають 355600 грн (п. 2.4). У цьому випадку строк окупності витрат:

$$T = 3556000 / 215200 = 16,5 \text{ років.} \quad (2.22)$$

Отриманий строк окупності в кілька разів перевищує нормативний, тому можна зробити висновок про неефективність розглянутого варіанту.

2.4. Визначення та оцінювання параметрів ліній електропередач між ГПП

Виходячи з передбачених варіантів зміни схем електропостачання головних понижувальних підстанцій ПівнГЗК, за другим варіантом електричні споживачі напругою 6 кВ ГПП-5 повинні отримувати електроенергію від ГПП-4.

Розглядається комбінований спосіб прокладання ліній електропередач. На вільному просторі між підстанціями проектується повітряна лінія передач ВЛЕП-6 кВ довжиною 650 м, яка дозволяє економічно передавати і розподіляти електроенергію. При підходах до підстанцій ГПП-4 і ГПП-5 виникають труднощі з прокладанням ліній по територіях підстанцій і підключенням їх до конструкцій ЗРУ-6 кВ. Для вирішення цієї задачі передбачено прокладання двох токопроводів довжиною $l = 50$ м кожен при підходах і розміщення на підстанціях.

Розрахунок ВЛЕП-6 кВ від підстанції ГПП-5 до ГПП-4

Електричні максимальні навантаження трансформаторів Т-1 і Т-2 ГПП-5 за перший квартал склали:

Для Т1: $P_1=19532$ кВт, $Q_1=9252$ кВАр;

Для Т2: $P_2=22484$ кВт, $Q_2=11169$ кВАр;

Розрахункові струми:

$I_{\text{розр. 1max}}=2082$ А; $I_{\text{розр. 2max}}=2418$ А.

Проводимо вибір проводів для проектованої ВЛЕП-6 за допустимим нагріванням максимальним розрахунковим струмом післяаварійного режиму:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{розр.макс}} = I_{\text{розр.1}} + I_{\text{розр.2}} = 2082 + 2418 = 4500 \text{ А}, \quad (2.23)$$

де $I_{\text{доп}}$ – тривало допустимий струм дротів фази, $I_{\text{розр.макс}}$ – максимальний розрахунковий струм проводів фази півгодинного максимуму навантаження, який протікає в ланцюзі при виході з ладу однієї з двох ліній та перемикання

всього навантаження на одну лінію. За умовою $I_{\text{розр.макс}} = 4500 \text{ А}$ приймаємо провід марки АС 400/64 з $I_{\text{доп}} = 860 \text{ А}$.

Тоді число дротів АС 400/64 у фазі складе:

$$n = \frac{4500}{860} = 5,23 \approx 6 \text{ шт.} \quad (2.24)$$

Приймаємо складову фазу з 6 проводів 6хАС-400/64 діаметром $d=140\text{мм}$ з відстанню між фазами $D = 2\text{м.}$, переріз фази $400 \times 6 = 2400 \text{ мм}^2$.

Допустимий струм складової фази більше $I_{\text{розр.макс}}$

$$I_{\text{доп}} = 6 \cdot 860 = 5160 > 4500 \text{ А.} \quad (2.25)$$

Пучок гнучких проводів має велику поверхню охолодження, тому перевірка на термічну стійкість не проводиться. За умовами схрещування фаз визначаємо силу взаємодії між фазами за формулою:

$$f_{\phi} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{но}}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1,5 \cdot 2800^2}{2,5} \cdot 10^{-7} = 47 \text{ Н/м,} \quad (2.26)$$

де $I_{\text{но}} = 28 \text{ кА}$ періодична складова т.к.з. при $t=0$ лініях 6 кВ ГПП-4.

Сила ваги 1м фази (з урахуванням маси кілець 1,6 кг, маси 1м дроту АС-400/64 1,57кг) визначається за формулою:

$$g = 9,81(6g_{\text{АС}} + g_{\text{кілець}}) = 9,81(6 \cdot 1,57 + 1,6) = 108 \text{ Н/м.} \quad (2.27)$$

Приймаючи час дії релейного захисту (диференціального) $t_3 = 0,1 \text{ с}$ та дії аперіодичної складової струму 0,05 с, визначаємо еквівалентний час:

$$t_{\text{ек}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с.} \quad (2.28)$$

Приймаючи стрілу провисання $h=2,5\text{м}$, визначаємо відношення [17]:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ек}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5 \quad (2.29)$$

$$\frac{f}{g} = \frac{47}{108} = 0,435. \quad (2.30)$$

За діаграмою [17] визначаємо величину $b/h=0,15$, звідки відхилення:

$$b = \frac{b}{h} \cdot h = 0,15 \cdot 2,5 = 0,375 \text{ м.} \quad (2.31)$$

Допустиме відхилення фази:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - \alpha_{\text{доп}}}{2} = \frac{2,5 - 0,14 - 0,2}{2} = 1,14 \text{ м,} \quad (2.32)$$

де $d=140\text{мм}$ — діаметр проводу фази, $\alpha_{\text{доп}}$ — найменша допустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення.

Схлещування не відбудеться, так як $b_{\text{розр}} < b_{\text{доп}}$.

Відстань між розпірками в фазі приймаємо не більше 6 м одна від одної в кількості:

$$n_{\text{розр.}} = \frac{l_{\text{пр}}}{6} = \frac{50}{6} = 8 \text{ шт.} \quad (2.33)$$

де $l_{\text{пр}}$ — довжина пролета.

Загальна кількість розпірок на 1 м пролета для 3 фаз $n_{\text{пр}}=24$ шт.

Кількість розпірок на двох ланцюгову ВЛЕП-6:

$$n_3 = 2(24 \cdot 13) = 624 \text{ шт.} \quad (2.34)$$

де 13 — число залізобетонних опор.

Струмопроводи 6 кВ $l=50$ м.

Фази токопроводу сформовані з шин з профілем «труба кругла», які мають найкраще розподілення потоку в порівнянні з шинами прямокутного і коробчатого перерізу. Це компенсує гірші умови охолодження шини.

Труби зручні при виготовленні і монтажу токопроводу.

Приймаємо труби з параметрами $D_{\text{хт}}=210 \times 10 \text{мм}^2$ з $q=6200 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}}=6280 \text{ А}$.

Перевіряємо труби на термічну стійкість.

При $I_{\text{но}}=28,16\text{А}$ періодична складова термічної стійкості на шинах 6 кВ ГПП-4 (інтеграл Джоуля) силовий імпульс термічної стійкості дорівнює:

$$B_K = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{відкл.}} + T_a) = 28,16^2 \cdot 10^6 \cdot (0,95 + 0,5) \approx 1150 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с,} \quad (2.35)$$

де

$$t_{\text{відкл}} - t_{\text{р.з.}} + t_{\text{відкл.В}} = 0,15 + 0,8 = 0,95 \text{ с}, \quad (2.36)$$

$t_{\text{р.з.}} = 0,15$ с час дії релейного захисту,

$t_{\text{відкл.В}} = 0,8$ с повний час спрацювання вимикача МГУ-20,

$T_a = 0,5$ с постійна часу затухання т.к.з.

Мінімальний преріз труби:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{1150 \cdot 10^6}}{91} = 372,6 \text{ мм}^2, \quad (2.37)$$

де $c=91$ для алюмінієвих шин.

Це значення менше прийнятого перерізу труби $q=6200 \text{ мм}^2$. Оскільки «кругла труба» має значний момент опору $W_c=300 \text{ см}^3$, перевірку на механічну міцність не проводимо.

Витрати на виготовлення ВЛЕП-6 кВ визначаємо за узагальненими показниками вартості (УПС):

1. Придбання проводів: $C_{\text{пр}}=10$ тис. грн..

2. Вартість будівельних робіт на $l=650$ м ВЛЕП-6 кВ:

- Одноцепна: $C_{\text{стр1}}=1062$ тис. грн./км $\times 0,65$ км=690 тис. грн..

- Двохцепна: $C_{\text{стр2}}=C_{\text{стр1}} \times K_{\text{ув}}=690$ тис. грн./км $\times 1,75=1205$ тис. грн.,

де $K_{\text{ув}}=1,75$ — коефіцієнт зростання вартості двоцепної лінії.

3. Монтажні роботи:

- Одноцепна: $C_{\text{монт1}}=288,04$ тис. грн./км $\times 6,5=1875$ тис.,

де 288,04 тис. грн. — витрати на монтаж 100 м ВЛЕП-6.

- Двохцепна: $C_{\text{монт2}}=C_{\text{монт1}} \times K_{\text{ув}}=1875$ тис. грн./км $\times 1,75=3281,3$ тис. грн.

Загальні витрати:

$$C_{\Sigma}=C_{\text{пр}}+C_{\text{стр2}}+C_{\text{монт2}}=10+1208+3281 \approx 4498-4500 \text{ тис. грн.}$$

Підключення ВЛЕП-6 за другим варіантом до збірних шин I СШ 6 кВ і III СШ 6 кВ ГПП-4 здійснюється через токопроводи ТП-1 і ТП-2. При цьому необхідно встановити по два роз'єднувачі в ланцюгу висновлених вимикачів Т-61 і Т-63 зі сторони силових трансформаторів Т-1 і Т-3 для створення видимих розривів (Рис. 2.3).

Такі ж зміни потрібно провести і на підстанції ГПП-5, встановивши в ланцюг висновлених вимикачів Т-61 і Т-62 з боку силових трансформаторів по два роз'єднувачі для створення видимих розривів від трансформатора і токопроводу.

Для навантаження з I_{\max} —4500 А необхідно встановити 4 роз'єднувачі типу РНДЗ-35/5000У1 зовнішньої установки з номінальним струмом $I_{\text{ном}}=5000\text{А}$ вартістю 960 грн. за одиницю. Загальна вартість 8 роз'єднувачів складе 1680 грн., що значно збільшує витрати на реалізацію цього варіанту.

Варіант 3 реконструкції схеми електропостачання

Згідно з цим варіантом всі трансформатори ГПП-4 виводяться в холодний резерв. Електричні навантаження напругою 6 кВ мають отримувати електроенергію від трансформаторів Т-1 і Т-2 ГПП-5.

Електричні навантаження напругою 35 кВ повинні бути підключені до трансформаторів Т-3 і Т-4 ГПП-3.

Зв'язок електроприймачів ГПП-4 напругою 6 і 35 кВ з джерелами на ГПП-5 і ГПП-3 здійснюється за допомогою повітряних ліній.

Навантаження ЛЕП-1 напругою 6 кВ є приймачі трансформаторів Т-1 і Т-2 ГПП-4, ЛЕП-2 — приймачі трансформаторів Т-3 і Т-4 напругою 6 кВ.

ЛЕП-1:

$$P_1 + P_2 = 3058 + 1295 = 4353 \text{ кВт}, \quad (2.38)$$

$$Q_1 + Q_2 = 889 + 1051 = 1940 \text{ кВАр}, \quad (2.39)$$

$$I_{\text{розр1}} = 459 \text{ А.}$$

ЛЕП-2:

$$P_3 + P_4 = 3674 + 90 = 3764 \text{ кВт}, \quad (2.40)$$

$$Q_1 + Q_2 = 884 + 68 = 962 \text{ кВАр}, \quad (2.41)$$

$$I_{\text{розр2}} = 374 \text{ А.}$$

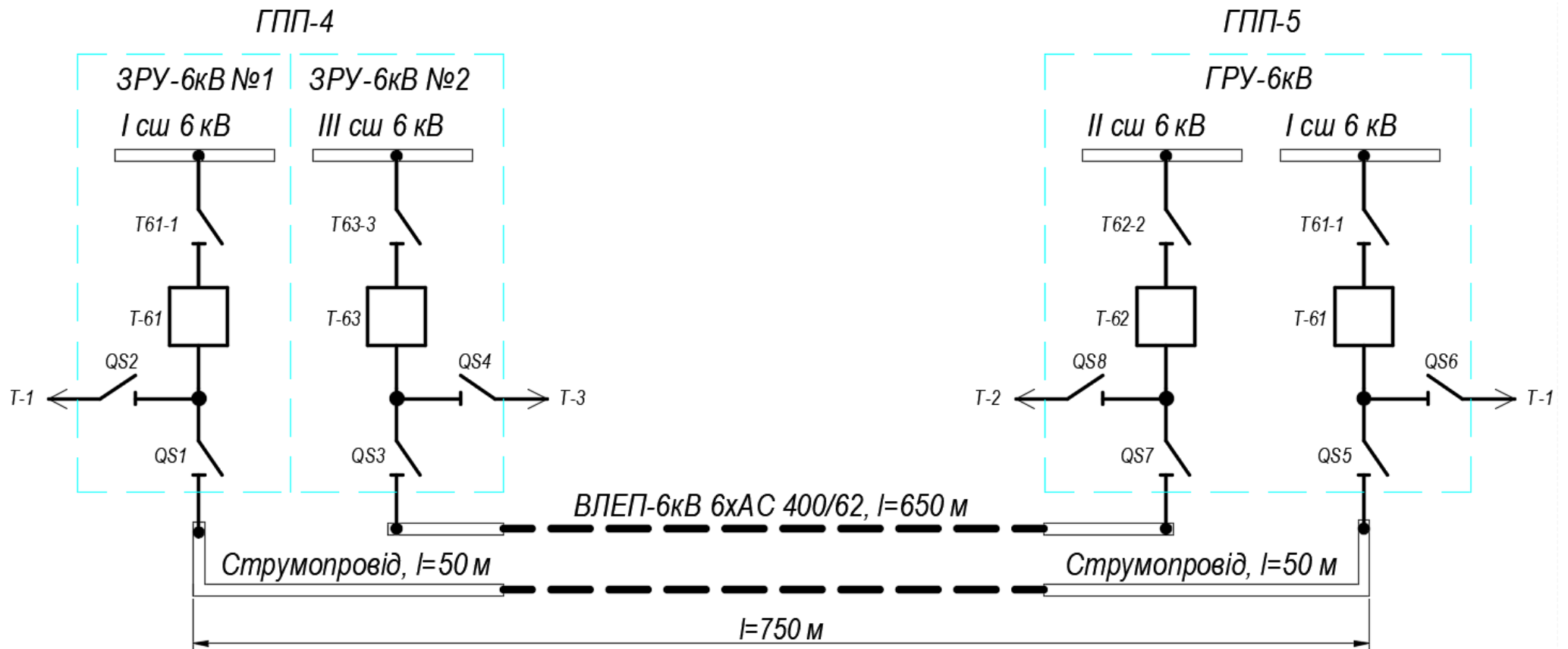


Рис. 2.3. Електропостачання споживачів електроенергії ГПП-5 від ГПП-4 через ВЛЕП-6кВ (650 м) та струмопроводи (50 м).

QS1-QS8 – додатково встановлені роз'єднувачі РВРЗ-15-20-6000

При виході однієї лінії з ладу друга лінія буде під максимальним струмом:

$$I_{max} = 459 + 374 = 833 \text{ А.} \quad (2.42)$$

За максимального струму $I_{max} = 835 \text{ А}$ приймаємо провід марки АС450/56 з $I_{доп}=900 \text{ А}$ і розрахунковим перерізом $q=434 \text{ мм}^2$, діаметр проводу $d=28 \text{ мм}$, діаметр сталевого сердечника $d_c=9,6 \text{ мм}$,

Приймаємо відстань між фазами $D=2,0 \text{ м}$.

Перевіряємо ЛЕП-1 за умовою схлестування.

Сила взаємодії між фазами:

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{ко}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1,5 \cdot 9,74^2}{2} \cdot 10^{-7} = 7,1 \text{ Н/м}, \quad (2.43)$$

де $I_{ко}=32 \text{ кА}$ періодична складова т.к.з. при $t=0$ лініях СШ 6кВ ГПП-5.

Величина т.к.з., що проходить ВЛЕП-6кВ:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot X_{ред.}} = \frac{6,3}{1,73 \cdot 0,374} = 9,74 \text{ кА}, \quad (2.44)$$

де

$$X_{ред} = X_{сис} + X_{ВЛЕП} = 0,114 + 0,26 = 0,374 \text{ Ом}, \quad (2.45)$$

$$X_{ВЛЕП} = x_0 \cdot L = 0,4 \cdot 0,650 = 0,26 \text{ Ом}, \quad (2.46)$$

$$X_{сис} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{no}} = \frac{6,3}{1,73 \cdot 32} = 0,114 \text{ Ом}. \quad (2.47)$$

Сила ваги 1м фази $g=9.81 \cdot 1.64=16 \text{ Н/м}$.

По параметрам визначаємо співвідношення [17]:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2,0}}{0,15} = 9,4, \quad (2.48)$$

$$\frac{f}{g} = \frac{7,1}{16} = 0,44. \quad (2.49)$$

$$t_{ек} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}. \quad (2.50)$$

По діаграмі співвідношення b/h дорівнює 0,18.

Тоді розрахункове відхилення фази:

$$b_{розр} = 0,18 \cdot 2 = 0,36 \text{ м}. \quad (2.51)$$

Допустиме відхилення фази:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - \alpha_{\text{доп}}}{2} = \frac{2 - 0,04 - 0,2}{2} = 0,88 \text{ м}, \quad (2.52)$$

$$d_{\text{прод}} = 0,04 \text{ м}$$

$$\alpha_{\text{доп}} = 0,2 \text{ м}$$

Схлестування не відбудеться, оскільки $b_{\text{розр}} < b_{\text{доп}}$.

Струмопровід для електричної навантаження напругою 6 кВ ГПП-4 при $I_{\text{max}}=833$ А виконуємо закритого типу, приймаючи струмоведучою частиною алюмінієву шину з перерізом $h \times b=50 \times 6$ мм² і допустимим струмом $I_{\text{доп}}=955$ А. Шини кріпляться на опорних ізоляторах або підвісних, з симетричним розташуванням фаз по вершинам рівностороннього трикутника.

Перевіряємо шини на термічну стійкість.

При $I_{\text{повлеп}}=9,74$ кА значення сталої часу затухання аперіодичної складової $T_a=0,05 \div 0,1$ с (Приймаємо $T_a=0,08$ с.).

Тепловий імпульс струму короткого замикання дорівнює:

$$B_n = I_{\text{повлеп}}^2 (t_{\text{відкл}} + T_a) = 9,74^2 \cdot 10^6 (2 + 0,08) \quad (2.53)$$

$$= 197,3 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с},$$

$$t_{\text{відкл}} = 2 \text{ с}.$$

Мінімальний переріз за умов термічної стійкості:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{197,3 \cdot 10^6}}{91} = 154 \text{ мм}^2, \quad (2.54)$$

що менше вибраного перерізу $q=300$ мм².

Вибрані шини є термічно стійкими.

ВЛЕП-35 кВ довжиною $l=3250$ м між ГПП-4 і ГПП-3.

Максимальна потужність навантаження трансформаторів Т-2 і Т-4 ГПП-4 за 1-й квартал 2018 року становила по напрузі 35 кВ:

Т-2:

$$P_1=8454 \text{ кВт}, Q_1=2598 \text{ кВАр}, I_{\text{розр1}}=146 \text{ А}.$$

Т-4:

$$P_2=8906 \text{ кВт}, Q_2=3316 \text{ кВАр}, I_{\text{розр2}}=173 \text{ А}.$$

Максимальний струм при виході однієї з ліній з ладу становить $I_{\max} = I_{\text{розр1}} + I_{\text{розр2}} = 146 + 173 = 320 \text{ А}$.

Вибираємо провід АС-150/24 з допустимим струмом $I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$.

Виконуємо ВЛЕП-35 за допомогою залізобетонних опор з розміщенням двох ліній. Відстань між опорами $l = 60 \div 100 \text{ м}$. Відстань між фазами $D = 2 \text{ м}$.

Перевіряємо лінію за умовою схлестування.

Сила взаємодії між фазами:

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{\text{ко}}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1,5 \cdot 6,5^2 \cdot 10^6}{2} \cdot 10^{-7} = 3,17 \text{ Н/м}, \quad (2.55)$$

де $I_{\text{ко}} = 6,5 \text{ кА}$ періодична складова т.к.з. при $t=0$.

Сила ваги 1м фази:

$$g = 9,81(m_{\text{АС}} + m_{\text{ст.}}) = 9,81(0,409 + 0,190) = 5,88 \approx 6 \text{ Н/м.}$$

$m_{\text{АС}} = 409 \text{ кг/км}$ – маса алюмінієвого проводу,

$m_{\text{СТ}} = 190 \text{ кг/км}$ – маса сталюого сердечника.

По параметрам співвідношення рівні:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ек}}} = \frac{\sqrt{2,0}}{0,15} = 9,4, \quad (2.56)$$

$$\frac{f}{g} = \frac{3,17}{16} = 0,53. \quad (2.57)$$

де $h = 2 \text{ м}$, $t_{\text{ек}} = 0,15 \text{ с}$.

За діаграмою співвідношення:

$$\frac{b}{h} = 0,23. \quad (2.58)$$

Розрахункове співвідношення:

$$b_{\text{розр.}} = \frac{b}{h} \cdot h = 0,23 \cdot 2 = 0,46 \text{ м.} \quad (2.59)$$

Допустиме відхилення фази:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d_{\Sigma} - \alpha_{\text{доп}}}{2} = \frac{2 - 0,025 - 0,2}{2} = 0,88 \approx 0,9 \text{ м}, \quad (2.60)$$

$$D=2\text{м}, d_{AC}=17,1\text{ мм}, d_{CT}=7,5\text{ мм}, d_{\Sigma}=17,1+7,5=24,6\text{мм}, d_{\text{доп}}=0,2\text{ м.}$$

Схлещування не відбудеться, так як $b_{\text{розр}} < b_{\text{доп}}$.

Визначимо витрати на реалізацію третього варіанту за узагальненими показниками вартості (УПС):

1. ВЛЕП-35 кВ: $l = 3250\text{ м АС-150/24}$:

- а) Придбання обладнання: $C_{\text{пр}} = 192,3\text{ тис. грн.}$
- б) Будівельні роботи: $C_{\text{буд}} = 2810\text{ тис. грн.}$
- в) Монтажні роботи: $C_{\text{мон}} = 410\text{ тис. грн.}$
- Разом: $C_{\text{ВЛЕП-35}} = 3412,3\text{ тис. грн.}$

2. Струмopровiд:

- а) Придбання обладнання: $C_{\text{пр}} = 8,4\text{ тис. грн.}$
- б) Будівельні роботи: $C_{\text{буд}} = 53,2\text{ тис. грн.}$
- в) Монтажні роботи: $C_{\text{мон}} = 54,2\text{ тис. грн.}$
- Разом: $C_{\text{тп}} = 115,8\text{ тис. грн.}$

3. ВЛЕП-6 кВ: $l = 650\text{ м АС-450/56}$:

- а) Придбання обладнання: $C_{\text{пр}} = 10,3\text{ тис. грн.}$
- б) Будівельні роботи: $C_{\text{буд}} = 11,7\text{ тис. грн.}$
- в) Монтажні роботи: $C_{\text{мон}} = 38,8\text{ тис. грн.}$
- Разом: $C_{\text{ВЛЕП-6}} = 60,8\text{ тис. грн.}$

Загальні витрати на третій варіант:

$$C_3 = C_{\text{ВЛЕП-35}} + C_{\text{тп}} + C_{\text{ВЛЕП-6}} = 3412,3 + 115,8 + 60,8 = 3566,9 \approx 3570\text{ тис. грн}$$

За третім варіантом підключення ВЛЕП-6 кВ до збірних шин підстанцій ГПП-4 і ГПП-5 здійснюється за допомогою струмопроводів — шин прямокутного перерізу, які, в свою чергу, потребують використання додаткового електричного обладнання та електричних апаратів (див. рис. 2.4). Тому на ГПП-4 для підключення струмопроводів ТП-1 і ТП-2 необхідно встановити по одному роз'єднувачу в ланцюзі вимикачів Т-62 і Т-64 зі сторони силових трансформаторів Т-2 і Т-4.

Підключення струмопроводів ТП-1 і ТП-2 на ГПП-5 виконується шляхом встановлення двох осередків типу КМ-1, які підключаються до I СШ і II СШ ЗРУ-6 кВ ГПП-5.

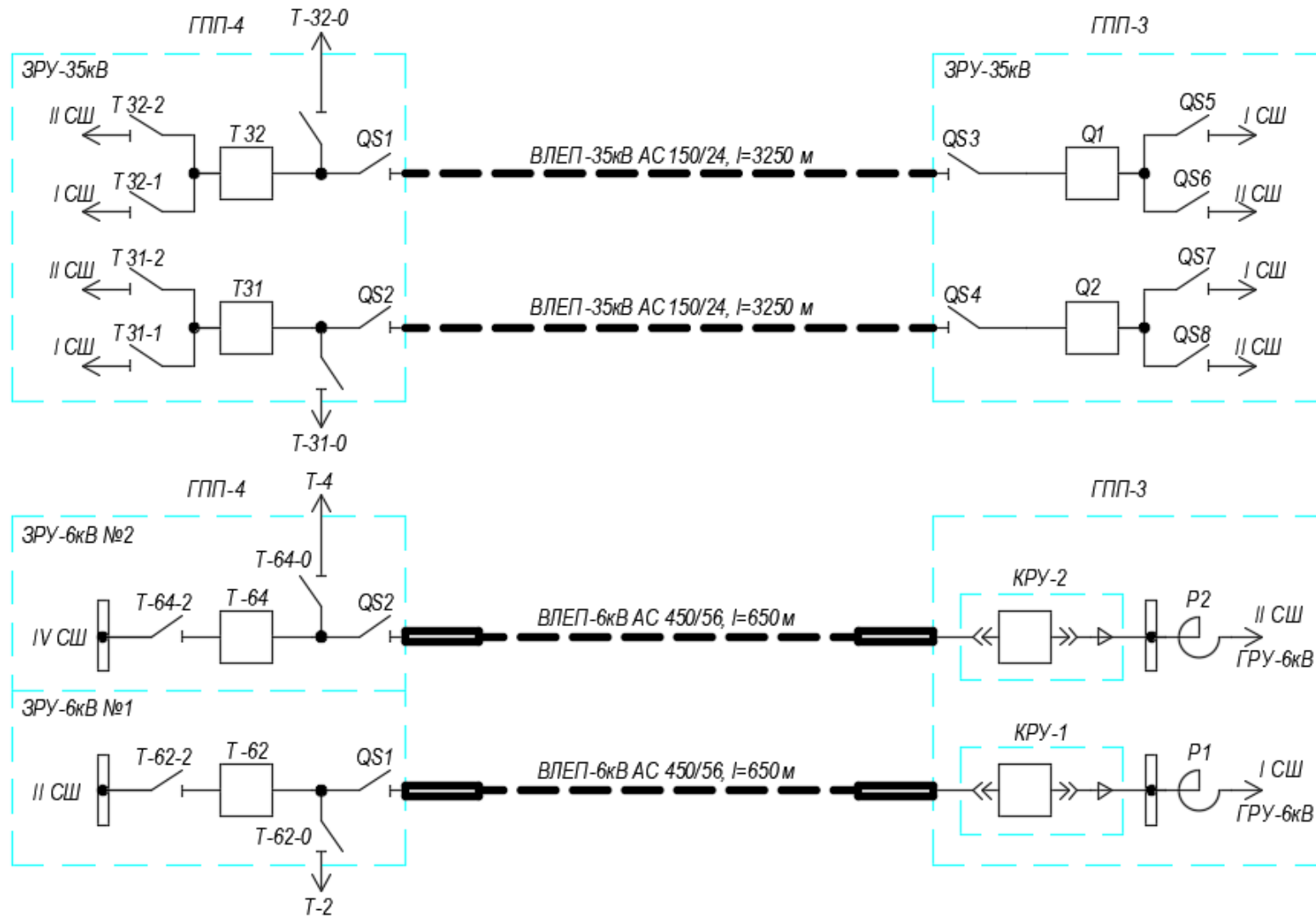


Рис. 2.4. Електропостачання споживачів електроенергії ГПП-4 напругою 6кВ від ГПП-5 через ВЛЕП-6кВ (650 м) та струмопроводи (50 м), напругою 35кВ – від ГПП-3 через ВЛЕП-35 кВ (3250 м).

QS1-QS8, Q1-Q2 – додатково встановлені роз'єднувачі, вимикачі

Підключення ВЛЕП-35 кВ на підстанціях ГПП-4 і ГПП-5 вимагає встановлення додаткових електричних апаратів. Так, на ГПП-4 лінії електропередач підключаються в ЗРУ 35 кВ через 2 вимикача Т-31 і Т-32 (МКП-35-1500), з установкою по одному роз'єднувачу в ланцюзі вимикачів зі сторони силових трансформаторів.

Підключення ВЛЕП-35 кВ до ЗРУ-35 кВ ГПП-3 передбачає використання двох комплектів електричних апаратів, в кожному з яких є вимикач з трьома роз'єднувачами.

Таким чином, для підключення ВЛЕП-35 потрібно 2 вимикача МКП-35-1500 і 8 роз'єднувачів типу РВЗ-2-35/1000, що значно збільшує витрати на реалізацію варіанту.

2.5. Виведення в холодний резерв трансформаторів Т5 та Т6 на підстанції ГПП-3

Цей варіант реконструкції схеми ГПП-3 з'явився в процесі аналізу та розрахунків як додатковий. Реконструкція схеми ГПП-3 має багато спільного з вже розглянутою реконструкцією ГПП-4, але завантаження трансформаторів, які виводяться в холодний резерв, вище: коефіцієнт завантаження трансформатора Т5 дорівнює 0,145, а Т6 - 0,236 (див. табл. 1.3).

Навантаження трансформатора Т5 переводиться на трансформатор Т4, а навантаження трансформатора Т6 - на Т3. Аналогічно раніше розглянутим варіантам проведено розрахунок завантаження обмоток, які залишаються в роботі, трансформаторів Т3 і Т4, розраховані втрати потужності в обмотках і трансформаторах загалом, результати розрахунків наведені в таблиці 2.4.

Сумарні втрати в трансформаторах Т3, Т4 склали 210,6 кВт. В існуючій схемі втрати в трансформаторах Т3, Т4, Т5, Т6 складають 311,5 кВт (табл. 1.3). У результаті втрати знижуються на:

$$\Delta P = 311,5 - 210,6 = 100,9 \text{ кВт.}$$

Технічна реалізація цього варіанту не вимагає капітальних витрат. Робота схеми забезпечується включенням наявних резервних перемичок:

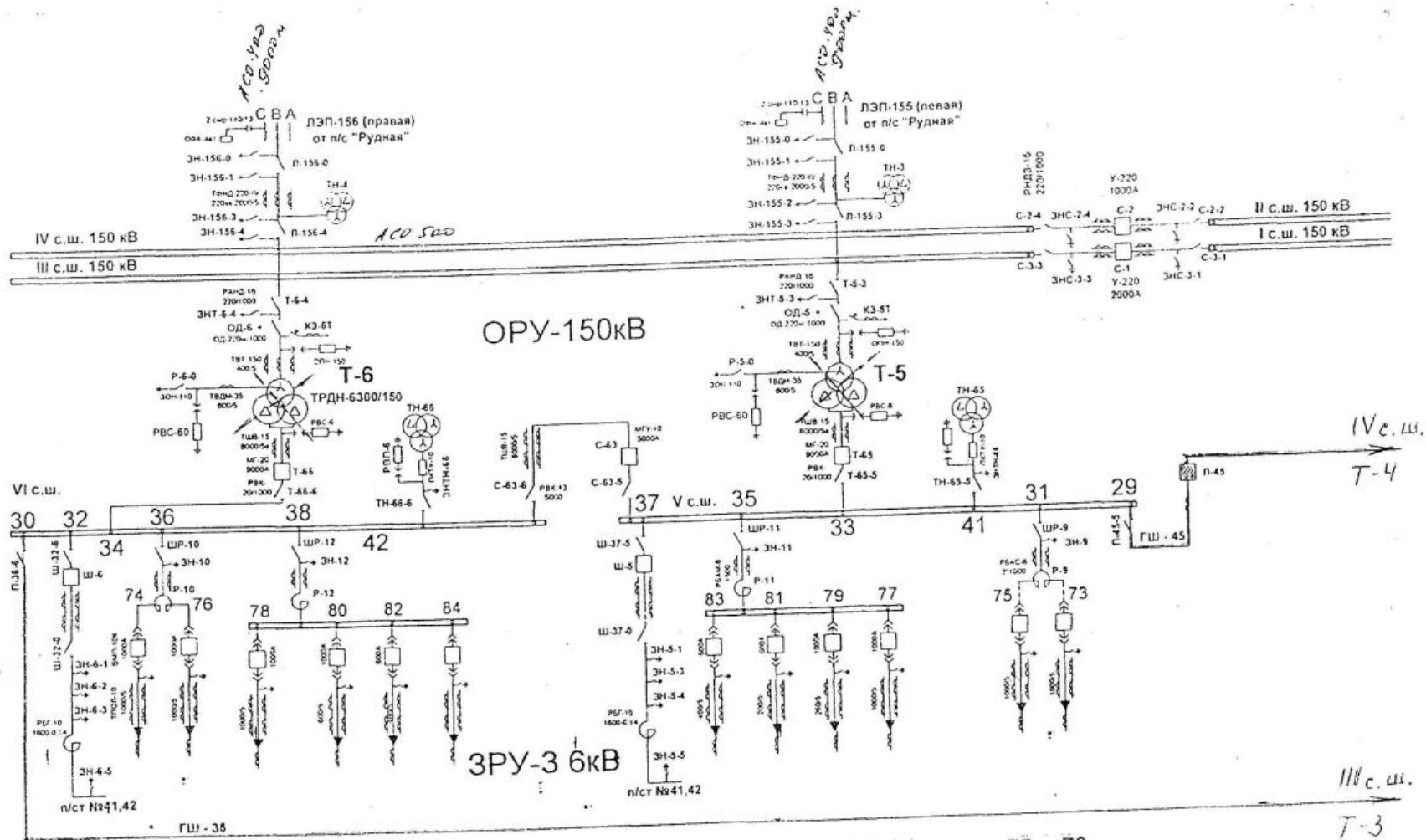
- Вимикачем Л-45 включається шинопровід ГШ-45, що з'єднує IV і V секції шин, і навантаження трансформатора Т5 переводиться на Т4 (рис. 2.5а);
- Вимикачем Л-36 включається шинопровід ГШ-36, що з'єднує III і VI секції шин, і навантаження трансформатора Т6 переводиться на Т3 (рис. 2.5б).

Резервування живлення забезпечується включенням секційного вимикача С-62 між III і IV секціями шин або С-63 між V і VI секціями шин.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів Т3 і Т4 в нормальному режимі становить 0,359 і 0,323 (табл. 2.4). В післяаварійному режимі завантаження залишкового в роботі трансформатора складе 0,68, що є цілком допустимим.

Таблиця 2.4. Розрахунок втрат в трансформаторах Т3 та Т4 ГПП-3 при відключенні трансформаторів Т5 та Т6

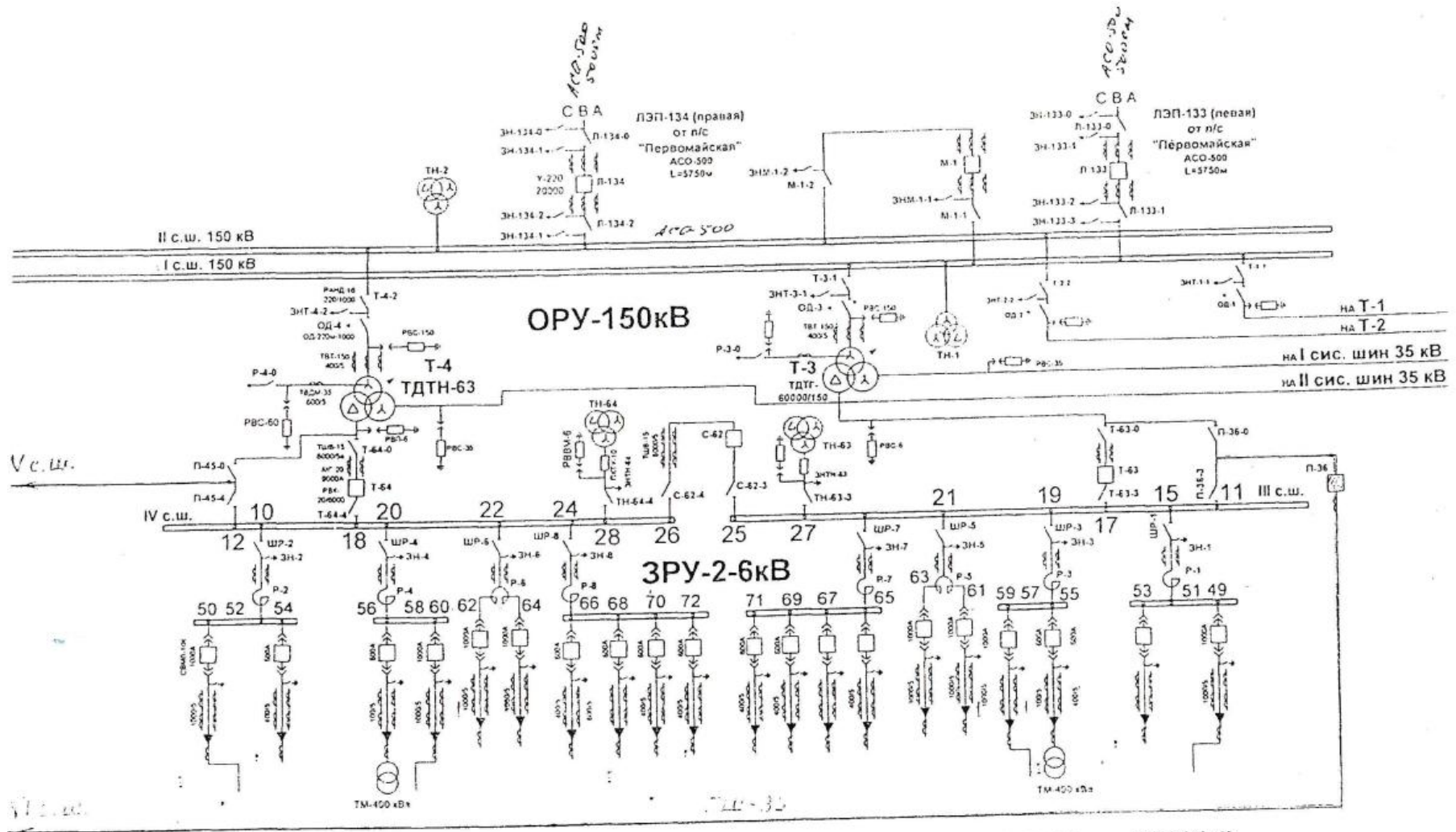
Підст.	№ Тр-ра	Обмотка тр-ра	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	КЗ	P _{кз} , кВт	ΔP _{обм.} , кВт	P _{хх} , кВт	ΔP _{тр} , кВт
ГПП-3	Т3	Н-6 кВ	20553	8100	22091	0,35	285	17,46	73,5	109,3
		С-35 кВ	430	329	541	0,0086		0,01		
		В-150 кВ	20983	8429	22613	0,359		18,36		
	Т4	Н-6 кВ	17657	6877	18949	0,3	285	12,82	73,5	101,3
		С-35 кВ	1416	293	1446	0,023		0,07		
		В-150 кВ	19073	7170	20376	0,323		14,9		
Всього по ГПП-4										210,6



яч. КРУ
Наимен.
присоед.
Марка и
сечение
кабеля
Допустим.
нагрузка

Ш-6	74	76	78	80	82	84	83	81	79	77	75	73
КЛ-381	КЛ-381	ВЛ-532	КЛ-522	ЛЭП-233	ЛЭП-233	ЛЭП-233	ЛЭП-78	ВЛ-531	Ш-3	КЛ-521	КЛ-281	КЛ-281
АСБ	АСБ	АСБ-6	АСБ-6	АСБ-6	АСБ-6	АСБ-6	АСБ-6	АСБ-6	АСБ-6	АСБ-6	АСБ-6	АСБ-6
2(1)S-1(1)S	2(1)S-1(1)S	3(1)S-1(1)S	3(1)S-1(1)S	2(1)S-1(1)S	2(1)S-1(1)S	2(1)S-1(1)S	3(1)S-1(1)S	3(1)S-1(1)S	3(1)S-1(1)S	3(1)S-1(1)S	3(1)S-1(1)S	3(1)S-1(1)S
L=630	L=630	L=630	L=630	L=630	L=630	L=630	L=310	L=630	L=630	L=630	L=630	L=630
3000А	3000А	3000А	3000А	3000А	3000А	3000А	3000А	3000А	3000А	3000А	3000А	3000А

Рис. 2.5 а. Выведения в резерв трансформаторів Т5 та Т6 ГПП-3, V та VI секції шин



яч. КРУ
Наимен.
присоед.
Марка и
сечение
кабелей
Допустим
нагрузки

50	52	54	56	58	60	62	64	66	68	70	72	71	69	67	65	63	61	59	57	55	53	51	49
КЛ-482	КЛ-742	ТСН-47J	КЛ-262	КЛ-392	КЛ-252	КЛ-392	КЛ-252	КЛ-392	КЛ-252	КЛ-392	КЛ-252	ЛЭП-302	ЛЭП-301	ЛЭП-302	ЛЭП-301	КЛ-391	ЛЭП-251	КЛ-382	КЛ-417	КЛ-741	КЛ-481		
ААШВ-6 3*185	АСБ-6 3*120	АСБ 3*20	ААБ-6 4*185	ААБ-6 4*185	ААБ-6 4*185	ААБ-6 4*185	ААБ-6 4*185	ААБ-6 4*185	ААБ-6 4*185	ААБ-6 4*185	ААШВ 3*185	ААШВ 3*185	ААШВ 3*185	ААШВ 3*185	ААШВ 3*185	ААБ 4*185	ААШВ 3*185	АСБ 3*20	АСБ 3*20	ААБ 3*120	ААБ 3*120	ААБ 3*120	ААБ 3*120
L=870	L=540	3*20	L=760	L=760	L=760	L=760	L=760	L=760	L=760	L=760	L=600	L=600	L=600	L=600	L=600	L=600	L=600	L=600	L=600	L=600	L=600	L=600	L=600

Рис. 2.5 б. Выведения в резерв трансформаторів Т5 та Т6 ГПП-3, III та IV секції шин

2.6. Вибір найбільш доцільного варіанта та розрахунок економічного ефекту

Розрахунки втрат для 4-х розглянутих варіантів схем електропостачання дозволили визначити і виключити збиткові та малоефективні варіанти, а саме:

- переведення споживачів ГПП-5 на живлення від трансформаторів Т2 і Т4 ГПП-4 п. 2.2);
- переведення споживачів ГПП-4 на живлення від підстанцій ГПП-3 і ГПП-5 (2.3).

Ці варіанти мають великі втрати в додаткових з'єднувальних лініях електропередачі між підстанціями, також значні витрати на їх спорудження. Найбільш ефективним є варіант виведення в холодний резерв трансформаторів Т1 і Т3 на підстанції ГПП-4 (п. 1.3), при цьому втрати потужності в порівнянні з існуючою схемою знижуються на 119,7 кВт. При кількості годин роботи на рік 8760 годин, економія електроенергії складе:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\text{роб.}} = 119,7 \cdot 8760 = 1048572 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}. \quad (2.61)$$

При ціні електроенергії 0,4221 грн/кВт·год (без ПДВ) економія в грошовому вираженні складе:

$$1048572 \cdot 0,4221 \cdot 1,2 = 531122 \text{ грн}/\text{рік}. \quad (2.62)$$

Крім цього, доцільно використати додатковий варіант: виведення в холодний резерв трансформаторів Т5 і Т6 (п. 2.5) на підстанції ГПП-3. При цьому втрати потужності знижуються на 100,9 кВт, а економія електроенергії складе:

$$\Delta W_2 = 100,9 \cdot 8760 = 883884 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}, \quad (2.63)$$

або в грошовому вираженні:

$$883884 \cdot 0,4221 \cdot 1,2 = 447705 \text{ грн}/\text{рік}. \quad (2.64)$$

Обидва ці варіанти не потребують капітальних вкладень для їх реалізації, необхідно лише виконати роботи по перемикальним схем роботи на підстанціях ГПП-4 і ГПП-3 для переведення навантажень та консервації 4-х трансформаторів.

В результаті загальна економія електроенергії для двох підстанцій складе:

$$1048572+883884=1932456 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік.} \quad (2.65)$$

що у грошовому представленні складе:

$$531122+447705=978827 \text{ грн/рік.} \quad (2.66)$$

На практиці економія буде більшою, оскільки консервація 4-х трансформаторів дозволить уникнути витрат на капітальні ремонти — орієнтовно 300 тис. грн.

Крім того, зменшуються втрати реактивної потужності та енергії. Реактивна потужність, обумовлена током намагнічування трансформатора, дорівнює:

$$Q_{XX} = \frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{\text{ТР.Н}} = \frac{0,65}{100} \cdot 63000 = 410 \text{ кВАр,} \quad (2.67)$$

де I_{XX} — струм холостого ходу трансформатора, %.

Річний витрат реактивної енергії 4-ма трансформаторами складе:

$$410 \cdot 8760 = 14348880 \text{ кВАр}\cdot\text{год} \quad (2.68)$$

При ціні 0,0114 грн/кВАр·год (без ПДВ) плата за реактивну енергію складе:

$$14348880 \cdot 0,0114 \cdot 1,2 = \text{грн/рік.} \quad (2.69)$$

Оскільки капітальні вкладення відсутні, єдиною статтею витрат є витрати на виконання даної НДР — 30 тис. грн.

Тоді термін окупності витрат складе:

$$T_{\text{ок}} = \frac{30000}{978827} = 0,03 \text{ р.} \quad (2.70)$$

ВИСНОВКИ

В результаті виконання магістерської роботи вирішено такі завдання:

- Проаналізовано схеми та електричні навантаження підстанцій ГПП-3, ГПП-4, ГПП-5, уточнено варіанти схем реконструкції, запропоновано ще один варіант з відключенням трансформаторів Т5 і Т6 на ГПП-3.

- Розраховані втрати потужності в трансформаторах ГПП-4, які при відключенні трансформаторів Т1 і Т3 знижуються на 119,7 кВт, що відповідає економії енергії 1 048 572 кВт·год/рік.

- Знайдено технічне рішення, яке забезпечує резервування живлення без установки додаткового секційного вимикача.

- Розраховані втрати потужності для варіанту переведення споживачів ГПП-5 на живлення від ГПП-4 через додаткові з'єднувальні лінії. Показано, що втрати в з'єднувальних лініях перевищують втрати в трансформаторах ГПП-5, що робить цей варіант збитковим.

- Розраховані втрати потужності для варіанту переведення споживачів ГПП-4 на живлення від ГПП-5 і ГПП-3. Визначено, що економія на втраті складає 215 тис. грн. при витратах на додаткові з'єднувальні лінії 3 556 тис. грн., термін окупності витрат 16,5 років — тобто цей варіант є неефективним.

- Розраховані параметри з'єднувальних ліній електропередачі між підстанціями на напругу 6 і 35 кВ, визначені витрати на їх будівництво.

- Розраховані втрати потужності при виведенні в резерв трансформаторів Т5 і Т6 на ГПП-3, в результаті чого втрати потужності знижуються на 100,9 кВт, що відповідає енергії 88 884 кВт·год/рік.

- Розраховано економічний ефект при виведенні в холодний резерв трансформаторів Т1 і Т3 на ГПП-4 і Т5, Т6 на ГПП-3, який склав понад 978,8 тис. грн/рік.

Запропоновані рішення не потребують капітальних витрат. При оцінці економічного ефекту не враховувалося зниження витрат, пов'язаних з експлуатацією і капітальними ремонтами виведених з роботи 4-х трансформаторів, а також зниження споживання реактивної енергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. O. Sinchuk, A. Kupin, I. Sinchuk, O. Dozorenko, and R. Krasnopolsky, Algorithms design for fuzzy control by power streams in conditions of underground extraction of iron ore, IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), 2020. DOI:10.1109/ESS50319.2020.9160168
2. А. В. Праховник, В. П. Розен, и В. В. Дегтярев, Энергосберегающие режимы электроснабжения горнодобывающих предприятий, Москва, СССР: Недра, 1985.
3. О. М. Сінчук, І. О. Сінчук, та Т. М. Берідзе, «Аналіз факторів енергетичної безпеки України», Гірничий вісн. Наук.-техн. зб., № 103, с 126-132, 2018.
4. І. О. Сінчук, «Формалізація показників балансу споживання електричної енергії підземними залізородними підприємствами», Гірничий вісн. Наук.-техн. зб., Вип. 105, с. 132-138, 2019.
5. І. О. Сінчук, Коментар до стану електроенергетики залізородних підприємств як сегмента їх конкурентоспроможності: Монографія. Кременчук, Україна: ПП Щербатих О. В., 2018.
6. S. M. Voiko, I. O. Sinchuk, F. I. Karamanyts, I. A. Kozakevych, M. L. Baranovska, and O. M. Yalova, Aspects of the problem of applying distributed energy in iron ore enterprises' electricity supply systems: Multi-authored monograph. Warsaw, Poland: "iScience" Sp. z o. o., 2018.
7. H. A. Gabbar, Smart Energy Grid Engineering, USA, Salt Lake City: Academic Press, 2016.
8. І. О. Сінчук, С. М. Бойко, та О. Є. Мельник, Нормативно-правова база енергетики: Навчальний посібник. Кременчук, Україна: ПП Щербатих О. В., 2017.
9. Виконком Криворізької міської ради. (2016, Бер. 31). Рішенням міської ради № 376. Стратегічний план розвитку міста Кривого Рогу на період до 2025 року. [Електронний ресурс]. Доступно: https://kr.gov.ua/ua/osxfile/pg/100415583959267_s_10o.

10. Сінчук О.М., Кобеляцький Д.В. Стохастичність в моделюванні системи постачання – споживання електричної енергії. Матеріали Міжнародна науково – технічна конференція «Розвиток промисловості та суспільства», Кривий Ріг, 63с.
11. Сінчук О.М., Сінчук І.О., Осадчук Ю.Г., Касаткіна І.В. до проблеми побудови тактики реалізації процесу модернізації систем електропостачання діючих залізрудних шахт. Качество минерального сырья. Сб. науч. тр., 2018, с. 623-633.
12. Синчук И.О., Касаткина И.В., Яловая А.Н., Юрченко Н.Н. О направлених снижения энергозатрат в железорудных шахтах, Міжнародна науково – технічна конференція «Розвиток промисловості та суспільства», Кривий Ріг, ДВНЗ «КНУ», 2016, т. 1, 283 с.
13. А. Ф. Жаркін, С. П. Денисюк, та В. А. Попов, Системи електропостачання з джерелами розподіленої генерації. Київ, Україна: Наукова думка, 2017.
14. І. О. Сінчук, «Вартісно-цільові аспекти моніторингу рівнів електроспоживання на підприємствах залізрудної галузі Криворізького регіону», Електротехніка та електроенергетика, № 3, с. 30-38, 2018.
15. Ф.П. Шкрабець, П.Г.Плешков Основи електропостачання. Навчальний посібник.- Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010. – 408с.
16. Качан Ю.Г. Методические основы повышения энергоэффективности системы электроснабжения промышленных предприятий [Текст] / Ю.Г.Качан, В.В.Дьяченко // Гірнична електромеханіка та автоматика: Наук.-техн.зб. – Дніпропетровськ: НГУ, 2006. – Вип.76. – С.12-17. – ISSN 0201-7814
17. Правила улаштування електроустановок. Чинний від 21.08.2017. На заміну ПУЕ-86. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2017, 251с.
18. Праховник А.В., Розен В.П. и Дегтярев В.В. Энергоберегающие режимы электроснабжения горнодобывающих предприятий. Недра, 1985, 232с.

19. Про ринок електричної енергії: Закон України від 09.11.2017. №2189-VIII: станом на 21.08.2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 10.10.2024).