

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва транспорту та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ “ _____2025р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за першим (бакалаврським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Розроблення системи електропостачання
електромеханічного заводу”

Виконав здобувач вищої освіти
4 курсу, групи ЕЕ-21
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Хазан А.О.
« ____ » _____2025р.

Керівник роботи
к.т.н., доцент
_____Андрій КОТИШ
« ____ » _____2025р.
Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет Будівництва транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«_____» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Хазана Артура Олексійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Розроблення системи електропостачання електромеханічного заводу

Development of a power supply system for an electromechanical plant

2. Керівник роботи (проекту)

Котвиш Андрій Іванович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1.Електричні навантаження; 2.Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки; 3.Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання; 4.Компенсація реактивної потужності; 5.Трансформаторні підстанції; 6.Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання; 7.Спеціальний розділ; Висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>	<i>к.т.н., доц. Н. Гарасьова</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>08.05.25</i>	
2	<i>Електричні навантаження</i>	<i>12.05.25.</i>	
3	<i>Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки</i>	<i>16.05.25.</i>	
4	<i>Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства</i>	<i>19.05.25.</i>	
5	<i>Компенсація реактивної потужності</i>	<i>21.05.25.</i>	
6	<i>Трансформаторні підстанції</i>	<i>24.05.25</i>	
7	<i>Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>28.05.25.</i>	
8	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>01.06.25.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2025 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2025 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 79 с.; 15 рис.; 18 табл.; 10 джерел, додатки.

Хазан А.О. Розроблення системи електропостачання електромеханічного заводу. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2025 р.

Метою даної кваліфікаційної роботи є розроблення системи електропостачання промислового підприємства. Під час її виконання вирішувалися питання вибіру основного електрообладнання, компенсації реактивної потужності, різноманітні схемні рішення по системі електропостачання тощо.

Спеціальний розділ роботи присвячено питанням дослідження впливу несиметричних режимів на додаткові втрати електроенергії.

Ключові слова: система електропостачання, електротехнічна система електроспоживання, електричне навантаження, електрична енергія, несиметрія струмів і напруг.

SUMMARY

Khazan A.O. Development of a power supply system for an electromechanical plant. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electric power, electrical engineering and electromechanics". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2025.

The purpose of this qualification work is to develop a power supply system for an industrial enterprise. During its implementation, the issues of selecting the main electrical equipment, reactive power compensation, various circuit solutions for the power supply system, etc. were addressed.

A special section of the work is devoted to the study of the impact of asymmetric modes on additional electricity losses.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Keywords: power supply system, electrical power consumption system, electrical load, electric energy, current and voltage asymmetry.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

Стор.

Вступ.....	
1. Електричні навантаження.....	
2. Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної роподільної установки (головної знижувальної підстанції).....	
3. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства.....	
4. Компенсація реактивної потужності.....	
5. Трансформаторні підстанції.....	
6. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання.....	
7. Спеціальний розділ роботи.....	
Висновки.....	
Перелік посилань.....	

					Випускна кваліфікаційна робота					
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Недокум.</i>	<i>Підпис.</i>	<i>Дат</i>				<i>Літ.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>	<i>Хазан</i>				<i>Розроблення системи електропостачання електромеханічного заводу</i>					
<i>Перевір.</i>	<i>Котиш</i>									
<i>Н.контр.</i>								ЦНТУ гр. ЕЕ-21		
<i>Затвер.</i>	<i>Плешков</i>									

Вступ

Дана випускна кваліфікаційна робота передбачає розроблення системи електропостачання сучасного електромеханічного заводу. Це підприємство характеризується сталою динамікою технологічних процесів, пов'язаною з безперервним впровадженням нових способів обробки, модернізацією устаткування та постійним удосконаленням як самих виробів, так і їх виготовлення.

Розроблення проекту системи електропостачання передбачає детальне планування й обчислення всіх аспектів, потрібних для гарантування стабільного та ефективного постачання електричної енергії. Ось декілька ключових етапів цього процесу:

Аналіз вимог: Збагнення потреб споживачів електроенергії, технічних показників та розміру електричного навантаження.

Вибір місця та розташування об'єктів: Визначення найкращого місця для розташування електростанцій, підстанцій, ліній електропередачі тощо, з врахуванням топографії, екологічних та інших чинників.

Технічний проєкт: Створення технічних схем, вибір устаткування, розрахунок напруги, потужності, струмів, втрат електричної енергії, резервування і т. ін.

Проектування електричних мереж: Визначення найкращої конфігурації електричних мереж, включно із вибором типу та параметрів електричних ліній, трансформаторів, запобіжних пристроїв тощо.

Безпека й надійність: Врахування потреб щодо безпеки людей, майна та довкілля, а також розробка заходів з попередження аварій та забезпечення стабільності системи.

Економічне обґрунтування: Оцінка видатків на спорудження й експлуатацію системи, врахування торифітів на електроенергію, аналіз витрат і вигод від впровадження проєкту.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Зважаючи на складність та важливість систем електропостачання, розробка проєкту потребує комплексного підходу, врахування різних чинників та співпрацю між фахівцями різних сфер, таких як електротехніка, інженерія, економіка, екологія й право.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Електричні навантаження

Метою розрахунку й визначення електричних навантажень є потреба у тому, щоб наявно зрозуміти, яку кількість електроенергії споживають різні споживачі в конкретному об'єкті або мережі. Визначення зазначених електричних навантажень здійснюємо відповідно методики наданій в [1, 2].

1.1. Електричні силові навантаження в мережах підприємства до 1000В

Активне силове розрахункове навантаження для групи електроприймачів чи для вузла навантаження визначається за виразом:

$$P_p = P_{cm} \cdot K_M \quad (1.1)$$

де P_{cm} - середнє активне силове навантаження групи або ж вузла навантаження;

K_M - коефіцієнт максимуму (довідникова величина).

Груповий коефіцієнт використання:

$$K_u = \frac{\sum_1^n P_{cm}}{\sum_1^n P_n} \quad (1.2)$$

де P_{cm} P_n - середнє навантаження та усталена потужність групи приймачів з однаковими режимами роботи;

n - кількість груп приймачів з різними режимами роботи.

Так зване ефективне число електроприймачів у групі (вузлі) n_e :

$$n_e = \frac{2 \sum P_n}{P_{n.max}} \quad (1.3)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахункове силове реактивне навантаження групи приймачів або вузла навантаження:

$$Q_p = Q_{cm} \quad (1.4)$$

- при $n_e > 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cm} \quad (1.5)$$

- при $n_e \leq 10$;

де Q_{cm} - реактивне середнє силове навантаження

$$Q_{cm} = P_{cm} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1.6)$$

Розрахунковий максимум або (повне навантаження)

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (1.7)$$

За для прикладу виконаємо розрахунок силових електричних навантажень для I-го корпусу підприємства:

Використавши початкові дані знаходимо коефіцієнт m :

$$m = \frac{P_{н. \max}}{P_{н. \min}} = \frac{82}{4} = 20,5$$

Тоді середнє навантаження групи приймачів з однаковим режимом роботи:

$$P_{cm} = P_{сум} K_u = 2267 \cdot 0.466 = 1057 \text{ кВт}$$

$$Q_{cm} = P_{cm} \operatorname{tg} \varphi = 1057 \cdot 0.29 = 311 \text{ кВар}$$

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Ефективне число електроприймачів

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum P_n}{P_{n.\max}} = \frac{2 \cdot 2267}{82} = 22$$

Коефіцієнт максимуму K_M знаходимо згідно таблиць [1, 2] в залежності від значення K_B групового коефіцієнта використання та еф. числа ЕП у групі або у вузлі навантаження: $K_M = 1.20$.

Розрахункове силове активне та реактивне навантаження для групи електроприймачів:

$$P_p = P_{cm} \cdot K_M = 1057 \cdot 1.2 = 1269 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_{cm} = 311 \text{ кВар (так як } n_e > 10);$$

Для інших цехів та підрозділів підприємства розрахунок виконується аналогічно наведеному і показаний у таблиці Д 1.1. (Додатки) як і загальний результат.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

1.2 Освітлювальні навантаження

Встановлена потужність освітлювальних приймачів електричної енергії, кВт:

$$P_y = p_0 F \cdot 10^{-3} \quad (1.8)$$

де p_0 - питома потужність освітлювального навантаження цеху (підрозділу); кВт;

F – його площа, m^2 .

Розрахункове освітлювальне навантаження для електроприймачів кВт:

$$P_{p.осв} = K_n P_y \quad (1.9)$$

де K_n - коефіцієнт попиту для освітлювального навантаження.

Приклад розрахунку освітлювальних навантажень нашого підприємства приводимо для І-го корпусу:

$$F = 5400 \text{ м}^2$$

$$P_0 = 19 \text{ Вт / м}^2$$

$$P_y = F \cdot P_0 \cdot 10^{-3} = 5400 \cdot 19 \cdot 10^{-3} = 102,6 \text{ кВт}$$

$$P_p = K_n K_1 P_y = 0,9 \cdot 1,0 \cdot 102,6 = 92,3 \text{ кВт}$$

Розрахунки для інших цехів та підрозділів підприємства виконуються аналогічно. Результати зведені до таблиці Д 1.2.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

1.3. Електричні силові навантаження в мережі підприємства вище 1000В

Порядок розрахунку силових навантажень в мережах напругою вище 1000 В виконується у відповідності з настановами [3, 4, 5]. При цьому враховуються втрати в цехових силових трансформаторах:

$$\Delta P = n(\Delta P_x + \Delta P_k K_3^2) \quad (1.10)$$

$$\Delta Q = n\left(\frac{I_x}{100} S_H + \frac{U_k}{100} S_H K_3^2\right) \quad (1.11)$$

де n – кількість трансформаторів;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – відповідно втрати х.х і к.з., %;

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

Також враховується потужність компенсуючих пристроїв, які встановлені на високій і низькій стороні (див. п. 4).

Результати зазначених розрахунків силових електричних навантажень в мережах вище 1000 В наведено у табл. Д 1.3.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

1.4. Графіки електричних навантажень

Метою побудови графіків електричних навантажень є візуалізація та аналіз динаміки споживання електричної енергії впродовж певного часового періоду. У даному випадку доба.

У даній роботі здійснюємо побудову зимових і літніх графіків навантажень $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ із урахуванням кількості робочих і вихідних днів, а також річний графік навантаження за тривалістю.

Споживання активної та реактивної електроенергії:

$$W_z = \sum P_i T_i \quad (1.12)$$

$$V_z = \sum Q_i T_i \quad (1.13)$$

Кількість годин використання максимуму навантаження:

$$T_{\max} = \frac{\sqrt{W_G^2 + Q_G^2}}{P_P} \quad (1.14)$$

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 \quad (1.15)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Програма для побудови річного графіку за тривалістю

Робочі дні:

	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:	Кількість днів робочих:
Зимові	$W_r = 9279463$	зимою 147
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:	літом 105
	$V_r = 1553140,26$	
	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:	Кількість днів вихідних:
Літні	$W_r = 6516119,295$	зимою 65
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:	літом 48
	$V_r = 942978,015$	

Вихідні дні:

	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:
Зимові	$W_r = 1822128,75$
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:
	$V_r = 167979,5$
	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:
Літні	$W_r = 1143736,2$
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:
	$V_r = 105439,44$
	Час викорористання максимального навантаження, год:
	$T_M = 4519,442747$
	Час максимальних втрат, год:
	$\tau_M = 2905,795434$

Зовнішній вигляд графіків електричних навантажень підприємства наведено на рис. 1.1 – 1.5

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					



Рис. 1.1.



Рис. 1.2.

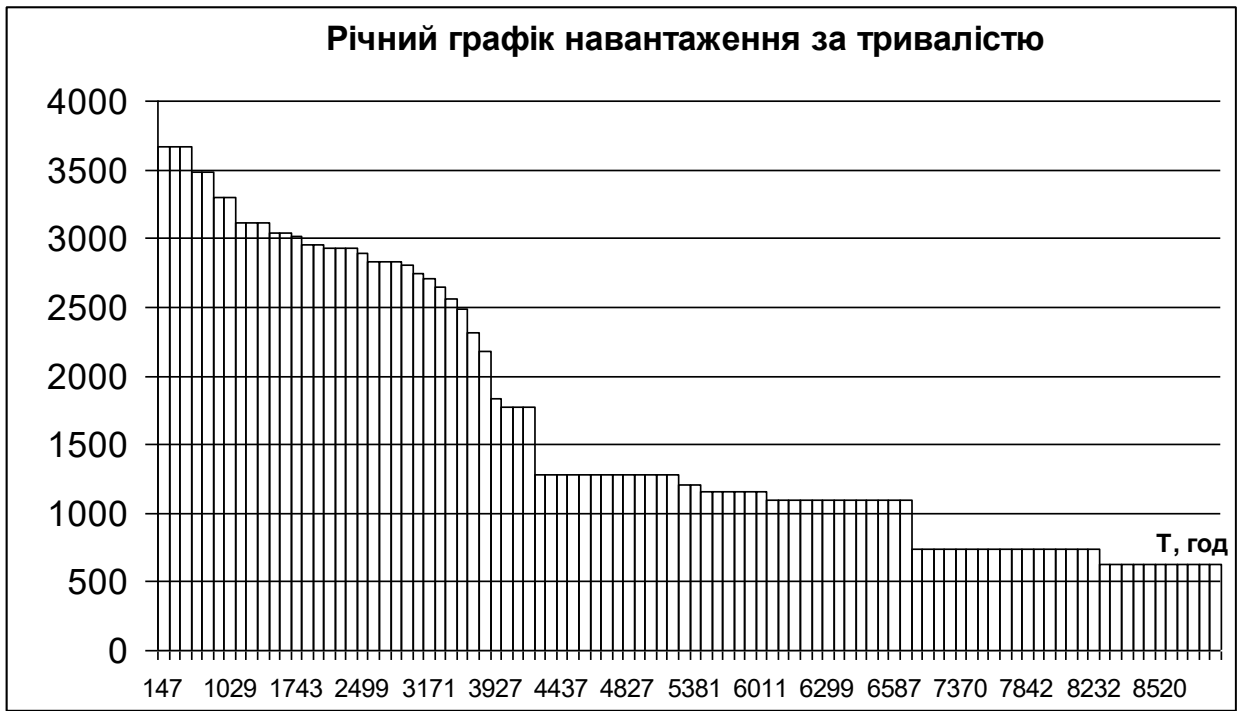


Рис. 1.5.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки

Графічне представлення розподілу електричних навантажень саме й називається картограмою електричних навантажень

Для того, щоб правильно побудувати картограму навантажень усіх цехів і підрозділів та підприємства в цілому визначаються для кожного з них радіуси кіл R_i та площі πR_i^2 , котрі у певному масштабі дорівнюватиме навантаженню P_i , кВА.

$$P_i = \pi R_i^2 m \quad (2.1)$$

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}} \quad (2.2)$$

де m - масштаб кола, $\text{кВт}/\text{мм}^2$.

Координати центру (X , Y) для заводу в цілому визначається:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad Y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (2.3)$$

де X_i й Y_i , - координати центрів електричних навантажень підрозділів підприємства.

Освітлювальне навантаження - це кут α , який відповідає площі цього освітлюваного навантаження:

$$\alpha_i = \frac{P_{i.осв} \cdot 360}{\pi R_i^2} \quad (2.4)$$

Приклад: наведемо побудову для корпусу I

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$R = \sqrt{\frac{P}{\pi * m}} = \sqrt{\frac{P_{Pocс} + P_{Pcил}}{\pi * m}} = \sqrt{\frac{1269 + 92}{3,14 * 0,3}} = 38.мм$$

$$\alpha = \frac{P_{Pocс} * 360^0}{\pi * R^2} = \frac{92 * 360^0}{3,14 * 38^2} = 7^0$$

Аналогічно виконуємо розрахунок для інших підрозділів заводу, результати в таблиці Д 2.1.

Координати ЦЕН:

$$\begin{aligned} X_0 &= 14,63 \text{ СМ} \\ Y_0 &= 9,93 \text{ СМ} \end{aligned}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства

У даній роботі можливим джерелом електро забезпечення заводу з розрахунковим навантаженням $S_p = 4196,0 \text{кВА}$ - може бути п/ст енергосистеми - з двома трансформаторами 10 МВА 35/10 кВ.

Відстань між цією підстанцією й підприємством 1,7 км. Тобто для порівняння схем зовнішнього електропостачання нам можна обрати 2 варіанти: а) з наругою живлення 35 кВ; б). з напругою живлення 10 кВ.

Остаточне рішення вибирається шляхом порівняння загальних приведених витрат для кожного варіанту.

Приведені затрати по i – му варіанту:

$$Z_i = E_n K_i + C_i + C_{\text{втр.}i} + Y_i \quad (3.1)$$

E_n - нормативний коефіцієнт ефективності кап. вкладень, 1/рік;

K_i - сумарні капітальні затрати, тис. грн.;

C_i - поточні затрати на передачу та розподіл ел. енергії, тис.грн./рік;

$C_{\text{втр.}i}$ - вартість втраченої електроенергії, тис.грн./рік;

Y_i - ймовірні збитки від перервів в електропостачанні, тис.грн/рік.

Поточні затрати C_i :

$$C_i = C_{ai} + C_{ei}. \quad (3.2)$$

Вартість втраченої електроенергії:

$$C_{\text{втр.}} = c_0 \Delta W \quad (3.3)$$

ΔW втрати електроенергії в повітряних і кабельних лініях, кВт*год;

$$\Delta W = \Delta P_{1\text{км}} l_{\Sigma} K_3^2 \tau \quad (3.4)$$

$\Delta P_{1\text{км}}$ – втрати потужності в лініях електропередачі на 1 км довжини

l_{Σ} – сумарна довжина ланцюгів ліній, км;

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

K_3 – коефіцієнт завантаження лінії електропередачі;

τ – число годин річних максимальних втрат.

Втрати електроенергії в трансформаторі:

$$\Delta W = \Delta P_x t + \Delta P_k K_3^2 \tau \quad (3.5)$$

де t число годин роботи трансформатора за рік.

Збитки:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.6)$$

де λ_i - параметр потоку відказів одного із елементів системи електропостачання, 1/рік;

n - кількість елементів ланцюга (кола) схеми.

Загальна методика розрахунку, яка використовується у роботі викладена в [6].

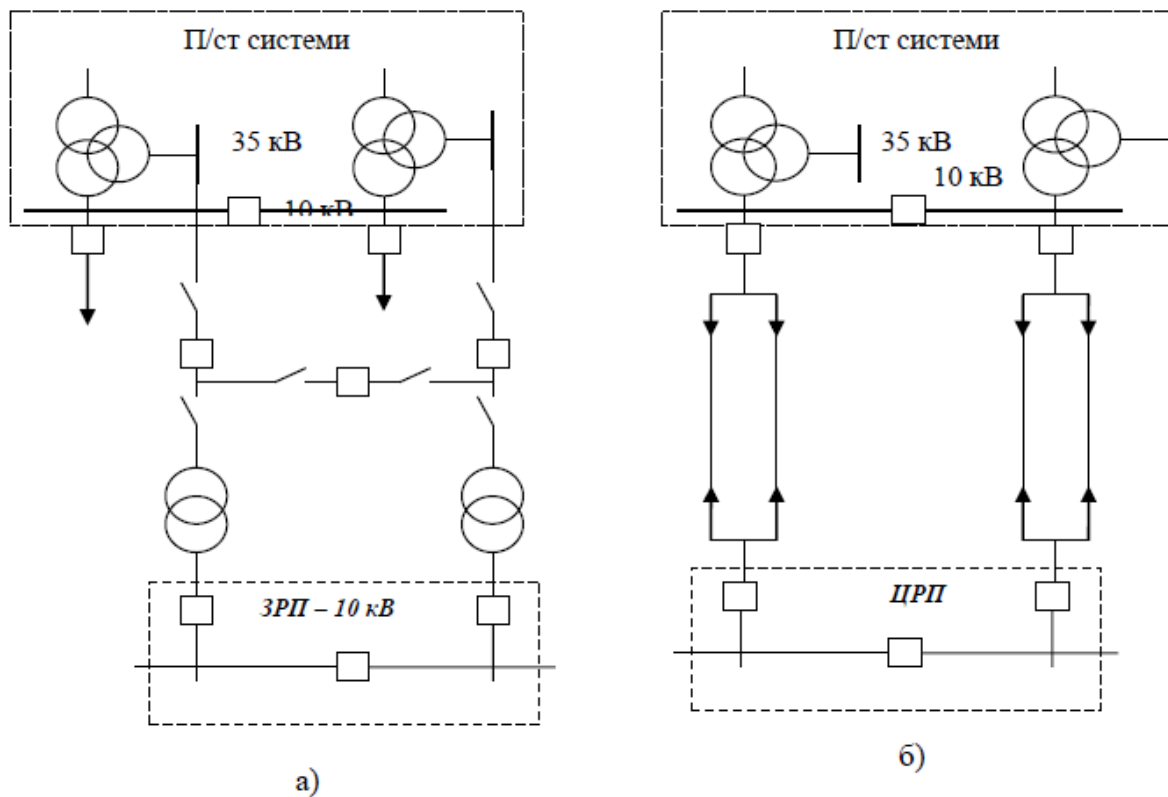


Рис 3.1. Схеми зовнішнього електропостачання

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок капітальних вкладень

Таблиця 3.1. Розрахунок капітальних вкладень

<i>№ вар.</i>	<i>Назва елемента схеми</i>	<i>Одиниця</i>	<i>Кількість</i>	<i>Вартість</i>	<i>Всього</i>
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	км	1,7	70	119
	ВРП 35 кВ	шт.	1	98	98
	2 x ТМН-2500/35	шт.	2	750	1500
<i>Всього</i>					1717

Розрахунок поточних витрат

Таблиця 3.2. Розрахунок поточних витрат

<i>№ вар</i>	<i>Назва елемента схеми</i>	K_j , тис.грн.	P_{aj} , %	C_{aj} , тис.грн.	P_{oj} , %	C_{aj} , тис.грн.	C_j , тис.грн.
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	119	5	5,95	5	5,95	11,9
	ВРП 35 кВ	98	15	14,7	5	4,9	19,6
	2 x ТМН-2500/35	1500	15	225	5	75	300
<i>Всього</i>							331,5

Розрахунок збитку від перерви електропостачання

$$U = U_0 P_{cp} T_a = 20 \cdot 2,14 \cdot 0,01435 = 0,61$$

II Варіант

Розрахунок капітальних вкладень

Таблиця 3.1. Розрахунок капітальних вкладень

<i>№ вар.</i>	<i>Назва елемента схеми</i>	<i>Одиниця</i>	<i>Кількість</i>	<i>Вартість</i>	<i>Всього</i>
2	КЛ 10 кВ	км	3,4	52	176,8
	Траншея	км.	1,7	14,3	24,31
	Шафи КРП серії КУ-10	шт.	2	10,7	21,4
<i>Всього</i>					222,51

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Розрахунок поточних витрат

Таблиця 3.2. Розрахунок поточних витрат

№ вар	Назва елемента схеми	К _ж , тис.грн.	Р _{аж} , %	С _{аж} , тис.грн.	Р _{эж} , %	С _{эж} , тис.грн.	С _ж , тис.грн.
2	КЛ 10 кВ	176,8	5	8,84	5	8,84	17,68
	Траншея	24,31	5	1,2155	5	1,2155	2,431
	Шафи КРП серії КУ-10	21,4	15	3,21	5	1,07	4,28
<i>Всього</i>							24,391

Розрахунок збитку від перерви електропостачання

$$V = U_0 P_{cp} T_a = 20 \cdot 2,14 \cdot 0,00666 = 0,29$$

Підсумкові результати розрахунку зводимо у таблицю 3.3.

Таблиця 3.3. Техніко – економічні показники варіантів схем

Показники	Варіанти (тис. грн)	
	I	II
Капітальні вкладення	1717	222,5
Поточні витрати	331,5	24,4
Вартість втрат електроенергії	615,6	310,8
Збиток	0,61	0,29
Приведені витрати	1153,5	362,1

Висновок - економічно вигіднішим є II варіант, із живленням підприємства КЛ напругою 10 кВ.

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

4. Компенсація реактивної потужності

Реактивна потужність в електромережах спричиняє втрати електроенергії, яких можна уникнути або зменшити завдяки її компенсації. Це сприяє підвищенню загальної енергоефективності.

Надлишок реактивної потужності здатен перевантажити мережу та спричинити падіння напруги. Компенсація дозволяє запобігти таким явищам і забезпечити стабільну роботу системи.

Наявність надмірної реактивної потужності може негативно впливати на роботу обладнання через знижену напругу, що, в свою чергу, призводить до підвищення теплових навантажень і скорочення строку служби пристроїв.

4.1. Розрахунок балансу реактивної потужності

Загальна (сумарна) потужність компенсуючих пристроїв (КП):

$$Q_{кп} = Q_p - Q_e \quad (4.1)$$

де Q_p – реактивне розрахункове навантаження в режимі max.;

Q_e - реактивна потужність, економічно обґрунтована, яка по технічним вимогам може бути передана споживачеві в режимі max.

Q_e знаходиться за виразом:

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (4.2)$$

де P_p - розрахункове активне навантаження в режимі max.;

$\operatorname{tg}\varphi$ — заданий системою рівень компенсації реактиву (для ПрАТ "Кіровоградобленерго" $\operatorname{tg}\varphi = 0,150$).

							Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Питання що розглядається у цьому розділі (компенсації реактивної потужності) вирішується також одночасно із вибором кількості N та потужності S цехових трансформаторів.

Мінімальна кількість трансформаторів, яка потребується для живлення мах. навантаження, визначається за наступним виразом:

$$N_0 = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{ном}} + \Delta N \quad (4.3)$$

P_p , K_3 , $S_{ном}$, ΔN - відповідно споживання активної потужності в мережі напругою до 1 кВ; коефіцієнт завантаження трансформаторів; номінальна потужність 1-го трансформатора та добавка до найближчого більшого цілого числа (щодо кількості трансформаторів).

Реактивна потужність, яка може передаватися із мережі 10 кВ в мережу до 1 кВ при встановленні певної кількості N трансформаторів:

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot K_3 \cdot S_{ном})^2 - P_p^2} \quad (4.4)$$

$$N_0 = \frac{3468 + 338}{0,7 \cdot 630} = 8,6 \text{ приймаємо } 9 \text{ трансформаторів.}$$

Далі будуть розглядатися такі варіанти компенсації реактиву при кількості трансформаторів $N = N_0, N = N_0 + 1, N = N_0 + 2$

Варіант 1 $N=9$ тансформаторів

$$Q_1 = \sqrt{(9 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 3806^2} = 1676 \text{ квар}$$

Потужність КП, встановлювальних в мережі до 1000 В:

$$Q_{кн} = Q_H - Q_1 = 2612 - 1677 = 935 \text{ квар}$$

Потужність КП, встановлювальних в мережі 10 кВ:

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$Q_{KB} = Q_H - Q_{KH} - Q_3 = 2612 - 936 - 486 = 1190 \text{квар}$$

Витрати на компенсацію

$$З = (K_{KH} + K_{KB} + K_{КП}) * E_H + (\Delta P_{KH} + \Delta P_{KB} + \Delta P_{П}) * C_0 * \tau \quad (4.5)$$

вартість КП на стороні 0,4 кВ:

$$K_{KH} = \sum_{i=1}^n N_{KH} * K_{КЦ}^{0,4} = 4 * 20,42 + 1 * 8,2 = 89,88 \text{тис.грн.}$$

вартість КП на стороні 10000 В:

$$K_{KB} = \sum_{i=1}^n N_{KB} * K_{КЦ}^{10} = 2 * 28,42 = 56,84 \text{тис.грн.}$$

Вартість КТП:

$$K_{КТП} = 0$$

Втрати активної потужності в КП:

$$\Delta P_{KH} = P_{ПТТ}^{KH} * Q_{KH} = 4,5 * 0,936 = 4,2 \text{кВт}$$

$$\Delta P_{KB} = P_{ПТТ}^{KB} * Q_{KB} = 2,5 * 1,19 = 2,97 \text{кВт}$$

Втрати активної потужності що передаються через трансформатори:

$$\Delta P_{П} = \frac{Q_1^2}{U_{ном}^2} * R_{СК} = \frac{1676^2}{10^2} * 2,12 * 10^{-4} = 5,9 \text{кВт}$$

$$\text{де } R_{СК} = \frac{\Delta P_{КЗ} * U_{ном}^2}{N * S_{номтр}^2} = \frac{7,6 * 10^2}{9 * 630^2} = 2,12 * 10^{-4}$$

$$З = (89,88 + 56,84 + 0) * 0,12 + (4,2 + 2,97 + 5,9) * 5,217 * 2939 * 10^{-3} = 193,94 \text{тис.грн.}$$

Розрахунки за іншими варіантами ($N = N_0 + 1$ та $N = N_0 + 2$) аналогічний.

Загальні результати здобутих розрахунків див. таблиця 4.1

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Табл.4.1 Баланс реактивної потужності

Показники	Одиниця виміру	Варіант		
		1	2	3
Потужність КП у мережі 0,4 кВ	квар	935,0	65,0	0
Потужність КП в мережі 10000 В	квар	1180,0	2065,0	2123,0
Споживання реактиву із системи	квар	485,0	485,0	485,0
Підсумок за умовою балансу	квар	2613,0	2613,0	2613,0
Витрати на компенсацію	Тис.грн.	193,93	249,35	322,7

Проведені у роботі розрахунки показали, що найбільш доцільним виявляється 1-й варіант.

4.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв

Визначення кількості, потужності та розміщення компенсуючих пристроїв для компенсації реактивної потужності ґрунтується на кількох основних критеріях:

Перш за все проводиться детальний аналіз електричної системи, зокрема рівня реактивної потужності та типу навантаження. Це дозволяє встановити необхідний обсяг компенсації для забезпечення ефективної роботи мережі.

Виходячи з результатів аналізу потужності, визначають необхідну кількість і тип компенсуючих пристроїв для досягнення бажаного рівня компенсації реактивної потужності. До таких пристроїв можуть належати конденсаторні установки, реакторні елементи або синхронні компенсатори.

Компенсуючі пристрої можуть бути встановлені на різних рівнях електромережі — як у магістральних лініях загального користування, так і

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

безпосередньо біля окремих споживачів. Місце їх розміщення визначається з урахуванням потреб енергосистеми та технічних умов реалізації.

Ну і як було показано вище це безумовно економічні фактори.

У підсумку, для раціонального вибору кількості, потужності та місця встановлення компенсуючих пристроїв необхідний всебічний підхід, який охоплює технічні, економічні та нормативні чинники

Вибір кількості та місця розташування КП виконуємо у вигляді табл. Д 4.1.

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

5. Трансформаторні підстанції

Вибір трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ базується на низці техніко-економічних, експлуатаційних і нормативних умов. Основні з них:

Потужність навантаження: Підстанція повинна забезпечувати надійне живлення всіх споживачів у зоні дії з урахуванням пікових навантажень. Тип навантаження: Враховується наявність одно- та трифазних споживачів, характер споживання (постійне чи змінне, активне чи реактивне). Перспективи розвитку: Закладається резерв потужності на майбутнє розширення або збільшення навантаження.

Близькість до споживачів: Мінімізація довжини кабельних ліній для зменшення втрат електроенергії. Топографія і забудова: Місце повинно відповідати нормам безпеки, бути доступним для обслуговування, враховувати особливості рельєфу та інфраструктури.

Зовнішнього чи внутрішнього встановлення: Залежно від кліматичних умов та вимог безпеки. Резервування: Наявність резервного живлення на випадок аварії. Паралельна робота трансформаторів: Якщо використовується більше одного трансформатора, передбачають їх синхронну роботу.

Вартість обладнання і монтажу. Окрім того вибір підстанції повинен відповідати вимогам ПУЕ, ДСТУ, а також будівельним і екологічним нормам.

До того ж потужність ТП ще перевіряється на аварійне перевантаження

$$S_{доп} = 1,4S_{ном} \geq S_{ав} \quad (5.1)$$

В цілому вибір ТП буде проводитись у вигляді таблиці Д 5.1.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

6. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання

6.1. Розрахунок струмів коротких замикань

У випусковій уваліфікаційній роботі будемо визначати наступні величини:

- початкове значення періодичної складової струму короткого замикання (КЗ):

$$I_{п0} = I'' = \frac{E_{\Sigma}''}{\sqrt{3} \cdot X_{PE3}}, \quad (6.1)$$

де - E_{Σ}'' надперехідна результуюча ЕРС, кВ;

X_{PE3} – результуючий опір, приведений до відповідної ступені, мережі де розраховується струм КЗ, Ом.

Ударний струм КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} \right), \quad (6.2)$$

де T_a - стала часу:

$$T_a = \frac{X_{PE3}}{\omega G_{PE3}}, \quad (6.3)$$

де X_{PE3} G_{PE3} - відповідно результуючі індуктивний і активний опори до точки КЗ.

Розрахунок струмів КЗ виконуємо за допомогою прикладної програми TKZ-RS на комп'ютерній техніці. Результати у таблицях Д 6.1., Д 6.2., Д 6.3.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

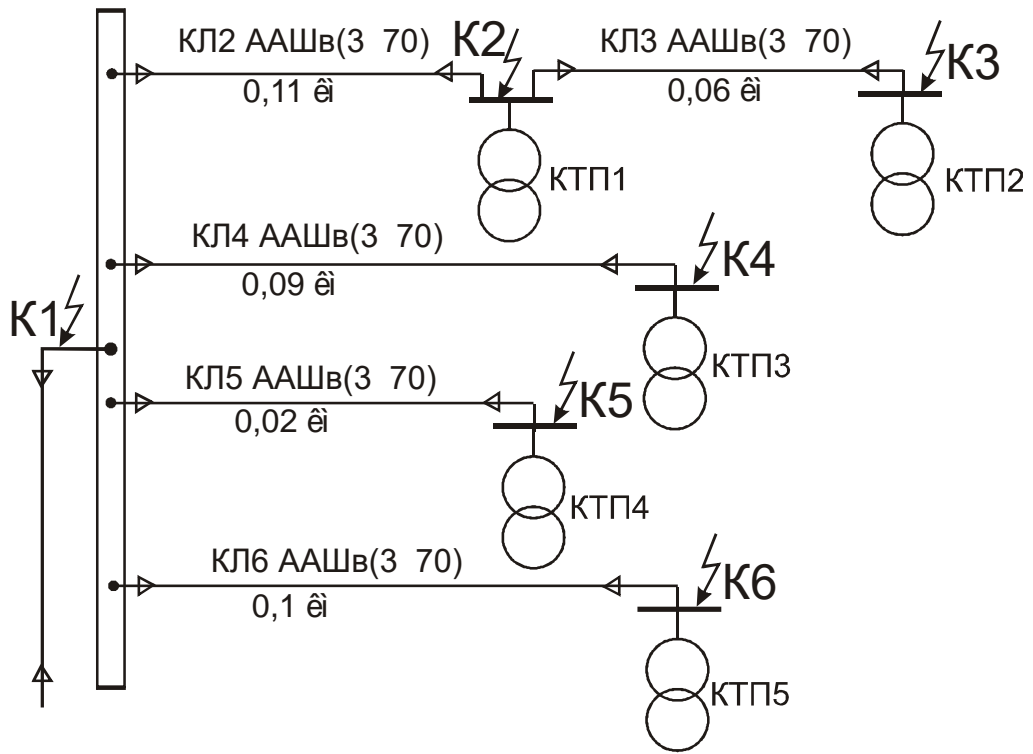


Рис.6.1. Розрахункова схема мережі щодо розрахунку струмів КЗ

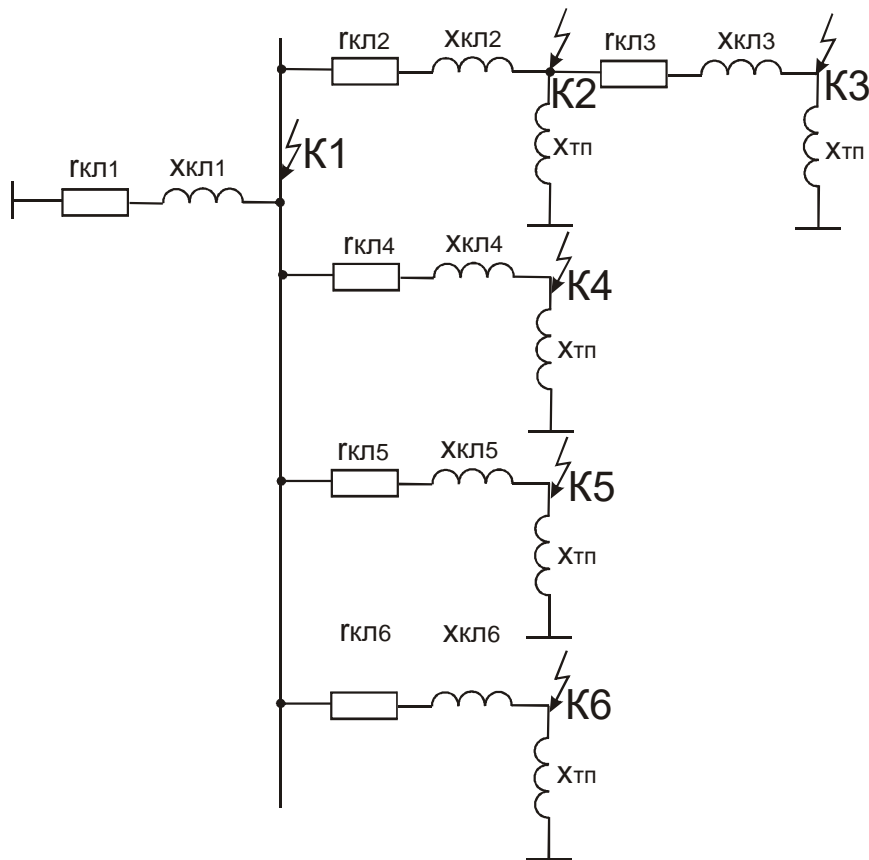


Рис.6.2. Схема заміщення мережі для розрахунку струмів КЗ

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

6.2. Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж

Перетин жил кабелів вибираємо нами згідно [10] за економічною густиною струму

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}} \quad (6.4)$$

де $j_{ек}=1,4 \text{ А/мм}^2$

Перевірка правильності обраних перерізів здійснюється за умовами:

$$1. I_{роб.форс.} \leq I_{доп} \quad (6.5)$$

$$2. F_{min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (6.6)$$

де C – тепловий коефіцієнт, для алюмінію $C=91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$

Так для прикладу у роботі розрахуємо переріз кабелю для КЛ-4 див. (рис.6.1)

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1004}{\sqrt{3} \cdot 10} = 58 \text{ А}$$

$$F = \frac{58}{1,4} = 42 \text{ мм}^2$$

Вибираємо кабель ААШв-10 (3×70), у котрого $I_{доп}=165,00 \text{ А}$.

Виконуємо перевірку:

$$1) 58 < 165;$$

$$2) F_{min} = \frac{\sqrt{4300^2 \cdot 1,575}}{91} = 59,4 \text{ мм}^2, \text{ тобто } 70 > 59,4$$

Таким чином обраний кабель задовольняє усім умовам.

За аналогією виконуємо вибір інших кабелів, а дані розрахунків зводимо до таблиці 6.1.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 6.1. Вибір кабельних ліній 10 кВ підприємства

№ КЛ	Sp, кВА	Ip, А	Переріз, мм ²	Кількість КЛ	Марка кабелю	Призначення
КЛ-2	1430,0	83,0	70	2	ААШв (3×70)	Магістраль ЦРП-ТП-1
КЛ-3	495,0	29,0	70	1	ААШв (3×70)	Лінія ТП1-ТП2
КЛ-4	1004,0	58,0	70	2	ААШв (3×70)	Лінія ЦРП-ТП3
КЛ-5	977,0	56,0	70	2	ААШв (3×70)	Лінія ЦРП-ТП4
КЛ-6	949,0	55,0	70	2	ААШв (3×70)	Лінія ЦРП-ТП5

6.3. Вибір електрообладнання

Вибір вимикачів

Вибір вимикачів виконується за наступними умовами:

- по напрузі

$$U_{вст} \leq U_{ном} \quad (6.7)$$

- по тривалому струму

$$I_{норм} \leq I_{ном}; I_{роб.форс} \leq I_{ном} \quad (6.8)$$

- по відключаючій здатності

$$I_{п.т} \leq I_{відк.ном} \quad (6.9)$$

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} * I_{відк.ном} * (1 + \beta_n) \quad (6.10)$$

де – $i_{а.ном}$ номінальне допустиме значення періодичної складової у струмі відключення для часу τ ;

β_n – нормоване значення аперіодичної складової у струмі відключення;

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$i_{a.\tau}$ - аперіодична складова струму КЗ у момент розходження контактів вимикача;

τ - найменший час від початку процесу КЗ до моменту розходження дугогасильних контактів вимикача;

$$\tau = t_{з.мін} + t_{в.в} \quad (6.11)$$

де $t_{з.мін} = 0,01$ с – мінімальний час дії пристроїв релейного захисту [9];

$t_{в.в}$ - власний час відключення вимикача.

Якщо умова (6.9) виконується, а (6.10) ні, то дозволяється проводити перевірку по відключаючій здатності по повному струму КЗ:

$$(\sqrt{2}I_{n.\tau} + i_{a.\tau}) \leq \sqrt{2}I_{вкл.ном} (1 + \beta_H) \quad (6.12)$$

По включаючій здатності перевірка:

$$i_y \leq i_{вкл}; I_{н.о.} \leq I_{вкл} \quad (6.13)$$

де i_y - ударний струм КЗ у колі вимикача;

$I_{н.о.}$ - початкове значення періодичної складової струму КЗ;

$I_{вкл}$ - номінальний струм включення;

$i_{вкл}$ - найбільший пік струму включення.

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$I_{н.о.} \leq I_{гр.ск}; i_y \leq i_{гр.ск} \quad (6.14)$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер} \quad (6.15)$$

де B_k - тепловий імпульс;

$I_{тер}$ - струм термічної стійкості;

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$t_{мер}$ - час протікання зазначеного струму.

На ЦРП нашого підприємства приймаємо до встановлення розподільчі комірки КРП (тип КУ-10Ц), які комплектуються вакуумними вимикачами серії ВР-1.

Дані по зазначених вимикачах заносимо у таблиці Д 6.4. та Д 6.5.

Вибір трансформаторів власних потреб

Потужність необхідних трансформаторів власних потреб (ТВП) вибирається згідно з їх навантаженням із урахуванням коефіцієнтів завантаження й попиту.

Розрахункове навантаження ТВП:

$$S_{розр} = K_C \cdot \sqrt{(P_{встр}^2 + Q_{встр}^2)}, \quad (6.16)$$

де K_C – коефіцієнт попиту, ($K_C = 0,8$).

Потужність ТВП вибирається за умовою:

$$S_{тр} \geq \frac{S_{розр}}{1,4} \quad (6.17)$$

Розрахункова потужність споживачів власних потреб:

$$S_{розр} = K_C \cdot \sqrt{(P_{встр}^2 + Q_{встр}^2)} = 0,8 \cdot \sqrt{17^2 + 0^2} = 16 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

Потужність трансформатора:

$$S_{тр} \geq \frac{S_{розр}}{1,4} = \frac{16}{1,4} = 11,4 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

Вибираємо трансформатор ТМ – 25/10 із наступними параметрами:

$$S_{ном} = 25,0 \text{кВА}, U_{вн} = 10 \text{кВ}, U_{нн} = 0,4 \text{кВ},$$

Коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{розр}}{S_{ном}} = \frac{16}{25} = 0,64$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. Спеціальний розділ роботи

Дослідження впливу несиметричних режимів на додаткові втрати електроенергії

7.1. Несиметрія і неврівноваженість струмів і напруг в сільських електричних мережах 380/220 В

Сільські мережі 380/220 В працюють, як правило, із глухим заземленням нейтралі і є чотирьохпроводними. До таких мереж підключаються як трьохфазні силові електроприймачі (електродвигуни, водонагрівачі), так і комунально-побутові і деякі інші включені на фазну й лінійну напругу однофазні споживачі електроенергії: лампи освітлення, прилади для інфрачервоного обігріву тварин і птахів, прилади ультрафіолетового опромінення, електродвигуни, сварочні агрегати і, частково, обігрівачі, а також радіо і телевізійна апаратура, стабілізатори і т.п.

Із зростанням рівня електромеханізації технологічних процесів у сільському господарстві розширюється застосування однофазних електроприводів. Їх використовують на сучасних електрофікованих фермах, у зрошувальних комплексах, вентиляційних системах. Крім того, такими приводами обладнані домашні і торгові холодильники, компресори, пральні машини, центрифуги, водяні насоси, шліфувальні машини, фарбопульти. Розвиток засобів малої механізації для домашнього господарства сільських жителів відкриває нові перспектива для розповсюдження однофазних двигунів.

Як правило, до природної нерівномірності фазних навантажень від різного часу режимів праці окремих електроприймачів добавляється нерівномірність від

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

неправильного підключення навантажень до фаз, яка може досягати значних розмірів (2,43). Таким чином нерівномірність фазних струмів навіть при пофазно рівномірному підключенні навантаження цілком природна, так як це пов'язано з випадковим характером роботи однофазних струмоприймачів.

Несиметрія навантаження викликає появу струму в нульовому проводі, а разом із тим і напругу зміщення нейтральної точки системи фазних напруг, що призводить до “переносу” зірки векторів фазних напруг. В результаті цього напруга фаз стає не однаковою. Потрібно відмітити, що напруга зміщення визначається величиною струму нульової послідовності й опором нульової послідовності мережі, включаючи трансформатор споживача. Якщо вимірювання напруги зміщення в міських мережах складає 3–10 %, то в сільських мережах вона досягає 12%. Трьохфазне регулювання напруги як у центрі живлення, так і місцеве, яке впроваджується в електричні мережі 380/220 В, не дозволяє зменшити напругу зміщення і визвані ним додаткові відхилення напруги. Тому часто в експлуатації тяжко забезпечити нормовану напругу на зажимах струмоприймачів без прийняття заходів по симетруванню фазних струмів і напруг в електричних мережах 380/220 В.

Істотно знизити несиметрію напруги дозволяють трансформатори зі схемою з'єднання обмоток “зірка-зигзаг із нулем”. Однак швидка заміна трансформаторів 10/0,4 кВ, які знаходяться зараз в експлуатації зі схемою з'єднання обмоток “зірка–зірка з нулем”, число яких тільки в сільських мережах перевищило 700 тисяч, на трансформатори зі схемою з'єднання обмоток “зірка-зигзаг із нулем”, які мають менший опір нульової послідовності, практично не можливо, так як виникають великі затрати, які необхідні для заміни трансформаторів. Зниження

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

опору нульової послідовності силового трансформатора зі схемою з'єднання обмоток “зірка–зірка з нулем“ може бути досягнуто встановленням на його магнітопровід спеціальної короткозамкнутої обмотки або підключенням до шин трансформатора шунтових симетруючих пристроїв. Однак ці заходи також ще не отримали широкого розповсюдження, так як для їх виконання потребується або перебудова виробництва, або налаштування виробництва нового пристрою, що, звичайно, ж притягне за собою великі затрати.

Зміщення нейтралі при нерівномірному навантаженні фазних проводів призводить до зниження фазної напруги у приймачів, які живляться від найбільш завантаженого фазного проводу, і, як правило, до підвищення фазової напруги у приймачів, які живляться від найменш завантаженого проводу. Таким чином, в ряді випадків при, вважалось би, майже задовільному режимі напруги мережі – при значно незначній втраті напруги і при великій несиметрії системи фазних напруг, на вводах до споживачів можуть мати місце фазні напруги, які значно відрізняються від номінальних, як в сторону підвищення, так і в сторону зниження.

Таким чином, несиметрія навантажень від'ємно впливає на роботу мереж сільськогосподарського призначення, яке зводиться, в основному, до збільшення струмів в окремих фазах елементів мережі із–за виникнення струмів зворотної й нульової послідовності. При цьому зменшується граничний для цих елементів струм прямої послідовності, внаслідок, зменшується пропускна здатність мережі. Крім того, поява на зажимах електричних машин, які обертаються, напруги зворотної послідовності призводить до небезпечного нагріву окремих

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

частин машин і їх передчасному виходу з ладу, особливо асинхронних двигунів.

7.1.1. Вплив нерівномірності навантаження фаз на втрати потужності й електроенергії у сільських електричних мережах 380/220 В.

Як відомо, в нерівномірно навантаженому трьохфазному чотирьохпроводному елементі мережі втрати потужності і електроенергії завжди перевищують втрати при тому ж, але рівномірно розподіленому по фазах навантаженні. Крім того, нерівномірність фазних струмів є причиною протікання в нульовому проводі струму, який створює в ньому втрати.

В реальних умовах в низьковольтних мережах спостерігається велика нерівномірність фазних навантажень, внаслідок чого з'являється збільшення втрат потужності і енергії у порівнянні з утратами при симетричному режимі і погіршується якість напруги. При чому найбільші втрати спостерігаються в побутових електромережах, найменші – в виробничих.

Про питому вагу втрат в мережах 380/220 В і загальну величину втрат в енергосистемі можна судити також по результатам досліджень, згідно яким в електропередачі 110/10/0.4 кВ найбільша величина втрат електроенергії приходить на мережу напругою 380/220 В.

В результаті замірів фазних навантажень на деяких трансформаторних підстанціях і відхідних лініях встановлено, що додаткові втрати, які визвані нерівномірним навантаженням фаз, складають в обмотках трансформатора 4–6%, а в чотирьохпроводних мережах 10–16%, від величини втрат електроенергії, які були б при симетричному навантаженні фаз.

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

В сільських мережах додаткові втрати електроенергії, обумовлені несиметрією навантаження складають приблизно 6 млн. кВт·год., або біля 28% сумарних річних втрат в цих мережах. Дослідження встановили, що коефіцієнт нерівномірності струмів, який визначається як співвідношення струму в нульовому проводі до суми фазних струмів, значно коливається впродовж доби і іноді досягає величини 0,63, при якій втрати електроенергії в лініях збільшуються в 3 рази, а в трансформаторах майже на 70%. Кратність збільшення втрат електроенергії на різних ділянках мережі впродовж доби знаходиться в межах 1,10– 1,80, для ліній і 1,03–1,24 для трансформаторів.

Дослідження проведені в повітряних лініях 380/220 В в Болгарії, встановили, що втрати електроенергії в несиметричному режимі збільшуються на 49,2% в порівнянні з втратами, які б мали місце в симетричному режимі, що складає 32,96% усіх утрат у мережі 380/220 В.

Спираючись на фактичні дані про величину несиметрії навантаження, можна вважати, що мінімум одна третя від сумарної величини втрат у міських мережах напругою до 1000 В визвана явищем несиметрії і що додаткові відхилення напруги, визвані несиметрією, складають 5 – 10 %.

Згідно статистиці близько 25% трансформаторів у сільських мережах експлуатується при несиметрії струмів у фазах. При цьому струм нульової послідовності визиває додаткові (в основному теплові через стінки і дно баку) втрати електроенергії в трансформаторах зі схемою з'єднання обмоток “зірка – зірка з нулем”, які є сумісними з втратами холостого ходу.

З приведених даних слідує, що несиметрія напруги і струмів несприятливо впливає на роботу як технологічного обладнання, так і елементів системи електрозабезпечення: викликає

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підвищений нагрів обмоток обертаючих машин, створює додаткове навантаження ліній і трансформаторів, що призведе до додаткових втрат електричної енергії, ускладнює роботу релейного захисту, породжує значні помилки при підрахунках електроенергії, знижує значення коефіцієнта потужності, погіршує якість електроенергії у електроприймачів.

В теперішній час існуючі методи визначення втрат потужності й електроенергії у сільських електричних мережах 380/220 В для детермінованих навантажень дають достовірні результати лише при визначених, характерних для даного методу, умовах праці мережі або ж тільки для визначеної групи мережі. Методи, засновані на використанні регресійних залежностей, дають позитивні результати при оцінці втрат для сукупності мереж визначеної зони країни. При визначенні додаткових втрат потужності і коефіцієнта збільшення втрат потужності в більшості методів не враховується ймовірний характер зміни за час навантаження кожної фази, і, як наслідок, ймовірний характер зміни коефіцієнта збільшення втрат потужності.

Проведення розрахунків втрат електроенергії в сільських мережах 380/220 В з-за допомогою методів, які застосовуються в мережах із більш високою напругою, не доцільно, так як при зниженні номінальних напруг електричної мережі збільшується її загальний об'єм і знижується достовірність інформації про необхідні розрахункові дані, що призведе до значного росту похибки.

Облік втрат електричної енергії з-за допомогою лічильників втрат дозволяє враховувати додаткові втрати електроенергії від нерівномірного завантаження фаз, а також виділити фази з мінімальними і максимальними втратами електроенергії, однак при цьому відсутня інформація про величину, час доби існування

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

несиметрії й невірноваженість струмів. Крім того, широке застосування лічильників втрат в сільських мережах 380/220 В зараз вважається не економічним.

Для розробки заходів по зниженню додаткових втрат потужності і електроенергії, які визвані нерівномірним навантаженням фаз, потрібні достатньо прості і достовірні методи розрахунку коефіцієнта збільшення втрат потужності, який найбільш точно характеризує ці втрати. Крім того, методи повинні враховувати ймовірний характер навантаження фаз у мережі 380/220 В.

7.2 Теоретичні основи методу розрахунку коефіцієнта збільшення втрат потужності

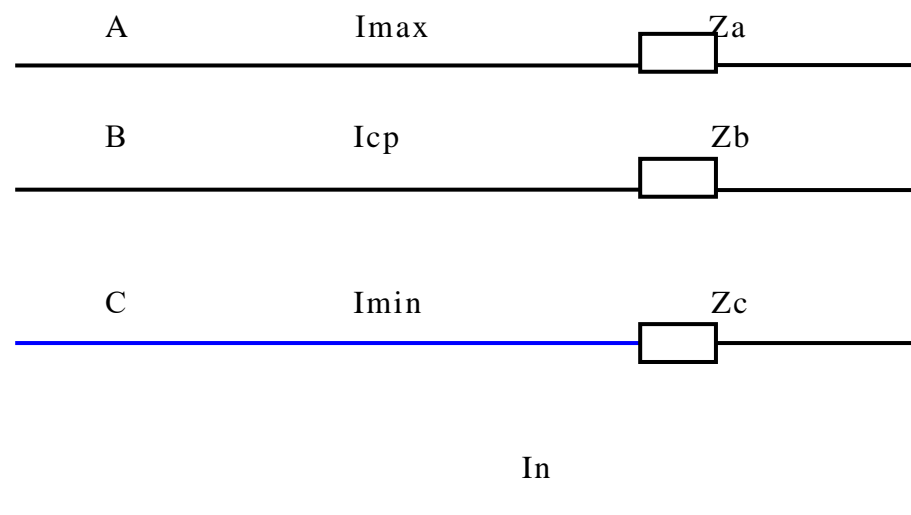


Рис. 7.1 - Нерівномірно навантажена трьохфазна чотирихпроводна лінія ($Z_a \neq Z_b \neq Z_c$).

В ДЕСТ 13109 – 97 прийняті коефіцієнти несиметрії й невірноваженості напруг на зажимах споживачів. Розрахунковим шляхом ці коефіцієнти можуть бути отримані, якщо визначені

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

симетричні складові струмів. Скористуємось методом умовних еквівалентних навантажень, щоб отримати вирази для коефіцієнтів несиметрії і неврівноваженості струмів через відносні різниці струмів.

Розглянемо два режими роботи мережі: при симетричній і при несиметричній системі напруг.

Перший режим: система напруг симетрична й врівноважена.

Несиметрична система струмів може бути записана у вигляді:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^3 + I_a, \\ I_b &= I_b^3 + I_b = \alpha^2 I_a^3 + I_b, \\ I_c &= I_c^3 = \alpha I_a^3, \\ I_n &= I_a + I_b. \end{aligned} \quad (7.1)$$

Система рівнянь (7.1) може бути представлена у вигляді:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^3 (1 + \underline{C_a}), \\ I_b &= a^2 I_a^3 (1 + \underline{C_b}), \\ I_c &= a I_a^3, \\ I_n &= I_a^3 (\underline{C_a} + a^2 \underline{C_b}). \end{aligned} \quad (7.2)$$

Оскільки ДЕСТом нормуються величини симетричних складових напруг, покажемо, що використовуючи коефіцієнти $\underline{C_a}$ і $\underline{C_b}$, а в кінцевому підсумку і відносні різниці струмів α і β , при прийнятих припущеннях можна отримати вирази для симетричних складових струмів.

Струм прямої послідовності:

$$I_1 = 1/3 (I_a + \alpha I_b + \alpha^2 I_c) = 1/3 I_a^3 (3 + \underline{C_a} + \underline{C_b}), \quad (7.3)$$

Струм зворотної послідовності:

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$I_2 = 1/3 (I_a + \alpha^2 I_b + \alpha I_c) = 1/3 I_a^3 (\underline{C}_a + \alpha \underline{C}_b) , \quad (7.4)$$

Струм нульової послідовності:

$$I_0 = 1/3 (I_a + I_b + I_c) = 1/3 I_a^3 (\underline{C}_a + \alpha^2 \underline{C}_b) . \quad (7.5)$$

Згідно цього, коефіцієнт несиметрії струмів дорівнює :

$$E_{i0} = I_2/I_1 = (\underline{C}_a + \alpha \underline{C}_b) / (3 + \underline{C}_a + \underline{C}_b) , \quad (7.6)$$

Коефіцієнт неврівноваженості струмів:

$$E_{i0} = I_0/I_1 = (\underline{C}_a + \alpha^2 \underline{C}_b) / (3 + \underline{C}_a + \underline{C}_b) . \quad (7.7)$$

Другий режим: система напруг несиметрична й неврівноважена.

Згідно ДЕСТ 13109 – 97 несиметрія напруг визначається як відношення напруг зворотної послідовності до номінальної напруги:

$$E_{уном} = U_2/U_{ном} * 100\% , \quad (7.8)$$

Така оцінка несиметрії при ймовірному характері споживання електроенергії великою кількістю сучасних технологічних і комунально–побутових споживачів приводить до значних похибок, причому помилка тим більше, чим більше однозначне відхилення . Це пояснюється тим, що при великих відхиленнях напруги $U_{ном}$ втрачає своє номінальне значення і перетворюється в число, не пов'язане з режимом несиметрії. Тому розрахунок за формулою (7,8) приводить до похибки, яка росте із збільшенням однозначних відхилень.

Більш правильно оцінювати несиметрію напруги як відношення напруг зворотної і прямої послідовності:

$$E_u = U_2/U_1 * 100\% , \quad (7.9)$$

Нехай у трьохфазній чотирьохпроводній мережі коефіцієнт несиметрії напруги $\underline{E}_u = U_2/U_1$, а коефіцієнт неврівноваженості напруг $\underline{E}_{u0} = U_0/U_1$.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Тоді система фазних напруг може бути визначена рівняннями:

$$U_a = U_{a1}(1 + \underline{E}_{u2} + \underline{E}_{u0}) ,$$

$$U_b = U_{a1}[\alpha(\alpha + \underline{E}_{u2}) + \underline{E}_{u0}] , \quad (7.10)$$

$$U_c = U_{a1}[\alpha(1 + \alpha \underline{E}_{u2}) + \underline{E}_{u0}] .$$

Вирішуючи систему рівнянь (7.10) відносно напруги прямої послідовності, знайдемо, що останнє визначається виразом:

$$U_1 = U_a / (1 + \underline{E}_{u2} + \underline{E}_{u0}) ,$$

Напруга зворотної послідовності визначається як:

$$U_2 = \underline{E}_{u2} U_1 = U_a \underline{E}_{u2} / (1 + \underline{E}_{u2} + \underline{E}_{u0}) ,$$

Аналогічно визначаємо напругу нульової послідовності:

$$U_0 = \underline{E}_{u0} U_1 = U_a \underline{E}_{u0} / (1 + \underline{E}_{u2} + \underline{E}_{u0}) .$$

Покажемо тепер, що модулі коефіцієнтів \underline{C}_a й \underline{C}_b з однієї сторони і відносні різниці струмів фаз α і β з іншої сторони пов'язані між собою однозначно математичними залежностями. Згідно (7.2) модулі коефіцієнтів \underline{C}_a і \underline{C}_b відповідно рівні:

$$C_a = I_a / I_a^3 = (I_{\max} - I_{\min}) / I_{\min} , \quad (7.11)$$

$$C_b = I_b / I_a^3 = (I_{\text{ср}} - I_{\min}) / I_{\min} .$$

На основі (7.11) маємо:

$$I_{\min} = I_{\max} / (1 + C_a) ,$$

$$I_{\text{ср}} = I_{\min}(1 + C_b) = I_{\max}(1 + C_b) / (1 + C_a) . \quad (7.12)$$

Підставимо (7.11) у (7.2), отримаємо вирази відносних різниць струмів фаз через коефіцієнти α і β :

$$\alpha = (C_a - C_b) / (1 + C_a) ,$$

$$\beta = C_b / (1 + C_a) . \quad (7.13)$$

Вирішуючи рівняння (7.13) відносно C_a й C_b , отримаємо зворотні залежності:

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$C_a = (\alpha + \beta) / (1 - \alpha - \beta), \quad (7.14)$$

$$C_b = \beta / (1 - \alpha - \beta).$$

Отже, відносні різниці струмів α і β визначають як несиметрію, так і неврівноваженість струмів.

7.3 Розрахунок додаткових втрат потужності в трьохфазних чотирьохпроводних і п'ятипроводних повітряних лініях 380/220 В

У порівнянні з втратами потужності в елементі чотирьохпроводної мережі з рівномірним навантаженням фаз:

$$\Delta P_p = 3 I_p r, \quad (7.15)$$

при нерівномірному навантаженні фаз ($I_a > I_b > I_c$) втрати потужності визначають за виразом:

$$\Delta P_{nr} = I^2_{\max} r_a + I^2_{cp} r_b + I^2_{\min} r_c + I^2_n r_n. \quad (7.16)$$

де I_p – струм у фазі мережі при рівномірному завантаженні фаз;

I_n – струм у нульовому проводі.

Як випливає з (7.16), для визначення втрат потужності і електроенергії в нерівномірно навантажених чотирьохпроводних мережах 380/220 В необхідно визначити втрати не тільки в трьох фазних проводах, але й у нульовому проводі, тобто, крім величини фазних струмів потрібно ще й знати струми в нульовому проводі. Для полегшення розрахунків втрат (щоб не робити заміри струму в нульовому проводі) потрібно виразити струм в нульовому проводі через фазні струми.

Для математичного опису режимів сільських електричних мереж напругою 380/220 В з-за допомогою відносних різниць струмів α і β необхідно виконання умов, щоб кути між векторами фазних струмів були рівні 120° . Це затверджується статистичною обробкою результатів масових вимірювань струмів у сільських

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

мережах 380/220 В. На основі обробки векторних діаграм отримані наступні статистичні параметри: математичне очікування кута між векторами струмів у фазах дорівнює 120° , середнє квадратичне відхилення дорівнює $33^\circ 15'$.

Модуль вектору струму в нульовому проводі може бути виражений через модулі векторів фазних струмів:

$$I_n = \sqrt{I^2_{\max} + I_{\text{ср}} + I_{\text{мін}} - I_{\max} I_{\text{ср}} - I_{\text{ср}} I_{\text{мін}} - I_{\max} I_{\text{мін}}} . \quad (7.17)$$

Якщо ввести у вираз (7.17) відносні різниці струмів (7.2) отримаємо:

$$I_n = I_{\max} \sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta - \beta^2} . \quad (7.18)$$

Для оцінки збільшення втрат потужності і енергії в мережі внаслідок нерівномірності навантаження фаз у трьохфазній чотирьохпроводній мережі використовується коефіцієнт збільшення втрат потужності:

$$K_{ув} = \Delta P_{нр} / \Delta P_p , \quad (7.19)$$

Який представляє собою відношення втрат потужності в мережі при нерівномірному завантаженні фаз до втрат потужності в тій же мережі при тому ж навантаженні, але рівномірно розподіленому по фазам.

За умовою однакового опору проводів трьох фаз лінії $r_a = r_b = r_c = r$ втрати потужності в трьохфазній чотирьохпроводній лінії з нерівномірним навантаженням фаз можуть бути записані через α і β із врахуванням (7.19) у наступному вигляді:

$$\Delta P_{нр} = 1/3 I^2_{\max} r [(3 - 2 \alpha - \beta)^2 + (\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2) (2 + 3 m)] , \quad (7.20)$$

де $m = r_n / r_\phi$ – відношення активних опорів нульового й фазного проводів.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Для порівняння з втратами потужності при рівномірному навантаженні фаз потрібно задати умову однакової потужності яка передається:

$$P_p = P_{np} ,$$

$$P_p = 3U I_p$$

$$P_{np} = U (I_{max} + I_{cp} + I_{min}) = U i_{max} (3 - 2 \alpha - \beta). \quad (7.21)$$

Із цих співвідношень видно, що при однаковій потужності в симетричному й несиметричному режимах струм I_p при рівномірному навантаженні фаз і струм I_{max} максимально навантаженої фази пов'язані рівнянням:

$$I_p = 1/3 I_{max} (3 - 2 \alpha - \beta) . \quad (7.22)$$

Тепер можна записати, що при тій же передаваній потужності, але рівномірно розподіленій по фазам, втрати потужності будуть визначатись за виразом:

$$\Delta P_p = 1/3 I_{max}^2 r (3 - 2 \alpha - \beta)^2. \quad (7.23)$$

З врахуванням (2.21) і (2.23) вираз для коефіцієнта збільшення втрат потужності в трьохфазній чотирипроводній мережі (12.19) буде мати наступний вигляд:

$$K_{ув} = 1 + \frac{(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2)(2 + 3m)}{(3 - 2\alpha - \beta)} \quad (7.24)$$

Розглянемо тепер трьохфазну п'ятипроводну мережу 380/220 В, яка складається з трьох фазних проводів, нульового проводу й повода вуличного освітлення (рис. 7.3).

По фазним проводам А, В, С трьохфазної п'ятипроводної мережі протікають струми I_a, I_b, I_c (у загальному випадку $I_a \neq I_b \neq I_c$), в фазному проводі вуличного освітлення протікає струм $I_{вул}$, а в нульовому проводі протікає струм, рівний геометричній сумі векторів трьох фаз і однофазної мережі вуличного освітлення (50):

$$I_{но} = I_a + I_b + I_c + I_{вул}. \quad (7.25)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Позначимо відношення модуля струму вуличного освітлення до модуля струму максимально навантаженої фази трьохфазної лінії як:

$$n = I_{\text{вул}}/I_{\text{max}} ,$$

тоді модуль струму вуличного освітлення буде дорівнювати:

$$I_{\text{вул}}=n \cdot I_{\text{max}} \quad (7.26) .$$

Враховуючи, що навіть у випадку рівномірного розподілу навантаження трьохфазної мережі в нульовому проводі протікає струм однофазної мережі вуличного освітлення $I_{\text{вул}}$, визначимо аналогічно з (7.20) втрати потужності в трьохфазній п'ятипроводній лінії при рівномірному навантаженні фаз (втрати потужності у фазному проводі вуличного освітлення не враховуються, оскільки вони залишаються практично постійною величиною і в симетричному і в несиметричному режимах).

$$\begin{aligned} \Delta P_5 &= \Delta P_4 + I_{\text{вул}}^2 r_{\text{н}} = 1/3 I_{\text{max}}^2 r (3 - 2\alpha - \beta)^2 + n^2 I_{\text{max}}^2 r_{\text{н}} \\ &= 1/3 I_{\text{max}}^2 r [(3 - 2\alpha - \beta)^2 + 3mn^2] . \end{aligned} \quad (7.27)$$

При нерівномірному навантаженні трьох фаз п'ятипроводної лінії модуль вектора струму в нульовому проводі визначиться з виразу (150):

$$I_{\text{н5}} = \sqrt{I_{\text{н}}^2 + I_{\text{вул}}^2 + 2I_{\text{н}}I_{\text{вул}} \cos\varphi} , \quad (7.28)$$

де $I_{\text{н}}$ – струм у нульовому проводі, обумовлений нерівномірним навантаженням трьох фаз мережі;

φ – кут між векторами струмів $I_{\text{н}}$ і $I_{\text{вул}}$.

Використовуючи (7.22) і (7.28) отримаємо значення квадрату струму в нульовому проводі п'ятипроводної нерівномірно навантаженої лінії:

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$I_{n5} = I^2_{\max}(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2) + n^2 I^2_{\max} + 2n I^2_{\max}\sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2} \cos\varphi = I^2_{\max}(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2 + n^2 + 2n\sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2} \cos\varphi). \quad (7.29)$$

Визначимо втрати потужності в трьох фазних проводах нерівномірно навантаженої лінії (чотирихпроводної або п'ятипроводної). Враховуючи (7.20), отримаємо:

$$\Delta P_{нр3} = (I^2_{\max} + I^2_{\text{ср}} + I^2_{\min})r = I^2_{\max} r (3 - 4\alpha + 2\alpha^2 + \beta^2 - 2\beta + 2\alpha\beta) = 1/3 I^2_{\max} r [(3 - 2\alpha - \beta)^2 + 2(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2)], \quad (7.29)$$

З врахуванням (7.28) і (7.29) втрати потужності в нерівномірно завантаженій п'ятипроводній лінії (без врахування втрат у фазному проводі вуличного освітлення) будуть складатись з втрат потужності в трьох фазних проводах і втрат потужності в нульовому проводі:

$$\Delta P_{нр5} = \Delta P_{нр3} + \Delta P_{нб} = 1/3 I^2_{\max} r [(3 - 2\alpha - \beta)^2 + 2(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2)] + I^2_{\max} r n [\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2 + n^2 + 2n\sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2} \cos\varphi] = 1/3 I^2_{\max} r [(3 - 2\alpha - \beta)^2 + 2(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2) + 3m(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2 + n^2 + 2n\sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2} \cos\varphi)]. \quad (7.30)$$

На основі цих формул отримаємо вирази коефіцієнта збільшення втрат потужності в трьохфазній і п'ятипроводній лінії при нерівномірному завантаженні фаз:

$$K_{уб} = \Delta P_{нрб} / \Delta P_{рб} = 1 + \frac{2(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2) + 3m(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2 + 2n\sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2} \cos\varphi)}{(3 - 2\alpha - \beta)^2 + 3mn^2} = \frac{(\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2)(2 + 3m) + 6mn\sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2} \cos\varphi}{(3 - 2\alpha - \beta)^2 + 3mn^2} \quad (7.31)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7.4. Приладний контроль режимів сільських електричних мереж 380/220 і розробка заходів по зниженню втрат електроенергії

В останній час із розвитком засобів і методів аналізу режимів електричних мереж з'являється можливість мінімізації втрат електроенергії у мережі.

Основні організаційні заходи по зниженню втрат у мережах 380/220 В – перерозподіл навантаження між фазами, який відбувається на основі вимірних струмів в усіх фазах.

Одним із рішень цієї задачі є прийняте в даний час визначення ефективності передачі електроенергії при відхиленні параметрів режиму (порушення рівномірності розподілу навантаження по фазах) для їх точних значень, які визначаються, як правило, в період максимальних навантажень. Але - це рішення недостатньо точне, так як оцінка ефективності передачі повинна проводитись за інтегральними характеристиками режиму. В окремому випадку, для мінімізації втрат електроенергії в трьохфазній чотирьохпроводній лінії такі інтегральні характеристики можуть бути отримані з-за допомогою лічильників ампер-квадрат-годин.

Пропозиція виділяти із повних втрат складову, обумовлену нераціональним веденням режиму мереж (додаткові втрати), і планувати мережовим підприємствам її зниження, як правило, виявляється нереалізуєма, оскільки приладному контролю піддаються лише повні втрати, а планувати неконтрольовану величину некоректно. Крім того, еквівалентний опір лінії 380/220 В для розрахунку втрат електроенергії відноситься до невизначених параметрів із високими межами змін: в той же час потрібно замітити, що не існує засобів контролю еквівалентного опору лінії. Це підтвержує важливість оцінки додаткових втрат

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

електроенергії, які визвані нерівномірним навантаженням фаз, і розробки приладу для визначення коефіцієнта збільшення втрат, який дозволяє проводити оцінку додаткових втрат потужності і електроенергії.

На даний час для цілей контролю обладнанням показників якості електроенергії використовуються різні прилади й методи обробки експериментальної інформації. Несхожість отриманих результатів є, головним чином, різницею обробки інформації. Неврахування характеру зміни показника якості електроенергії, який досліджується й інтервалу дискретизації може привести до значних похибок отримуваних імовірних характеристик.

Таким чином при рішенні запитання про необхідність симетрування режиму мережі напругою 380/220 В з метою зменшення втрат електроенергії необхідно враховувати, що достовірну інформацію про величину додаткових втрат електроенергії в мережі може дати не “точкова” оцінка коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз, розрахованого на основі замірів струмів в фазах у період максимум навантаження, в закон зміни значень коефіцієнта збільшення втрат потужності або коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз за нормований проміжок часу (неділя, характерна доба).

7.4.1. Імовірно – статичні характеристики нерівномірності навантаження фаз у сільських електричних мережах 380/220 В

Для оцінки степені нерівномірності навантаження фаз сільських трьохфазних мереж 380/220 В в період максимум навантаження нами досліджені 74 лінії 380/220 В на 37 трансформаторних підстанціях напругою 6/0,4 кВ. За характером споживання навантаження відхідних ліній комунально–побутове й змішане з перевагою комунально–побутової. В розглянутих

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

мережах однофазне навантаження підключене на фазу напругу. Усі підстанції одно трансформаторні, розподілення підстанцій за потужностями трансформаторів представлено в таблиці 7.1, а за кількістю відхідних ліній у таблиці 7.2.

Дослідження полягали у вимірюваннях на підстанції струмів фаз відхідних повітряних ліній 380/220 В в період вечірнього максимум навантаження і в наступній імовірно-статистичній обробці отриманих результатів. Для кожного виміру за виразом (7.38) визначалось значення коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз. Після цього приводилась статистична обробка отриманих значень K_n : визначались значення математичного очікування і середньоквадратичного відхилення, закон регулювання випадкових величин коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз. Була приведена також статистична обробка отриманих значень відносних величин фазних струмів I_{cp}/I_{max} , I_{min}/I_{max} , відносних різниць фазних струмів α і β , а також коефіцієнта збільшення втрат потужності. Проведена перевірка за критерієм Пірсона показала, що розподілення випадкових величин K_n не суперечить нормальному закону розподілення

Таблиця 7.1 - Розподілення трансформаторних підстанцій за потужностями трансформаторів

Номинальна потужність трансформатора,кВ*А	Кількість ТП, штук
20	1
30	7
60	4
53	9
100	13
180	3

Всього:

37

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.2 - Розподіл трансформаторних підстанцій по кількості відхідних ліній

Кількість відхідних ліній, штук	Кількість ТП, штук
1	11
2	17
3	9
Всього:	37

Таблиця 7.3 – Імовірні характеристики нерівномірності навантаження фаз у сільських мережах 380/220 В Кіровоградської області

№ п/п	Характеристика нерівномірності навантаження фаз	Позначення	Математичне очікування, М	Середньоквадратичне відхилення, δ
1	Коефіцієнт нерівномірності навантаження фаз	K_n	0,29	0,14
2	Відносні величини фазних струмів	I_{cp}/I_{max} I_{min}/I_{max}	0,65 0,44	0,23 0,25
3	Відносні різниці фазних струмів	α β	0,38 0,24	0,23 0,20
4	Коефіцієнт збільшення втрат потужності	K_u	1,64	0,63

В таблиці 7.3 приведені значення математичного очікування і середньоквадратичного відхилення коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз, а також значення математичного очікування коефіцієнта збільшення втрат потужності, отриманні за результатами статистичної обробки даних у максимум навантаження в сільських мережах області. При цьому при розрахунку математичного очікування значення співвідношень

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

опорів нульового й фазного проводів приймалися за (115) $m = 1,23$. Проведена нами обробка представлених у (153) статичних даних дозволила отримати значення математичного очікування і середньоквадратичного відхилення коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз, а також значення коефіцієнта збільшення втрат потужності для мереж.

Як було замічено вище, несиметрію навантаження в технічній літературі прийнято розділяти на ймовірну (статистичну, випадкову) і систематичну (випадкову). При цьому під систематичною розуміють несиметрію струму і напруги, визвану нерівномірним розподілом однофазних навантажень по фазам в процесі спорудження електричної мережі, а під статистичною несиметрією струмів і напруги, яка виникає в мережах з пофазно рівномірно розподіленими споживачами в результаті імовірного характеру включення й відключення окремих споживачів.

Оцінка несиметрії і невірноваженості струмів і напруг цікавить з точки зору техніко-економічного обґрунтування тих чи інших заходів, направлених на симетрування навантаження з метою зниження рівня втрат електроенергії у мережах. Тому, виходячи з вищесказаного, при визначенні напрямленості проведення заходів по зниженню додаткових втрат електроенергії в мережах на першому етапі необхідно оцінити величину цих втрат відносно до того, якою несиметрією вони визвані систематичною чи статистичною (для цієї мети є пропонуємий нами прилад для визначення коефіцієнта збільшення втрат потужності і електроенергії). На другому етапі необхідно на основі вищезгаданих даних про режими роботи мережі визначити, який вид несиметрії (систематичний чи статистичний) є визначним, після чого необхідно вибрати найбільш дієві засоби й методи симетрування. При цьому потрібно виявити фази з максимальним і

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

мінімальним навантаженням для режимів максимум навантаження і найбільшого росту додаткових втрат потужності (якщо ці режими не співпадають за часом), а також в інші моменти часу. Наступним етапом повинно бути техніко–економічне порівняння найбільш дієвих методів і засобів симетрування на основі отриманих для кожного заходу інтервалів невизначеності економічного ефекту.

7.5. Методика визначення коефіцієнта збільшення втрат потужності енергії у сільських електричних мережах 380/220 В

Як було вказано вище, додаткові втрати електроенергії в лінії, визвані нерівномірністю навантаження фаз, залежать від нерівномірності фазних струмів, їх величини, від співвідношення опорів нульового й фазного проводів і при інших рівних умовах, від часу існування в мережі пофазно нерівномірного навантаження.

Більшість існуючих методів розрахунку додаткових втрат енергії від нерівномірності навантаження фаз ґрунтуються на принципі визначення втрат енергії шляхом перемноження максимальної втрати на час використання цього максимум. Причому час використання максимального значення додаткових втрат потужності, які виникають внаслідок нерівномірності навантаження фаз, залежить не тільки від нерівномірності графіка навантажень, але і від характеру зміни коефіцієнта збільшення втрат в часі. Тому заміна при розрахунках часу використання максимальних додаткових втрат потужності із-за нерівномірності навантаження фаз за часом використання максимальних втрат потужності (при симетричному режимі) загалом дає помилкові результати.

Зі сказаного вище слідує, що здійснення технічних і організаційних заходів по зменшенню додаткових втрат

											Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

електроенергії, які визвані нерівномірністю навантаження фаз лінії 380/220 В, потребує наявності доступних для експлуатаційного персоналу, достовірні за точністю і легкореалізуємі методи оцінювання додаткових втрат.

Найбільш зручними з точки зору експлуатації методи оцінки додаткових втрат потужності і енергії є безпосередня зміна показників несиметрії струмів і напруг в мережах з-за допомогою спеціальних приладів. Однак усі відомі прилади дозволяють оцінити несиметрію за такими показниками, як коефіцієнт несиметрії, напруга нульової послідовності і т. д., тобто є величини, які безпосередньо не пов'язані з економічними показниками роботи мережі. Ці прилади не можуть дати інформації економічного характеру, яку можна було б використовувати в кожному конкретному випадку при безпосередній оцінці економічної ефективності роботи мережі і збитку, який визваний нерівномірністю навантаження фаз і виявлений, в першу чергу, в додаткових втратах електроенергії.

Пропонуємий нами прилад дозволяє отримати на виході інформацію економічного характеру – у вигляді коефіцієнта збільшення втрат потужності $K_u = \Delta P_{nr} / \Delta P_r$ і енергії $K_{uz} = \Delta A_{nr} / \Delta A_r$.

7.5.1. Прилад для визначення коефіцієнта втрат – аналізатор несиметрії

Пропонуємий аналізатор несиметрії вимірює величини струмів в трьох фазних і нульовому проводах чотирьохпроводної лінії 380/220 В, здійснює розрахунок коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз (2.1) і по залежності $K_u = f(K_n)$ для різних співвідношень опорів нульового й фазного проводів визначає втрати потужності в лінії.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На рисунку 12.2 зображена блок-схема приладу. Аналізатор несиметрії складається з вхідних блоків 1,2,3,4, які представляють собою датчики струму і виконані у вигляді трансформаторів струму, включених у три фазних і нульовий проводи. Блоки 1,2,3,4 з'єднані між собою з перетворювачами змінного струму в постійний 5,6,7,8, які представляють собою випрямлювачі, зібрані за мостовою схемою.

Сигнал I_a з вихідного блоку випрямлюється в перетворювачі змінного струму в постійний і надається на перетворювач струм-напруга .

Сигнали I_a, I_b, I_c з вхідних блоків 1,2,3 випрямляються перетворювачами змінного струму в постійний 5,6,7 і подаються на вхід генератора пилоподібної напруги 9, запуск якого здійснюється з-за допомогою генератору пускових імпульсів П. Швидкість зростання напруги U_1 на виході генератора 9 прямо пропорційна сумі струмів (I_a, I_b, I_c) фаз:

$$U_1 \sim \sum I_{\phi i} .$$

Виходи генератора пилоподібної напруги 9 і перетворювача струм – напруга 10 з'єднані з двома входами блоку порівняння 12, з'єданого з тиристором 13.

Напруга U_n з виходу перетворювача струм-напруга 10, пропорційна струму в нульовому проводі I_n потрапляє на один із входів блоку порівняння 12.

На другий вхід блоку порівняння 12 потрапляє сигнал із виходу генератора пилоподібної напруги 9. Якщо напруги U_n і U_1 рівні на обох входах, на виході блоку порівняння 12 з'явиться сигнал, який, потрапляючи на вхід тригера 13, змінює його стан. Тригер 13 формує імпульси U_2 , довжина яких пропорційна відношенню струму в нульовому проводі і сумі струмів у фазних проводах:

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Вихід тригера 13 з'єднаний з послідовно увімкненим електронним ключем І4, додаючим підсилювачем І5, перемикачем І6, і нелінійними перетворювачами І7 і І8 із вимірювальним приладом або самописцем на виході І9.

Імпульси U_2 із виходом тригера 13 подаються на вхід електронного ключа І4, який виробляє імпульси струму, пропорційні відношенню:

$I_n / \sum I_{fi}$. Вихідний сигнал тригера І3 має крім основного сигналу, пропорційного вищезгаданому співвідношенню, деяку постійну складову, обумовлену кінцевою напругою нульового рівня, що вносить похибку. Для отримання корисної інформації у приладі використовується тільки імпульси прямокутної форми, які формуються тригером 13. Тому до його виходу підключений діодний ключ 14, задачею якого є формування імпульсів струму, пропорційних указаному співвідношенню, без постійної складової.

Імпульси струму ключа 14 потрапляють на вхід додаючого підсилювача І5, напруга на виході якого U_3 прямо пропорційна відношенню $I_n / \sum I_{fi}$. Підсилювач І5 представляє собою аперіодична ланка і має на виході сигнал, пропорційний площі вхідних імпульсів, тобто здійснює виділення середнього рівня вхідного сигналу.

Пройшовши через перемикач І6, напруга U_3 потрапляє на один із двох нелінійних перетворювачів 17 або 18, реалізуючих відповідно функції:

$$K_u = 1 + 8 (I_n / (I_a + I_b + I_c)^2); \quad K_u = 1 + 5 (I / I_a I_b I_c)^2.$$

Перша функція визначає величину коефіцієнта збільшення втрат потужності в мережі з співвідношенням опорів нульового й фазного проводів $m = 2$, друга $m = 1$.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Як уже відмічалось вище, на виході пропонуємого аналізатора несиметрії може знаходитись вимірювальний або прилад самописець 19. Аналізатор несиметрії з вимірювальним приладом на виході дозволяє для любого моменту часу отримувати на шкалі (або табло) миттєві значення коефіцієнта збільшення втрат потужності. Для того щоб оцінити величину додаткових втрат енергії, які визвані нерівномірним навантаженням фаз, доцільно використовувати на виході аналізатора несиметрії самописець. Непреривна фіксація на рухомій стрічці значень коефіцієнта збільшення втрат потужності дозволяє отримати графік (регистрограму), за яким легко визначити коефіцієнт збільшення втрат електроенергії за розглянутий проміжок часу, тобто кратність збільшення втрат енергії порівнюючи із симетричним режимом роботи мережі.

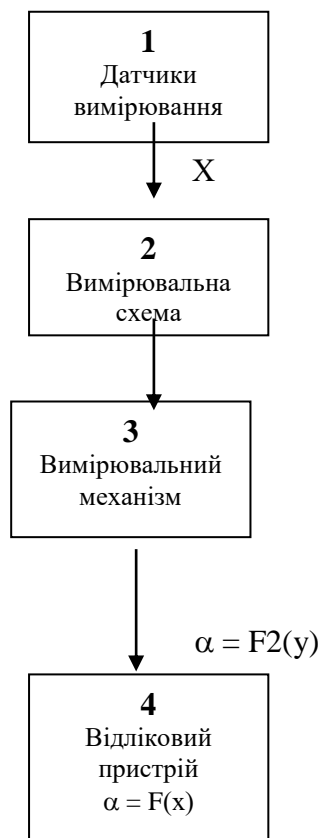


Рис. 7.2 – Блок-схема приладу для реєстрації коефіцієнта збільшення втрат потужності і електроенергії

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

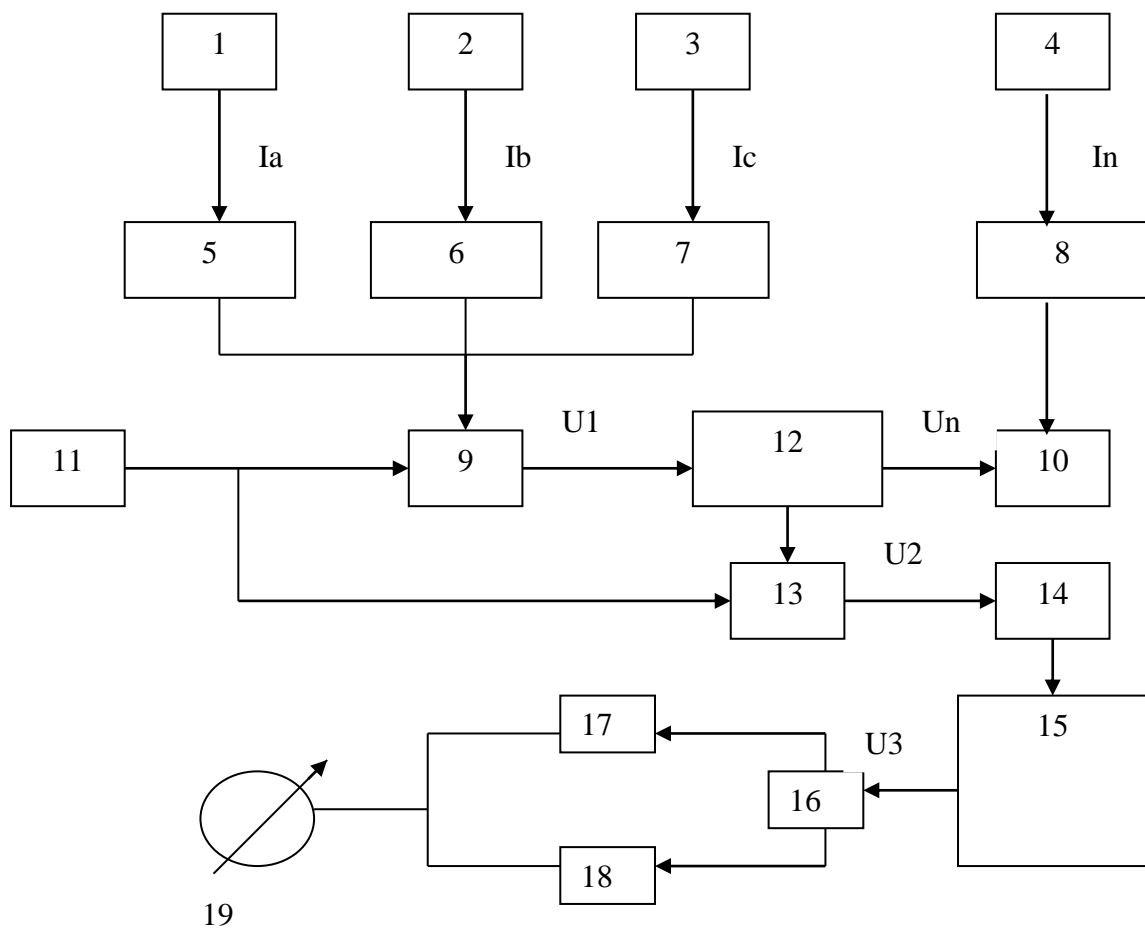


Рис. 7.3 – Блок-схема аналізатора несиметрії.

Таким чином, аналізатор несиметрії дозволяє при аналізі режимів роботи мережі з нерівномірним навантаженням фаз отримувати інформацію, зручну для практичної оцінки несиметрії, у вигляді коефіцієнта збільшення втрат потужності й енергії і дозволяє робити висновки відносно економічності роботи того чи іншого варіанта електричної мережі.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У результаті виконаної роботи з проектування електропостачання електромеханічного заводу було досягнуто наступного:

Розроблено надійну систему електропостачання, яка відповідає технічним вимогам та забезпечує безперебійне живлення всіх споживачів підприємства, включаючи основне технологічне обладнання, допоміжні установки та адміністративні приміщення.

Вибрано оптимальні джерела живлення з урахуванням резервування, категорійності споживачів та перспективного розвитку підприємства. Запроектовано підключення до енергосистеми через підстанцію належної потужності.

Виконано розрахунки електричних навантажень, що дозволило правильно обрати перетин проводів, типи трансформаторів, комутаційні та захисні апарати.

Забезпечено дотримання вимог електробезпеки та енергоефективності, передбачено заходи для зменшення втрат електроенергії та підвищення коефіцієнта потужності.

Враховано вимоги нормативно-правових актів, зокрема ПУЕ, ДБН, ДСТУ, а також стандарти ISO щодо промислових електромереж.

Передбачено можливість подальшої модернізації системи з урахуванням перспектив збільшення виробничих потужностей заводу.

Проект електропостачання електромеханічного заводу дозволяє забезпечити ефективну, безпечну та економічну експлуатацію електроенергетичних систем підприємства.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П.Г., Зінзура В.В., Гарасьова Н.Ю., Котиш А.І., Величко Т.В.]; – М.-во освіти і науки України, Центральноукр. Нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ПП «Ексклюзив –Систем», 2021. – 209 с.
2. Шкрабець Ф.П., Плешков П.Г. Основи електропостачання. Навчальний посібник –Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010. – 408 с.
3. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П. Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.
4. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків: ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
5. Плешков П.Г., Орлович А.Ю., Котиш А.І. Електропостачання промислових підприємств: Навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. - Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007. – 386 с.
6. Надійність електроенергетичних систем: Практикум [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: С.В. Казанський. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. – 67 с.
7. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В. Навчальний посібник. Видавець Лисенко В.Ф., м.Кропивницький, 2020р. – 272 с.
8. Черемісін М. М., Мороз О. М., Єгоров О. Б., Швець С. В. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. — Харків: ТОВ "В справі", 2016. — 260 с.
9. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.
10. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДОДАТКИ

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Табл. Д 1.1

№ п/п	Найменування обладнання	п	Pн, кВт		Ки	Cos	tg	Середнє		пэ	Км	Розрахункове		
			Одного	Сумарна				Рср	Qср			Рр	Qр	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	<u>корпус 1</u>													
1.	Металоріжучі станки	82	2,0-24	820	0,2	0,7	1,025	164	168,1					
2.	Зварювальні машини автомати	20	5,0-35	265	0,35	0,6	1,333	92,75	123,7					
3.	Печі	9	60-205	1110	0,7	1	0	777	0					
4.	Вентилятори	4	8.	32	0,55	0,81	0,724	17,6	12,74					
5.	Тельфери	4	10.	40	0,15	0,66	1,138	6	6,83					
	Всього по корпусу	119	2-205	2267	0,466	0,96	0,294	1057	311,3	22	1,2	1269	311	1306,5
	<u>Корпус 2</u>													
1	Металоріжучі станки	87	2,0-23	938	0,2	0,71	0,992	187,6	186,1					
2	Вентилятори	4	8.	32	0,55	0,8	0,75	17,6	13,2					
3	Тельфери	2	10.	20	0,14	0,65	1,169	2,8	3,274					
	Всього по корпусу	93	1,0-15	990	0,21	0,72	0,974	208	202,5	88	1,13	235,04	202,5	310,27
	<u>корпус 3</u>													
1	Металоріжучі станки	96	2,0-28	1430	0,21	0,7	1,02	300,3	306,4					
2	Зварювальні машини	5	14	70	0,35	0,62	1,265	24,5	31					
3	Вентилятори витяжні	3	8	24	0,55	0,8	0,75	13,2	9,9					
2	Тельфери	2	10	20	0,16	0,65	1,169	3,2	3,741					
	Всього по корпусу	106	1,0-10	1544	0,221	0,7	1,029	341,2	351	100	1,12	382,14	351,01	518,89
	<u>Гараж</u>													
1	Миючі машини	2	14	28	0,25	0,7	1,02	7	7,141					
2	Металоріжучі верстати	5	1,0-10	32	0,21	0,7	1,02	6,72	6,856					
3	Водонагрівачі	1	7.	7	0,5	1	0	3,5	0					
	Всього по гаражу	8	1,0-14	67	0,257	0,78	0,813	17,22	14	8	1,8	31,00	14,0	34,01

<u>Деревообробний цех</u>														
1	Верстати деревообробні	15	1,0-10	96	0,22	0,7	1,02	21,12	21,55					
2	Вентилятори	3	5.	15	0,6	0,8	0,75	9	6,75					
Всього по цеху		18	1,0-10	111	0,271	0,73	0,939	30,12	28,3	18	1,38	41,6	28,3	50,283

<u>Гальванічний цех</u>														
1	Гальванічні ванни	10	56	560	0,45	0,6	1,333	252	336					
2	Мішалки	5	5,0-11	42	0,31	0,75	0,882	13,02	11,48					
3	Вентилятори витяжні	4	8	32	0,6	0,8	0,75	19,2	14,40					
4	Конвеєри	1	16	16	0,51	0,75	0,882	8,16	7,196					
5	Тельфери	2	10	20	0,2	0,65	1,169	4	4,677					
Всього по цеху		22	5,0-56	670	0,442	0,62	1,261	296,4	373,8	22	1,2	355,66	373,76	515,93

<u>Склад пиломатеріалів</u>														
Всього		5	11	55	0,2	0,66	1,138	10	12	5	2,42	24,2	12	27,012

<u>Столова 1</u>														
Технологічне обладнання		25	4,0-42	520	0,35	0,61	1,299	182	236,4	25	1,23	223,9	236,4	325,59

<u>Компресорна</u>														
1.	Компресори	5	50-100	400	0,6	0,8	0,75	240	180					
Всього по компресорній		5	50-100	400	0,6	0,8	0,75	240	180	5	1,4	336	198	390

<u>Котельня</u>														
1	Насоси	7	10-255	1030	0,6	0,81	0,724	618	447,4					
2	Димососи	2	10	20	0,65	0,8	0,75	13	9,75					
3	Вентилятори	4	8	32	0,6	0,82	0,698	19,2	13,4					
4	Тельфери	1	10	10	0,25	0,65	1,169	2,5	2,923					
Всього по котельні		14	8-255	1092	0,598	0,81	0,725	652,7	473,5	9	1,29	841,98	520,8	990,06

<i>Склад металовідходів</i>														
Всього		5	10	50	0,2	0,65	1,155	10	12	5	2,41	24,1	12	26,922
<i>Станція перекачки конденсату</i>														
1.	Насоси	5	10.	50	0,5	0,81	0,724	25	18,1					
Всього по станції		5	10.	50	0,5	0,81	0,724	25	18,1	5	1,58	39,5	19,91	44,234
<u>ВСЬОГО ПО ЗАВОДУ</u>		402	1-255	7816	0,39	0,81	0,717	3069	2200	58	1,13	3468	2200	4106,9

Табл. Д 1.2
Розрахунок освітлювального навантаження

<i>Найменування</i>	<i>F, м²</i>	<i>ρ₀, Вт/м²</i>	<i>P_y, кВт</i>	<i>K_c</i>	<i>K₁</i>	<i>tgφ</i>	<i>P_p, кВт</i>	<i>Q_p, квар</i>
Корпус 1	5 400	19	102,60	0,90	1,00	1,73	92,3	159,7
Корпус 2	6 300	19	119,70	0,90	1,00	1,73	107,7	186,4
Корпус 3	4 200	19	79,80	0,90	1,00	1,73	71,8	124,2
Гараж	900	14	12,60	0,80	1,00	1,73	10,1	17,4
Деревообробний цех	450	17	7,65	0,90	1,00	1,73	6,9	11,9
Гальванічний цех	650	19	12,35	0,90	1,00	1,73	11,1	19,2
Склад пиломатеріалів	850	9	7,65	0,60	1,00	1,73	4,6	7,9
Компресорна	650	10	6,50	0,70	1,00	1,73	4,6	7,9
Котельня	780	10	7,80	0,70	1,00	1,73	5,5	9,4
Склад металовідходів	310	9	2,79	0,60	1,00	1,73	1,7	2,9
Станція перекачки конденс.	260	9	2,34	0,70	1,00	1,73	1,6	2,8
Територія заводу	73 000	0,4	29,20	0,70	1,00	1,73	20,4	35,4
Всього по заводу							338,3	585,3

Табл. Д 1.3

№ п/п	Найменування обладнання	п	Pн, кВт		Ки	Cos	tg	Середнє		пэ	Км	Розрахункове		
			Одного	Сумарна				Рср	Qср			Рр	Qр	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП 1,2														
<u>корпус 1</u>														
	Силове	119	2-205	2252				1050	309			1269	311	
	Освітлювальне							107	187			92,0	160,0	
	Освітлення території							35,0	62,0			25,0	44,0	
	Втрати в тр-рах (3*630 кВА)											20,0	35,0	
	Комп. Пристрої 0,4 кВ												-290,0	
	Всього на шинах 10 кВ ТП1,2											1406,0	260,0	1429,84
ТП 3														
<u>Корпус 2</u>														
	Силове	93	2,0-22	990				209,0	207,0			235,0	203,0	
	Освітлювальне							125,0	217,0			108,0	186,0	
	Всього по корпусу							334,0	424,0			343,0	389,0	
<u>Деревообр. Цех</u>														
	Силове	18	1,0-10	110				30,0	28,0			41,6	28,3	
	Освітлювальне							8,0	13,0			7,0	12,0	
	Всього по цеху							38,0	41,0			48,6	40,3	
<u>Склад пиломатеріалів</u>														
	Силове	5	10	50				10	12			24	13	
	Освітлювальне							6	11			5	8	
	Всього по складу							16,0	23,0			29,0	21,0	
<u>Склад металовідходів</u>														
	Силове	5	10	50				10	12			24,1	12	
	Освітлювальне							3	5			1,7	2,9	
	Всього по складу							13,0	17,0			25,8	14,9	

<u>Гальванічний цех</u>													
Силове	22	5,0-56	670				296	372			355	374	
Освітлювальне							13	22			11	19	
Всього по цеху							309,0	394,0			366,0	393,0	
Всього по ТП 3													
Силове	143	2,0-56	1870	0,30	0,66	1,14	555,0	631,0	67	1,12	621,6	631,0	
Освітлювальне							155	268			132,7	228,0	
Всього по ТП 3							710,0	899,0			754,3	859,0	1143,18
Втрати в тр-рах (2*630 кВА)											17,0	78,0	
Комп. Пристрої 0,4 кВ												-216,0	
Всього на шинах 10 кВ ТП3											771,3	643,0	1004,17
ТП 4													
<u>Корпус 3</u>													
Силове	106	2,0-26	1544				341	351			382,0	351,0	
Освітлювальне							84	145			72,0	124,0	
Всього по корпусу							425,0	496,0			454,0	475,0	
<u>Компресорна</u>													
Силове	5	50-100	400				240	180			336,0	198,0	
Освітлювальне							8	12			4,6	7,9	
Всього по компресорній							248,0	192,0			340,6	205,9	
Всього по ТП 4													
Силове	111	2-100	1944	0,30	0,74	0,91	581,0	531,0	39	1,2	697,2	531,0	
Освітлювальне							92	157			82,0	140,0	
Всього по ТП 4							673,0	688,0			779,2	671,0	1028,30
Втрати в тр-рах (2*630 кВА)											14,0	66,0	
Комп. Пристрої 0,4 кВ												-216,0	
Всього на шинах 10 кВ ТП4											793,2	521,0	949,00

ТП 5													
<u>Котельня</u>													
Силове	14	8-255	1092				653	473,0			842	521	
Освітлювальне							10	16,0			5,5	9,4	
Всього по котельній							663,0	489,0			847,5	530,4	
<u>Гараж</u>													
Силове	8	1,0-13	65				17	14,00			31,0	14,0	
Освітлювальне							14	22,0			10	17	
Всього по гаражу							31,0	36,0			41,0	31,0	
<u>Станція перекачки</u>													
Силове	5	10	50				25	18			39	20	
Освітлювальне							55,2	26,7			1,6	2,8	
Всього по корпусу							80,2	44,7			40,6	22,8	
Всього по ТП 5													
Силове	27	1,0-250	1207	0,58	0,81	0,73	695,0	505,0	10	1,24	861,8	505,0	
Освітлювальне							27,0	44,0			20,0	32,0	
Всього по ТП 7, 8							722,0	549,0			881,8	537,0	1032,44
Втрати в тр-рах (2*630 кВА)											15,0	68,0	
Комп. Пристрої 0,4 кВ												-216,0	
Всього на шинах 10 кВ ТП 5											896,8	389,0	977,53
ВСЬОГО ПО ЗАВОДУ													
Силове	402	1-255	7816	0,42	0,74	0,91	3297	3003	63	1,13	3725,6	1813	4143
Освітлювальне											360,0	623,0	
Всього											4085,6	2436,0	
Втрати в трансформаторах (9*630 кВА)											67,0	303,0	
Комп. Пристрої 0,4 кВ												-939,0	
ВСЬОГО ПО ЗАВОДУ											4152,6	1800,0	
Комп. Пристрої 10 кВ												-1200,0	
Всього на шинах 10 кВ ЦРП											4152,6	600,0	4196

Табл. Д 2.1.

Дані для побудови картограми електричних навантажень та розрахунку умовного центру

<i>№п/п</i>	<i>Назва підрозділу</i>	<i>m</i>	<i>Pr осв</i>	<i>Pr сил</i>	<i>Pr сил +Pr осв</i>	<i>R</i>	<i>a</i>	<i>Xi</i>	<i>Yi</i>	<i>Pi*Xi</i>	<i>Pi*Yi</i>
1	Корпус №1	0,2	97	1270	1367	47	5	17	8	23239	10936
2	Корпус №2	0,2	113	236	349	24	23	12	8	4188	2792
3	Корпус №3	0,2	76	366	442	27	12	17	12	7514	5304
4	Гараж	0,2	11	31	42	8	19	13	14	546	588
5	Деревообробний цех	0,2	7	42	49	9	10	9	6	441	294
6	Гальванічний цех	0,2	12	352	364	24	2	14	10	5096	3640
7	Склад пиломатеріалів	0,2	4	24	28	7	10	8	6	224	168
8	Компресорна	0,2	6	338	344	23	1	13	11	4472	3784
9	Котельня	0,2	7,0	834	841	37	1	13	13	10933	10933
10	Склад металовідходів	0,2	2,0	24	26	6	6	15	7	390	182
11	Станція перекачки	0,2	2,0	39	41	8	4	12	12	492	492

3893

57535

$$\underline{X_0 = 14,78 \text{ см}}$$

$$\underline{Y_0 = 10,05 \text{ см}}$$

Табл. Д 4.1.

Вибір кількості та місця розташування КП

№ КТП	К-сть трансфо рматорів	S _н , кВА	Тип КП	К-сть КП	Q _Σ , квар	Місце встановлення КП
КТП 1,2	3	630	УКН-0,38-108У3 УКН-0,38-75У3	2 1	216 75	КТП 1 Шини 0,4 кВ КТП 2 Шини 0,4 кВ
КТП 3	2	630	УКН-0,38-108У3	2	216	КТП 3 Шини 0,4 кВ
КТП 4	2	630	УКН-0,38-108У3	2	216	КТП 4 Шини 0,4 кВ
КТП 5	2	630	УКН-0,38-108У3	2	216	КТП 5 Шини 0,4 кВ
			УКЛН-10-600 У3	2	1200	ЦРП Шини 10 кВ

Табл. Д 5.1.

Вибір цехових трансформаторних підстанцій

№ТП	Sр, кВА	Sном, кВА	N	Марка трансф.	Кз	Кз.ав.	Категорій ність приймачів	Тип КТП	Місце розташуван ня
1,2	1430	630	3	ТМ- 630/10	0,756	1,14	II, III	вбудована	Корпус 1
3	1004	630	2	ТМ- 630/10	0,79	1,6 відкл III кат.	II, III	вбудована	Корпус 2
4	949	630	2	ТМ- 630/10	0,75	1,47 відкл III кат.	I, II, III	прибудова на	Корпус 3
5	977	630	2	ТМ- 630/10	0,77	1,55 відкл III кат.	I, II, III	прибудова на	Котельня

Розрахунок струмів КЗ

Табл. Дб.1.

		Сопротивления системы					
Имя ЦП	R тр.ЦП НН	X тр.ЦП НН	Х тр.ЦП НН	Rsист (к НН ЦП)	Xсист (к НН ЦП)		
Режим		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
-	[Ом]	[Ом]	[Ом]	[Ом]	[Ом]	[Ом]	[Ом]
1	.125	.908	1.112	.000	.000	.000	.000

Табл Дб.2.

		Токи КЗ в максимальном режиме				
N п/п	Начало	Конец	Z трассы (к Ун ВН)	I кз 3-фазн.	I кз удар.	
-	-	-	[Ом]	[Ом]	[кА]	[кА]
1	0	1	.139	1.003	6.2917	14.6749
2	1	ЦРП	.575	1.141	4.3390	7.3898
3	ЦРП	ТП1	.644	1.151	4.1445	6.8685
	НН	ТП1	.005	.015	15.5327	29.8271
4	ТП1	ТП2	.683	1.156	4.0456	6.6175
	НН	ТП2	.005	.015	15.4816	29.6454
5	ЦРП	ТП3	.631	1.147	4.1786	6.9571
	НН	ТП3	.005	.015	15.5501	29.8878
6	ЦРП	ТП4	.588	1.143	4.3025	7.2884
	НН	ТП4	.004	.015	15.6103	30.1033
7	ЦРП	ТП5	.637	1.148	4.1615	6.9127
	НН	ТП5	.005	.014	15.5413	29.8575

Табл. Д6.3.

Токи КЗ в минимальном режиме						
N п/п	Начало	Конец	Z трассы (к Un ВН)	I кз 3-фазн.	I кз 2-фазн.	
-	-	-	[Ом]	[Ом]	[кА]	[кА]
1	0	1	.112	1.001	5.9955	5.1925
2	1	ЦРП	.552	1.141	4.1347	3.5808
3	ЦРП	ТП1	.621	1.151	3.9487	3.4199
	НН	ТП1	.005	.015	14.7651	12.7868
4	ТП1	ТП2	.658	1.156	3.8541	3.3378
	НН	ТП2	.005	.014	14.7161	12.7445
5	ЦРП	ТП3	.606	1.147	3.9815	3.4481
	НН	ТП3	.004	.015	14.7813	12.8010
6	ЦРП	ТП4	.565	1.143	4.0998	3.5506
	НН	ТП4	.004	.015	14.8388	12.8508
7	ЦРП	ТП5	.612	1.150	3.9651	3.4339
	НН	ТП5	.005	.015	14.7733	12.7941

Табл. Д 6.4 Вибір вимикачів 10 кВ на вводах

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
242 А	$I_{роб\,форс} \leq I_{ном}$	630,0 А
4,31 кА	$I_K \leq I_{динс}$	20,0 кА
7,38 кА	$i_y \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{динс}$	51,0 кА
4,31 кА	$I_{нт} \leq I_{ном\,відкл}$	20,0 кА
$\sqrt{2} \cdot 4,3 + 3,43 = 7,39$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ном\tau} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н\,відкл} (1 + \beta_n)$	$\sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,25) = 35,26$ кА
$4,3^2 (0,03 + 1,5 + 0,045) = 29 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Табл. Д 6.5 Вибір вимикачів 10 кВ на фідерах

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
242 А	$I_{роб\,форс} \leq I_{ном}$	630,0 А
4,31 кА	$I_K \leq I_{динс}$	20,0 кА
7,38 кА	$i_y \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{динс}$	51,0 кА
4,31 кА	$I_{нт} \leq I_{ном\,відкл}$	20,0 кА
$\sqrt{2} \cdot 4,3 + 3,43 = 7,39$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ном\tau} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н\,відкл} (1 + \beta_n)$	$\sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,25) = 35,26$ кА
$4,3^2 (0,03 + 1,5 + 0,045) = 29 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$