

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ П. Плешков

“ ____ ” _____ 2023 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ
ВИЩОЇ ОСВІТИ
на тему:
«Розробка системи електроспоживання електротехнічного
підприємства ПАТ «Одесакабель»
Development of the electricity consumption system of the electrical
engineering enterprise PJSC "Odesakabel"»**

Виконав здобувач IV курсу групи ЕЕ-19
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

_____ В.Вознюк
« ____ » _____ 2023 р.

Керівник проекту
професор, канд. техн. наук
_____ П.Плешков

« ____ » _____ 2023 р.
Рецензент _____

м. Кропивницький

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ Плешков П.Г.

«_____» _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Вознюк Владислава Вячеславовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) **Розробка системи електроспоживання**
електротехнічного підприємства ПАТ «Одесакабель»

2. Керівник роботи (проекту) Плешков Петро Григорович, к.т.н., професор

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 5.06.2023 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) _____
Розрахунок електричних навантажень; Побудова картограми електричних
навантажень та вибір місця розташування ЦРП; Вибір напруги і електричних
схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання; Режими реактивної
потужності системи електропостачання; Вибір кількості та потужності
трансформаторів; Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання,
електроустановок та силових мереж системи електропостачання; Розробка
системи енергетичного контролю пат «Одесакабель»

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>			

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	1.05.23	
2	<i>Побудова картограми електричних навантажень та вибір місця розташування ЦРП</i>	5.05.23	
3	<i>Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання</i>	9.05.23	
4	<i>Режими реактивної потужності системи електропостачання</i>	15. 05.23	
5	<i>Вибір кількості та потужності трансформаторів</i>	19. 05.23	
6	<i>Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання, електроустановок та силових мереж системи електропостачання;</i>	22. 05.23	
7	<i>Розробка системи енергетичного контролю пат «Одесакабель»</i>	25. 05.23	
8	<i>Оформлення пояснювальної записки ВКР</i>	29. 05.23	
9	<i>Оформлення презентаційної частини ВКР</i>	31. 05.23	

Дата видачі завдання
Підпис керівника _____

« ____ » _____ 2023р.

Завдання прийнято до виконання
Підпис здобувача _____

« ____ » _____ 2023 р.

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 79 с.; 12 рис.; 25 табл.; 15 джерел

Вознюк В. В. Розробка системи електроспоживання електротехнічного підприємства ПАТ «Одесакабель» – Рукопис.

Кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2023 рік.

Кваліфікаційна робота присвячена розробці системи електроспоживання електротехнічного підприємства ПАТ «Одесакабель», яке задовольняє вимогам економічності та надійності роботи. З цією метою було проведено основні техніко-економічні розрахунки: електричних навантажень, режимів реактивної потужності, струмів коротких замикань. Здійснено вибір схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання станції, трансформаторних підстанцій, конденсаторних установок, струмопроводів, високовольтного обладнання.

У спеціальному розділі бакалаврської роботи було розроблено систему енергетичного контролю ПАТ «Одесакабель». Розглянуто загальні принципи побудови АСКУЕ, обґрунтовано вибір системи комерційного та технічного контролю і обліку енергоресурсів. Також проведено вибір електричних схем підключення лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги, проведено розрахунок метрологічних характеристик системи обліку електроспоживання.

Ключові слова: електричні навантаження, трансформаторна підстанція, реактивна потужність, струми короткого замикання, електричне обладнання, енергетичний контроль, автоматична система контролю та обліку електроенергії, технічний та комерційний облік, лічильники електричної енергії.

ABSTRACT

Qualification work: 79 p.; 12 Fig.; 25 tables; 15 sources

Voznyuk V. V. Development of the electricity consumption system of the electrical engineering enterprise "Odesakabel" PJSC - Manuscript.

Qualification thesis on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2023.

The qualification work is devoted to the development of the power consumption system of the Odesakabel PJSC electrical engineering enterprise, which meets the requirements of economy and reliability of work. For this purpose, basic technical and economic calculations were carried out: electrical loads, reactive power modes, short-circuit currents. The selection of external and internal power supply schemes for the station, transformer substations, capacitor units, power lines, high-voltage equipment was made.

In a special section of the bachelor thesis, the energy control system of PJSC "Odesakabel" was developed. The general principles of construction of ASKUE are considered, the choice of a system of commercial and technical control and accounting of energy resources is substantiated. The selection of electrical schemes for connecting meters and the selection of current and voltage transformers was also carried out, the calculation of metrological characteristics of the electricity consumption accounting system was carried out.

Keywords: electrical loads, transformer substation, reactive power, short-circuit currents, electrical equipment, energy control, automatic system of control and accounting of electricity, technical and commercial accounting... electric energy meters.

--

ЗМІСТ		
1	ВСТУП.....	6
2	РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	9
2.1.	Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В.....	9
2.2	Розрахунок освітлювальних навантажень.....	9
2.3.	Розрахунок електричних навантажень силових мережах вище 1000 В.....	10
2.4.	Побудова графіків електричних навантажень підприємства.....	15
3.	ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ЦЕН.....	18
4.	ВИБІР НАПРУГИ І ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	21
5.	РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	27
5.1.	Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації.....	27
5.2.	Вибір кількості, потужності та місця розташування пристроїв компенсації.....	28
6.	ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ...	31
7.	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ОБЛАДНАННЯ, ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ТА СИЛОВИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	34
7.1.	Розрахунок струмів короткого замикання.....	34
7.2.	Вибір струмопровідних пристроїв високовольтної мережі заводу.	35

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА			
		Н докум.			Розробка системи електроспоживання електротехнічного підприємства ПАТ «Одесакабель»			
Розроб	Вознюк							
Перевірів	Плєшков П.Г.							
Н.контр.								
Затв.					ЦНТУ, гр.ЕЕ-20-ЗСК			

7.3	Вибір високовольтного електрообладнання.....	38
8	РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОНТРОЛЮ ПАТ «ОДЕСАКАБЕЛЬ».....	41
8.1	Загальні принципи побудови АСКОВЕ.....	41
8.2	Компоненти підсистеми вимірювання.....	46
8.3	Обладнання збору і передачі даних.....	52
8.4	Обґрунтування вибору системи комерційного та технічного контролю	61
8.5	Електричні схем підключення лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги.....	65
8.6	Визначення метрологічних характеристик системи контролю електроспоживання.....	68
	ВИСНОВКИ.....	76
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	78

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ВСТУП

Мета створення системи електропостачання для промислових підприємств та цехів полягає в тому, щоб забезпечити електроенергією різноманітні приймачі, такі як двигуни машин і механізмів, електричні агрегати, електролізні установки, машини для електричного зварювання та освітлювальні установки. Виникнення потреби в електропостачанні промислових підприємств та окремих приймачів відбулося паралельно зі широким використанням електроприводу як рушійної сили різних машин і механізмів. Перші електростанції були зведені в містах для освітлення та біля фабрик і заводів з напругою 0,38 та 10 кВ. Згодом з'явилась можливість будувати електричні станції в місцях добування палива (торфу, вугілля, нафти) чи місцях використання енергії води, незалежно від місцезнаходження споживачів електроенергії - міст і промислових підприємств. Для передачі електроенергії на великі відстані до центрів споживання використовують лінії електропередачі високої напруги.

Сьогодні більшість споживачів отримують електроенергію від енергосистеми. Однак, на деяких підприємствах продовжують будувати власні теплові електростанції. Причини для цього різні: необхідність використання вторинних енергоресурсів, необхідність резервного живлення для відповідальних споживачів, віддаленість підприємств від енергосистеми та потреба в т

Нині система електропостачання промислових підприємств та цехів значно розвинулась, вона забезпечує стабільне живлення великої кількості електричних приймачів різного типу та потужності. Для забезпечення якісної та ефективної роботи системи використовуються різноманітні методи і технології, такі як автоматизація, управління виробництвом та розподілом електроенергії, а також використання сучасних матеріалів і техніки для спорудження електростанцій та ліній електропередачі.

Однак, разом зі зростанням виробництва електроенергії з'явилися нові проблеми, зокрема збільшення навантаження на енергосистему та зростання

					Арк. 6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

вартості електроенергії. У зв'язку з цим, промислові підприємства та окремі споживачі звертають увагу на раціональне використання електроенергії, використання відновлювальних джерел енергії та інші екологічно чисті технології виробництва.

У цілому, система електропостачання промислових підприємств та цехів є важливою складовою енергетичної інфраструктури країни, і її розвиток є ключовим фактором для забезпечення економічного та соціального розвитку.

Кожне виробництво існує завдяки машинам, які забезпечують роботу технологічних механізмів, що виробляють промислову продукцію. У наш час всі машини приводяться електродвигунами, оскільки електроенергія є гнучкою та зручною формою енергії, що забезпечує роботу виробничих механізмів.

Розвиток та ускладнення структури систем електропостачання, збільшення вимог до економічності та надійності їх роботи, впровадження пристроїв керування розподілом та споживанням електроенергії на базі сучасної обчислювальної техніки ставлять перед інженерами проблему підготовки висококваліфікованих кадрів.

Однією з найважливіших вимог є забезпечення якості та точності обліку спожитої електричної енергії. Це завдання стоїть перед інженерними підрозділами країни та є основною задачею.

У даній кваліфікаційній роботі ставиться задача розробити систему електропостачання ПАТ «Одесакабель» та запровадити маркетинг управління споживанням електроенергії.

Маркетинг управління споживанням електроенергії - це процес розробки та впровадження стратегій та планів з метою підвищення ефективності використання електроенергії споживачами.

						Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Однією з головних задач маркетингу управління споживанням електроенергії є збільшення свідомості споживачів щодо використання енергії та підвищення енергоефективності. Це можна досягти шляхом реклами, освітніх кампаній, розробки тарифних планів, що залежать від часу доби тощо.

Також, маркетинг управління споживанням електроенергії включає аналіз та управління попитом на електроенергію в різний час доби. Це дозволяє споживачам знижувати свої витрати на електроенергію та сприяє енергоефективності в цілому.

Отже, маркетинг управління споживанням електроенергії є важливим інструментом для ефективного використання енергії та підвищення свідомості споживачів щодо її використання.

						Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

2.1. Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В.

Визначення розрахункових електричних навантажень електроприймачів виконується у відповідності з методом “Упорядкованих діаграм” згідно методики, викладеній в [1].

В таблиці 2.1 приведений результат розрахунку силового навантаження ПАТ «Одесакабель» з застосуванням математичного пакету Microsoft Excel.

2.2 Розрахунок освітлювальних навантажень.

Розрахунок освітлювальних навантажень виконується, використовуючи питому потужність освітлювального навантаження відносно одиниці корисної площі виробничого приміщення. При розрахунках використовувалась методика, викладена в [1] та представлена в табл. 2.2.

Таблиця 2.2. Розрахунок освітлення

№ пп	Найменування підрозділу	F, м ²	P ₀ , Вт/м ²	P _y , кВт	cosφ	tgφ	Q _y , кВар	K _c	P _p , кВт	Q _p , квар
1	Електро-механічний цех	3182	18	57,28	0,9	0,484	27,74	0,95	54,41	26,35
2	Штампувальний цех	1241	16	19,86	0,9	0,484	9,62	0,95	18,86	9,14
3	Збиральний цех	884	16	14,14	0,9	0,484	6,85	0,9	12,73	6,17
4	Ремонтний цех	1024	12	12,29	0,9	0,484	5,95	0,85	10,44	5,06
5	Експериментальний цех	224	15	3,36	0,9	0,484	1,63	0,85	2,86	1,38
6	Склад готової продукції	585	8	4,68	0,5	1,732	8,11	0,9	4,21	7,30
7	Адміністрація	480	18	8,64	0,9	0,484	4,18	0,95	8,21	3,98
8	Гараж	300	8	2,40	0,9	0,484	1,16	0,9	2,16	1,05
9	Котельня	434	8	3,47	0,9	0,484	1,68	0,8	2,78	1,35
	Освітлення території	75748	0,1	7,57	0,5	1,732	13,12	1	7,57	13,12
	Всього	84 102		133,69			80,04		124,24	74,88

						Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3. Розрахунок електричних навантажень в силових мережах вище 1000 В.

При визначенні навантаження в мережі напругою вище 1000 В розрахунковими вузлами навантаження є шини 10 кВ ТП (РП, ГЗП), тому перед початком розрахунку необхідно перш за все визначити кількість ТП, потужність трансформаторів і їх розміщення на території підприємства. Для визначення кількості ТП, кількості і потужності трансформаторів та місця їх розташування використовують картограму навантаження.

При розрахунках використано рекомендації, наведені в [1] .

.

Розрахунок навантажень в мережі вище 1000 В приведений в таблиці 2.3.

Сумарне активне навантаження ПАТ «Одесакабель» дорівнює 2555,78кВт, а реактивне – 2319,3 квар.

						Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зм	
Арк	
№ докум.	
Підпис	
Дата	
Арк.	

продовження таблиці 2.1.

1	2	3	4			5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
8	Гараж																
	Зарядне для акумуляторів	4	5	-	5	20,0		0,40	0,75	0,88	8,00	7,06					
	Підйомні крани	2	20	-	20	40,0		0,40	0,75	0,88	16,00	14,11					
	Зварочний апарат	2	10	-	10	20,0		0,60	0,35	2,68	12,00	32,12					
	Всього по гаражу	8	5	-	20	80,0		0,45	0,56	1,48	36,00	53,28	8	1,483	53,39	58,61	79,28
9	Котельня																
	Вентилятори	10	0,5	-	3	18,0		0,60	0,80	0,75	10,80	8,10					
	Насоси	8	3	-	8	44,0		0,65	0,75	0,88	28,60	25,22					
	Димосмок	4	3	-	10	26,0		0,65	0,80	0,75	16,90	12,68					
	Сантехнічні вентилятори	9	5,5	-	5,5	50,0		0,65	0,80	0,75	32,50	24,38					
	Всього по котельній	31	0,5	-	10	138,0		0,64	0,784	0,79	88,80	70,37	31	1,126	100,03	70,37	122,31
	Всього по ПАТ «Одесакабель»	325	0,5	-	75	6189		0,37	0,74	0,90	2287	2067	325	1,05	2401,30	2066,77	3168,25

2.4. Побудова графіків електричних навантажень підприємства.

На підставі вимірів на підприємстві збудовано добовий зимовий і літній графік навантажень $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ із урахуванням числа робочих і вихідних днів. Графіки побудовано згідно методики, викладеній в [1].

Для ПАТ «Одесакабель» графіки електричних навантажень будувалися за допомогою програми „*Grafik.exe*”, яка розроблена на кафедрі. Результати приведені на рис.2.1-2.3.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

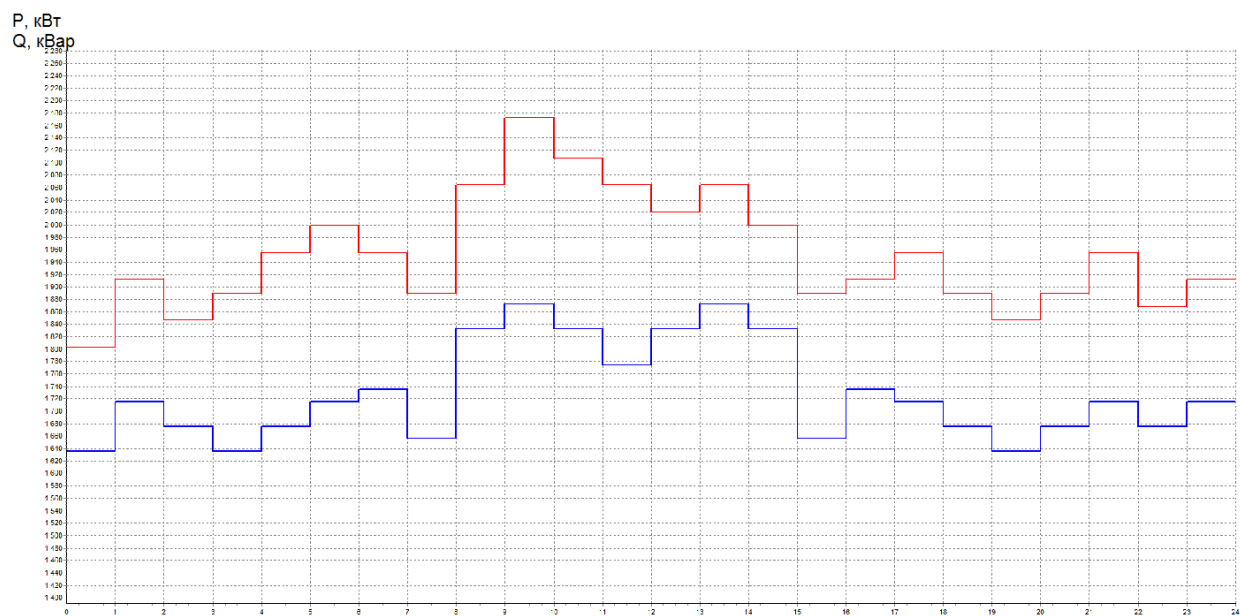


Рис.2.1. Добовий графік навантаження Р, Q (літні робочі дні)

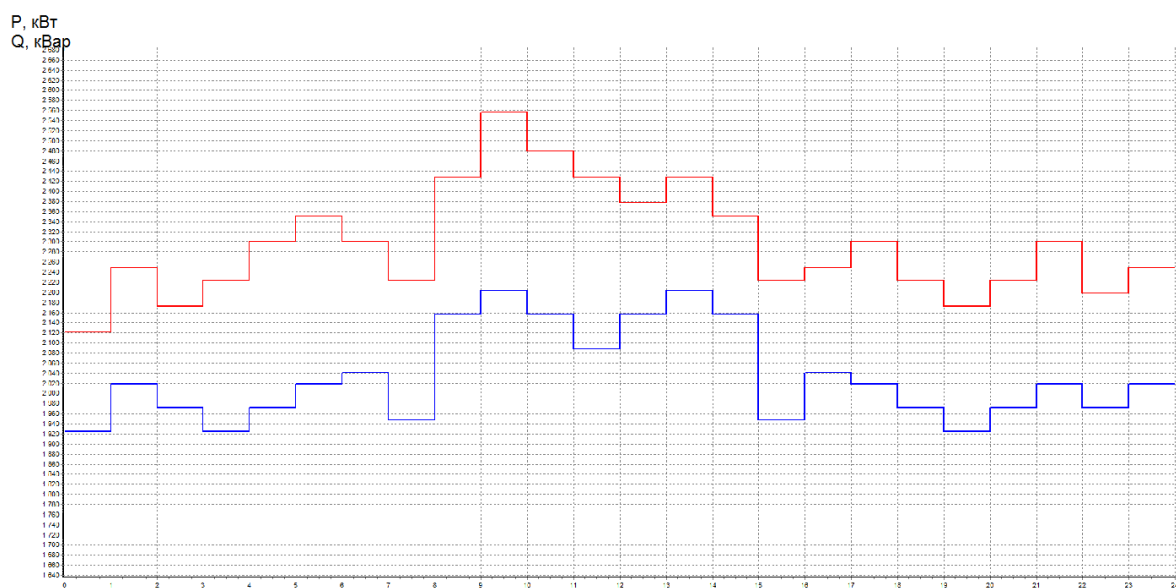


Рис.2.2. Добовий графік навантаження Р, Q (зимові робочі дні)

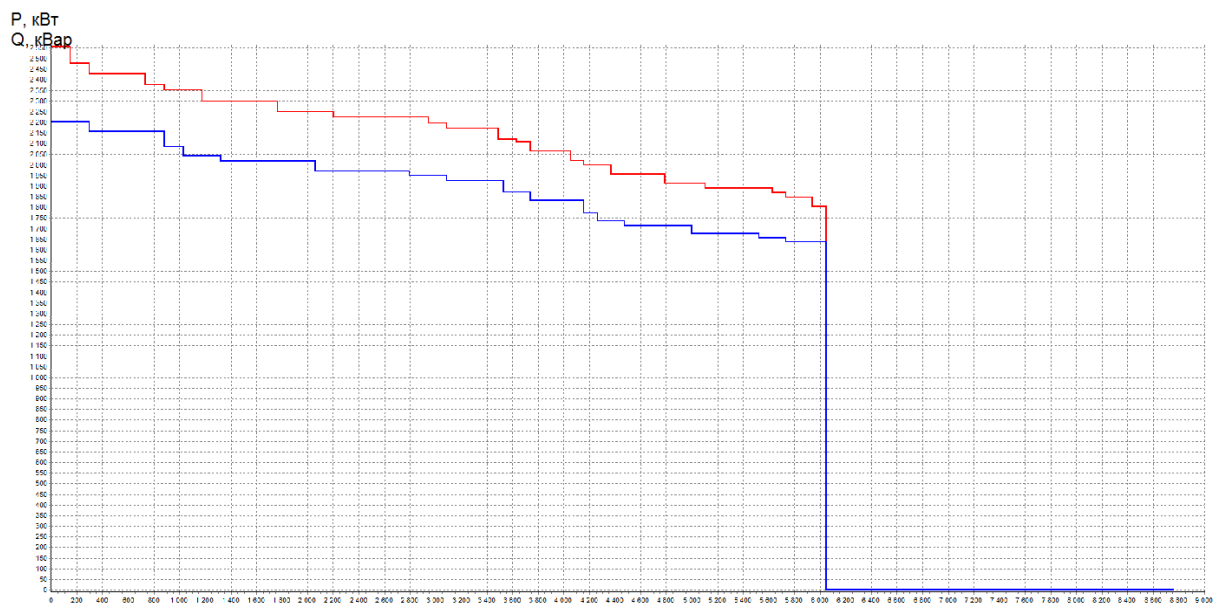


Рис.2.3. Річний графік навантаження P, Q

3. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ЦЕН

Для визначення місця розташування ЦРП на генеральний план промислового підприємства наносяться картограма електричних навантажень. Картограма навантажень підприємства являє собою на генеральному плані кола, площі котрих, у обраному масштабі, рівні розрахунковим навантаженням цехів.

Для побудови картограми навантажень цехів і підприємства в цілому визначаються для кожного цеху радіуси кіл R_i , площа πR_i^2 , котрих у обраному масштабі рівна повному навантаженню цеху P_i , кВт·А.

$$P_i = \pi R_i^2 m \quad (3.1)$$

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}} \quad (3.2)$$

де m – масштаб кола, кВт/мм².

Є ціла низка математичних методів, що дозволяють аналітично визначити центр електричних навантажень (ЦЕН) промислового підприємства. Найбільшого розповсюдження набув метод, що використовує деякі положення теоретичної механіки: якщо вважати навантаження цеха рівномірно розподіленими по його площі, то центр навантаження можна прийняти таким, що співпадає з центром тяжіння фігури, яка зображує цех в плані.

Проводячи аналогію між масами і електричними навантаженнями цехів P_i координати їх центра (X , Y) для підприємства можна визначити за наступними виразами:

$$\begin{aligned} X &= \frac{\sum_{i=1}^n X_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \\ Y &= \frac{\sum_{i=1}^n Y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \end{aligned} \quad (3.3)$$

						Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де X_i та Y_i – координати центрів електричного навантаження i -го цеху.

На картограмі крім силового навантаження також наноситься і освітлювальне, у вигляді сектора з центральним кутом α .

Центральний кут α відповідає площі, яка у обраному масштабі дорівнює площі освітлюваного навантаження:

$$\alpha_i = \frac{P_{pi\text{ осв}} \cdot 360^\circ}{\pi R_i^2}. \quad (3.4)$$

Розрахунок картограми електричних навантажень для ПАТ Одесакабель»:

$$X_0 = \frac{1186562,47}{2899,96} = 8,18 \text{ см}$$

$$Y_0 = \frac{822095,75}{2899,96} = 5,67 \text{ см}$$

З конструктивних міркувань та з метою зменшення перетоків потужності місце спорудження РП зміщуємо в сторону джерела живлення.

Приклад розрахунку R та α для ремонтного цеху:

при масштабі навантаження $m=0,2 \text{ кВт/мм}^2$ радіус кола, яке зображує силове та освітлювальне навантаження:

$$R_4 = \sqrt{\frac{P_4}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{P_P}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{328,36}{3,14 \cdot 0,2}} = 22,86 \text{ мм}$$

$$\alpha = \frac{P_{P\text{ осв}} \cdot 360^0}{\pi \cdot R_4^2 \cdot m} = \frac{10,44 \cdot 360^2}{3,14 \cdot 22,86^2 \cdot 0,2} = 11,45^0$$

Розрахунки для інших цехів проводяться аналогічно і результати зведені в таблиці 3.1.

						Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1. Допоміжна таблиця до побудови картограми навантажень.

№п/п	Назва підрозділу	m	Рр осв i	Рр сил i	Рр сил +Рр осв	Рр вис	R	α	Xi	Yi	Pi*Xi	Pi*Yi
1	Електро-механічний цех	0,2	54,41	647,7	702		33	28	27,2	11,4	1909 6	8004
2	Штампувальний цех	0,2	18,86	634	653		32	10	4,2	23,5	2742	15342
3	Збиральний цех	0,2	12,73	391,3	404		25	11	27,2	2,7	1099 1	1091
4	Ремонтний цех	0,2	10,44	317,9	328		23	11	15,2	3,2	4991	1051
5	Експериментальний цех	0,2	2,86	152,8	156		16	7	60,1	3,2	9353	498
6	Склад готової продукції	0,2	4,21	346	350	3200	24	4	3,2	17,4	1121	6094
7	Адміністрація	0,2	8,21	140,4	149		15	20	5	9,5	743	1412
8	Гараж	0,2	2,16	53,4	56		9	14	5	13,9	278	772
9	Котельня	0,2	2,78	100	103		13	10	18,2	22,3	1871	2292
											0	0

						Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. ВИБІР НАПРУГИ І ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Під час проектування, розглядаються декілька можливих варіантів напруг та схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання.

Вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання виконано у відповідності з методикою, викладеною в [2].

Схеми живлення за двома варіантами наведені на рисунках 4.1. та 4.2.

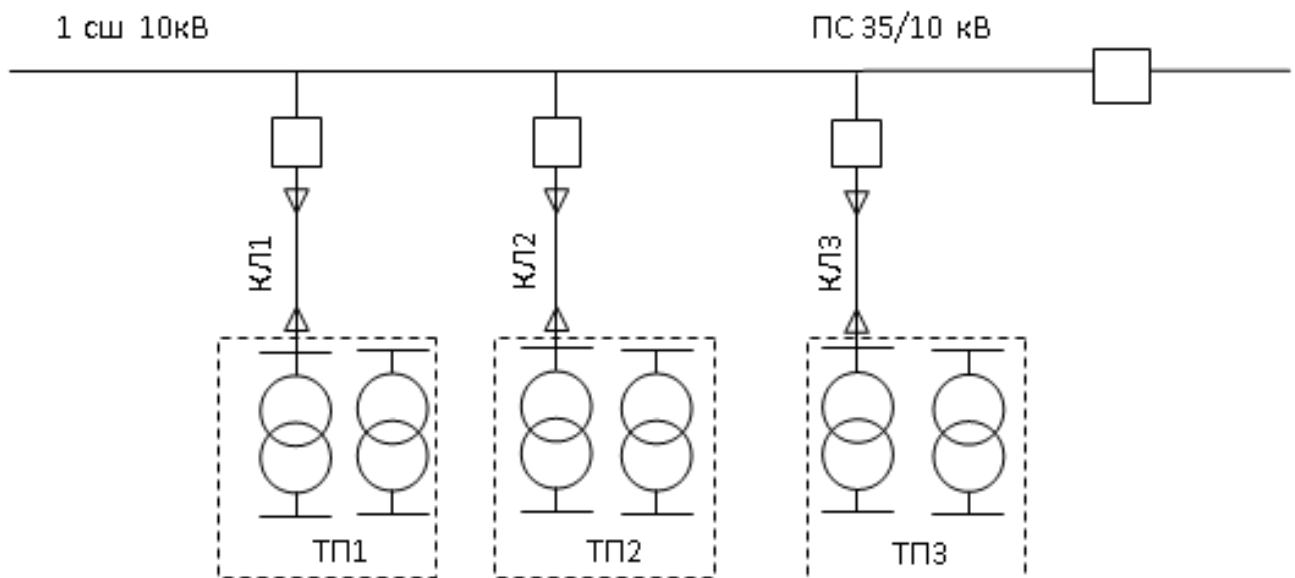


Рис. 4.1. Живлення заводу без РП радіальними лініями від ПС 35/10 кВ

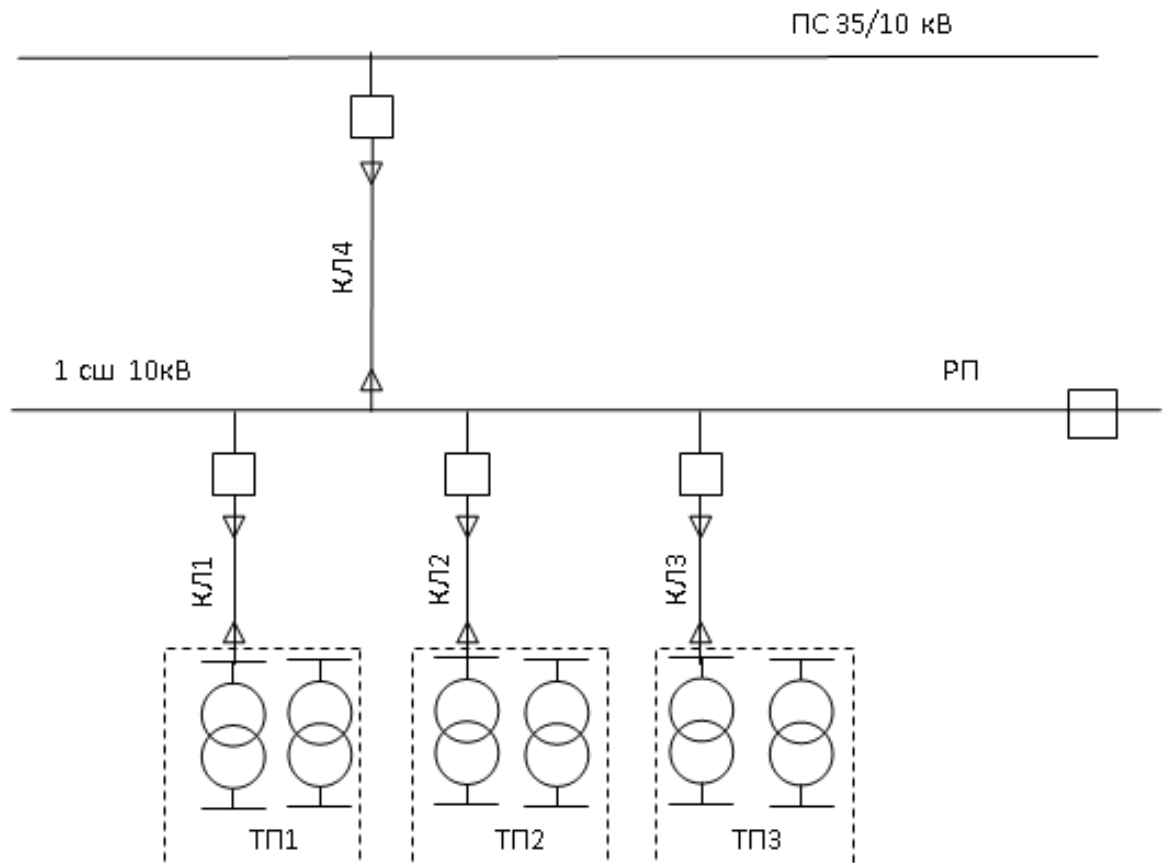


Рис. 4.2. Живлення заводу радіальними лініями з встановленням РП-10 кВ

Варіант №1.

Живлення споживачів здійснюється радіальними кабельними лініями 10кВ безпосередньо з шин ПС 35/10 кВ, віддаленість від заводу до ТП1 630м.

Розрахунковий струм лінії:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_H} = \frac{1186,6}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 34,3 \text{ А.}$$

Площа перерізу кабельної лінії:

$$F_{ек} = I_p / j_{ек} = 34,3 / 1,1 = 31,2 \text{ мм}^2$$

де $j_{ек} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ – економічна щільність струму приймається при $T_m=5041 \text{ год.}$

Приймаємо стандартний переріз кабеля 35 мм^2 . Приймаємо кабель марки ААШв – 10 (3 х 35). Кількість $n = 1$.

Для даного кабеля допустимий тривалий струм $I_{\text{доп}} = 115 \text{ А}$, втрати потужності на 1 км $P_{1\text{км}} = 42 \text{ кВт/км}$, вартістю $K_0 = 759 \text{ тис.грн/км}$.

Допустимий довготривалий струм навантаження з урахуванням кількості кабелів, що працюють в одній траншеї:

$$I_{\text{доп}}' = I_{\text{доп}} \cdot K_{\pi} = 115 \cdot 1,0 = 115 \text{ А};$$

де K_{π} – поправочний коефіцієнт на кількість працюючих кабелів в одній траншеї, для $n_{\text{кл}} = 1$ $K_{\pi} = 1$.

Коефіцієнт попереднього завантаження кабеля

$$K_3 = I_p / (n \cdot I_{\text{доп}}) = 34,3 / 115 = 0,3$$

При виході зі строю однієї лінії, інша забезпечить живлення навантаження

$$I_{\text{авар}}' = n \cdot I_{\text{доп}}' \cdot K_{a,\pi} = 1 \cdot 115 \cdot 1,35 = 155 > I_{p,\text{ав}} = 68,6 \text{ А}$$

$$I_{p_{\text{ав}}} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H} = \frac{1186,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 68,6 \text{ А}.$$

Отже живлення забезпечуватиметься нормально.

Втрати потужності та енергії в лінії:

$$\Delta E_1 = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau = 4,71 \cdot 3456 = 16264,02 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{1\text{км}} \cdot l_{\Sigma} \cdot K_3^2 = 42 \cdot 1,26 \cdot 0,3^2 = 4,71 \text{ кВт}$$

Сумарна довжина кабельної лінії

$$l_{\Sigma} = l_{\text{кли}} \cdot n = 0,63 \cdot 2 = 1,26 \text{ км}$$

$n_{\text{л}}$ - кількість кабельних ліній в одному ланцюгу, шт

$$C_{\text{втрат}} = \Delta E_1 \cdot C_0 = 16264,02 \cdot 2,7 = 43,9 \text{ тис. грн.}$$

де C_0 – вартість 1 кВт·год електроенергії; згідно з діючими тарифами

$$C_0 = 2,7 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год.}$$

Розрахунок для інших елементів схеми зводимо до таблиць 4.1-4.2.

						Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1. Розрахунок параметрів кабельних ліній по I варіанту

№ КЛ на схемі	Sp, кВА	n	I _p , А	I _{ф.р.} , А	F _{ек, 2} , мм ²	F _{ст, 2} , мм ²	Марка кабеля	I _{доп} , А	K _з
КЛ-1	1186,6	2	34,3	137,2	31,2	35	ААШв(3 × 35)	115	0,30
КЛ-2	1186,6	2	34,3	137,2	31,2	35	ААШв(3 × 35)	115	0,30
КЛ-3	1171,5	2	33,9	135,4	30,8	35	ААШв(3 × 35)	115	0,29

Таблиця 4.2. Розрахунок втрат електричної енергії в кабельній мережі схеми

№ КЛ на схемі	Sp, кВА	n	I _p , А	K _з	l, км	ΔРл, кВт	ΔЕл, кВт*год	C ₀ , грн/кВт	C _{втр} , тис. грн
КЛ-1	1186,6	2	34,296	0,30	0,63	4,707	16264,0	2,7	43912,8
КЛ-2	1186,6	2	34,296	0,30	0,64	4,781	16522,2	2,7	44609,94
КЛ-3	1171,5	2	33,857	0,29	0,67	4,878	16857,2	2,7	45514,44
Всього							49643,4		134037,18

Варіант №2.

Живлення заводу здійснюється радіальними лініями з встановленням РП-10кВ на території заводу, відстань від РП до ПС 35/10 кВ 600 м.

Таблиця 4.3. Розрахунок параметрів кабельних ліній по 2 варіанту

№ КЛ на схемі	Sp, кВА	n	I _p , А	I _{ф.р.} , А	F _{ек, 2} , мм ²	F _{ст, 2} , мм ²	Марка кабеля	I _{доп} , А	K _з
КЛ1	1186,63	2	34,30	34,30	31,18	35	ААШв(3 × 35)	115	0,15
КЛ2	1186,63	2	34,30	34,30	31,18	35	ААШв(3 × 35)	115	0,15
КЛ3	1171,76	2	33,87	33,87	30,79	35	ААШв(3 × 35)	115	0,15
КЛ4	3451,26	2	99,75	99,75	90,68	95	ААШв(3 × 95)	205	0,24

Таблиця 4.4. Розрахунок втрат електричної енергії в кабельній мережі схеми

№ КЛ на схемі	Sp, кВА	n	I _p , А	K _з	l, км	ΔРл, кВт	ΔЕл, кВт*год	C ₀ , грн/кВт	C _{втр} , грн
КЛ1	1186,63	2	34,296	0,15	0,03	0,056	193,6	2,7	522,72
КЛ2	1186,63	2	34,296	0,15	0,04	0,075	258,2	2,7	697,14
КЛ3	1171,76	2	33,866	0,15	0,07	0,127	440,5	2,7	1189,35
КЛ4	3451,26	2	99,747	0,24	0,6	3,551	12271,9	2,7	33134,13
							13164,2		35543,34

Розрахунок капітальних вкладень, поточних витрат та приведених витрат по варіантах зводимо в таблиці 4.4.-4.7.

Таблиця 4.4. Розрахунок капітальних вкладень

№ п/п	Найменування об'єкту	Одиниця	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн	Вартість всього, тис. грн
I варіант	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ, що встановлюються	шт	6	52	312
	Кабельна лінія типу				
	ААШВ(3 × 35)	км	1,94	759	1472,46
	Траншея	км	0,67	100	67
	Всього по КЛ з урахуванням траншеї				1539,46
	Всього				1851,46

II варіант	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ, що встановлюються на РП	шт	8	52	416
	Кабельна лінія типу				
	ААШВ(3 × 35)	км	0,14	759	106,26
	ААШВ(3 × 95)	км	0,6	870	522
	Траншея	км	0,67	100	67
	Всього по КЛ з урахуванням траншеї				695,26
	Шафи КРУ з ТН, що додатково встановлюються на РП	шт	2	25	50,0
	Всього				1856,52

Таблиця 4.6. Розрахунок поточних витрат

№ п/п	Найменування об'єкту	К _і , тис грн	Р _а , %	С _а , %	Р _е , %	С _е , %	С _п , тис.грн
I варіант	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ, що встановлюються	312	15	46,8	5	15,6	62,4
	Кабельні лінії з урахуванням траншеї	1472,46	5	73,6	5	73,6	147,2
	Всього	1784,6		120,4		89,2	179,6
II варіант	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ, що встановлюються на РП	416	15	62,4	5	20,8	83,2
	Кабельні лінії з урахуванням траншеї	695,26	5	34,76	5	34,7	69,4
	Шафи КРУ з трансформаторами напруги, що додатково встановлю-ються на РП	50	15	7,5	5	2,5	10
	Всього	1161,26		104,66		58	162,6

Таблиця 4.7. Розрахунок приведених витрат по варіантах, т.грн.

Показники	Варіант	
	1	2
Капіталовкладення	1851,46	1856,52
Поточні затрати	179,6	162,6
Вартість втрат електроенергії	134	35,5
Приведені витрати	2165,06	2054,62

Вибираємо другий варіант електропостачання, тому що приведені витрати менші ніж в першому варіанті. Для електропостачання ПАТ «Одесакабель» використовуємо схему з установкою РП на території.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

5. РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Використана в роботі методика розрахунків режимів реактивної потужності системи електропостачання викладена в [2].

5.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації

Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв компенсації:

$$P_{\text{нн}}=P_{\text{ф}}=2,555 \text{ МВт}, \quad Q_{\text{нн}}=Q_{\text{ф}}=2,319 \text{ Мвар}$$

Потужність, яка поступає з системи:

$$Q_{\text{с}} = P_{\text{ф}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{с}} = 2,555 \cdot 0,15 = 0,383 \text{ Мвар}$$

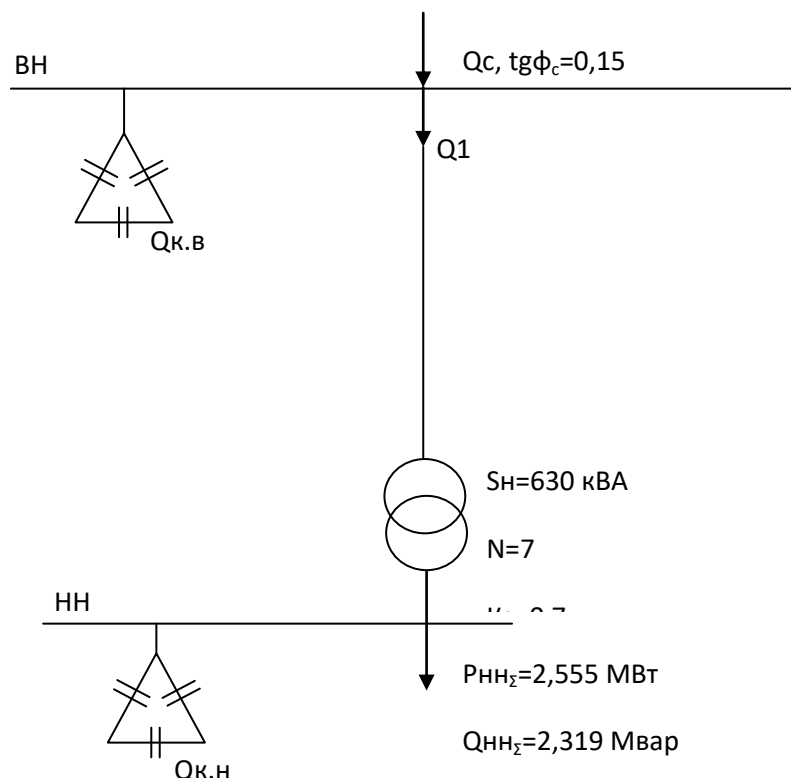
Сумарна потужність компенсуючих пристроїв

$$Q_{\text{ку}}=Q_{\text{нн}} - Q_{\text{с}}=2,319 - 0,383=1,935 \text{ Мвар}$$

Треба відмітити, що у складі навантаження на низькій стороні ($P_{\text{нн}}$, $Q_{\text{нн}}$) враховувались втрати потужності ($\Delta P_{\text{т}}$, $\Delta Q_{\text{т}}$) в цехових трансформаторах.

Розрахункова схема для заводу приведена на рис.5.1.

						Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Розрахунок компенсації реактивної потужності для ПАТ “Одесакабель» проводимо по програмі „Excel”, що розроблена на кафедрі. Результати приведені в роздруківках та таблиці 2.3.

5.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування пристроїв компенсації

Потужності БК, які встановлюються на шинах 0,4 кВ цехових підстанцій, залежать від реактивної потужності на шинах цієї підстанції і від пропускної здатності трансформатора.

Приклад розрахунку потужності БК на шинах 0,4 кВ цехової підстанції.
КТП 3.

$P_{нн}=922,3$ кВт; $Q_{нн}=722,28$ кВар; $S_{ном}=630$ кВА;
 $N_T=2$ $K_3=0,7$

						Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 922,3^2} = 0 \text{ кВар}$$

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{нн}} - Q_1 = 722,28 - 0 = 722,28 \text{ кВар}$$

До встановлення на даній підстанції приймаємо чотири батареї

4хКРМ-0,4-150 (сумарна потужність БК – 600 кВар). Аналогічно розраховуємо потужності БК на 0,4 кВ для інших підстанцій.

В таблиці 5.3. приведені результати розрахунку електричного навантаження заводу вище 1000 В з урахуванням стандартних БК.

Розрахунковий $\text{tg}\varphi_{\text{р}}$ складає $\text{tg}\varphi_{\text{р}} = 0,145$

Таким чином, при встановленні вибраних БК на 0,4 кВ забезпечується баланс РП в системі електропостачання заводу.

						Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.3. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В з урахуванням КП

Назва групи споживачів	Кіль- ть ЕС	Родного, кВт			Pсум, кВт	m	Ки	cosφ	tgφ	Середнє навантаження		ηеф	Kм	Розрахункове навантаження		
		min		max						Pсм, кВт	Qсм, квар			Pр, кВт	Qр, квар	Sр, кВА
ТП№1,2																
силова	173	0,5		75	4139,7		0,4	0,7	0,96	1486,5	1419,93	173	1,104	1640,45	1419,93	2169,63
освітлювальна														95,43	60,93	
БК 0,4 кВ															-1350	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП1,2														1735,88	130,86	1740,8
Втрати в трансформаторах														19,75	116,54	
Кількість трансформаторів:	4															
Номінальна потужність, кВА:	630															
Коефіцієнт завантаження Kз=	0,69															
Всього на шинах 10кВ ТП№1,2														1755,62	247,4	1772,97
ТП№3																
силова	152	0,5		75	2049,5		0,4	0,78	0,81	800,45	646,84	152	1,103	882,91	646,84	1094,50
освітлювальна														28,81	13,95	
БК 0,4 кВ															-600	
Всього на шинах 0,4 кВ ТПЗ														911,72	60,79	913,75
Втрати в трансформаторах														10,61	61,65	
Кількість трансформаторів:	2															
Номінальна потужність, кВА:	630															
Коефіцієнт завантаження Kз=	0,72															
Всього на шинах 10 кВ ТПЗ														922,34	122,44	930,43
Всього по заводу																
силова	325	1	-	75	6189		0,37	0,74	0,90	2286,95	2066,77	325	1,05	2401,30	2066,77	3168,25
освітлювальна														124,24	74,88	
Всього														2525,54	2141,65	3311,34
БК 0,4 кВ															-1950	
Втрати в трансформаторах														30,36	178,19	
Всього по ПАТ "Одесакабель"												tgφ=	0,145	2555,9	369,84	2582,52

6. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ

При виборі місця розташування, кількості, потужності та типу трансформаторів враховуються такі фактори:

1. Розрахункове навантаження.
2. Категорія споживачів залежно від надійності живлення.
3. Перевантажувальна здатність силових трансформаторів.
4. Умови навколишнього середовища.
5. Питома густина навантаження.
6. Компенсуючі пристрої, які встановлюються.
7. Архітектурні аспекти.

На промислових підприємствах використовуються одно- і двохтрансформаторні цехові підстанції, що дає можливість використовувати різні варіанти схем електропостачання. Кількість трансформаторів у цеху визначається його навантаженням і вимогами до надійності електропостачання. Найпростішим і економічним рішенням є будівництво однострансформаторних цехових підстанцій. Вони використовуються для живлення споживачів не тільки III, але й II категорії на великих підприємствах, де є запас трансформаторів на складі. Однострансформаторні цехові підстанції також можуть бути використані для живлення електроприймачів I категорії, якщо їх потужність не перевищує 15-20% від потужності трансформатора, і можлива резервування підстанції на вторинній напрузі за допомогою перемичок з автоматичним відключенням і автоматичним включенням.

Двотрансформаторні цехові підстанції застосовуються при перевазі електроприймачів I та II категорій, безперебійне електропостачання котрих необхідне за вимогами технологічного процесу виробництва чи для усунення

						Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

небезпек для життя людей, а також в енергомістких цехах підприємства при великій питомій густині навантаження цеху.

Кількість і потужність трансформаторів у цехових підстанціях взаємозалежні. При заданому розрахунковому навантаженні цеху S , кількість трансформаторів буде змінюватись залежно від обраної одиничної потужності КТП. При виборі цехових трансформаторів для промислових підприємств зазвичай порівнюють трансформатори (КТП) з одиничною потужністю 630; 1000; 1600; 2500 кВ·А. Кількість і потужність трансформаторів залежать від розподілення навантажень у цеху, наявності місця для розташування цехових ТП, характеру та технологічного режиму роботи електроприймачів. Вибір КТП зазвичай проводиться одночасно з вирішенням завдання щодо компенсації реактивної потужності цехових споживачів енергії.

Цехові трансформатори часто обирають користуючись коефіцієнтом завантаження трансформаторів розрахунковим навантаженням цеху. Для двохтрансформаторних цехових підстанцій при перевищенні навантажень I категорії коефіцієнт завантаження трансформаторів k_z приймається в межах 0,65-0,7. Для однострансформаторних підстанцій при наявності взаєморезервування за допомогою перемичок з іншими підстанціями на вторинній напрузі потужність трансформаторів обирається у відповідності зі ступенем резервування. Коефіцієнт завантаження таких цехових трансформаторів приймається: при перевищенні навантажень II категорії – 0,7-0,8, а при навантаженнях III категорії – 0,9-0,95.

Для ТП №1:

вибираємо потужність силових трансформаторів:

$S_{тр\ p} = 1,4 S_p / n = 1,4 \cdot 886,49 / 2 = 620,54$ кВА - приймаємо трансформатор ТМ-630/10. Приймаємо до встановлення КТП 10/0,4 Хмельницького заводу трансформаторних підстанцій.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	32

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі:

$$K_3 = S_p / (n S_{тр}) = 886,49 / (2 \cdot 630) = 0,7$$

В аварійному режимі потрібне відключення споживачів III категорії.

Аналогічно проводимо розрахунки для інших ТП. Враховуючи рівномірність розподілу навантажень по території цехів, приймаємо рівномірний розподіл ТП по території цеху.

						Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ОБЛАДНАННЯ, ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ТА СИЛОВИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.

7.1. Розрахунок струмів короткого замикання

Для визначення струмів короткого замикання створюється розрахункова схема, яка представляється у вигляді однолінійного зображення. В цій схемі включаються всі джерела, що беруть участь у живленні місця короткого замикання, а також всі активні елементи системи електропостачання (лінії, трансформатори, реактори), розташовані між ними та місцем КЗ. Синхронні компенсатори, синхронні та асинхронні двигуни розглядаються як джерела живлення.

На основі розрахункової схеми формується схема заміщення, в якій всі елементи замінюються опорами, приведеними до базисних умов. Потім ця схема заміщення перетворюється і спрощується до еквівалентної схеми.

У відповідності зі схемою заміщення, приведеною до найпростішого вигляду з результируючою ЕРС та результируючим опором, обчислення початкового значення для періодичної складової струму КЗ здійснюється за формулою:

$$I_{n0} = I'' = \frac{E''_{\Sigma}}{\sqrt{3}x_{\text{рез}}}, \quad (7.1)$$

де E''_{Σ} – результируюча надперехідна ЕРС, кВ; $x_{\text{рез}}$ – результируючий опір, приведений до тієї ступені, де розраховується струм КЗ, Ом.

У випадку великої віддаленості точки КЗ від джерел вважається, що точка КЗ живиться від джерела нескінченної потужності, що означає

$$S_{\text{кз}} = \infty, \quad x_c = 0, \quad E''_{\Sigma} = U_c = \text{const}.$$

Ударний струм КЗ визначається за виразом:

						Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$i_y = \sqrt{2}I'' \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right), \quad (7.2)$$

де T_a – стала часу затухання аперіодичної складової струму КЗ:

$$T_a = \frac{x_{рез}}{\omega r_{рез}}$$

де $x_{рез}$, $r_{рез}$ – відповідно результуючі індуктивний і активний опори кола КЗ.

Діюче значення для усталеного струму КЗ для віддаленої точки КЗ дорівнює надперехідному. В СЕПП КЗ в будь-якій точці можна вважати віддаленим, якщо немає місцевих джерел живлення.

Для розрахунку струмів короткого замикання в мережі 10 кВ для «Одесакабель» необхідно вибрати кабелі до цехових підстанцій. Для цього складаємо розрахункову схему, де приводиться основне обладнання мережі: кабельні лінії, трансформатори цехових підстанцій (рис.7.1). Розрахунок струмів КЗ проводимо в іменованих одиницях і для одної секції.

7.2. Вибір струмопровідних пристроїв високовольтної мережі заводу.

Відповідно до ПУЕ переріз кабелю повинен здійснювати перевірку за економічною щільністю струму. Для цього економічно доцільний переріз обчислюється із співвідношення:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}}, \quad (7.3)$$

де I_p – розрахунковий струм, А; $j_{ек}$ – нормативне значення економічної щільності струму, А/мм²;

Отримане значення перерізу приймається найближчим до стандартного.

Далі прийнята площа перерізу перевіряється на відповідність вимогам по допустимому струмовому навантаженню:

$$I_p \leq K_{п} I_{доп} \quad (7.4)$$

де $I_{доп}$ – значення тривалого допустимого струму по умовам нагрівання; $K_{п}$ – поправний коефіцієнт на кількість діючих кабелів, які розміщені поряд в землі.

					Арк.
					35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Площа перерізу кабелю перевіряється за умові роботи в аварійному режимі:

$$I_{p.ав} \leq K_{ап} K'_п I_{доп} \quad (7.5)$$

де $K'_п$ – поправочний коефіцієнт на кількість кабелів в після аварійному режимі; $K_{ап}$ – допустимий коефіцієнт аварійного перевантаження; $I_{p.ав}$ – розрахунковий струм в кабелі в аварійному режимі.

Мінімальна площа перерізу кабелю, що відповідає вимогам термічної стійкості:

$$F_{min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_k} \quad (7.6)$$

де C – розрахунковий термічний коефіцієнт, для кабелів з алюмінієвими жилами в паперовій ізоляції $C = 94 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ при напрузі 10 кВ; B_k – тепловий імпульс.

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{отк} + T_a). \quad (7.7)$$

Для вибору і перевірки електричних апаратів, струмопроводів та ізоляторів в розрахунку струмів КЗ повинні визначитись наступні величини:

- 1) діюче значення періодичної складової струму КЗ за перший період – надперехідний струм КЗ I'' ;
- 2) максимальне миттєве значення повного струму КЗ – ударний струм КЗ i_y ;
- 3) діюче значення усталеного струму КЗ I_∞ .

Перед розрахунком струмів КЗ складається розрахункова схема (рис.7.1.) на якій визначають точки, в яких треба розрахувати струми короткого замикання.

По розрахунковій схемі складається схема заміщення, на якій всі елементи представлені у вигляді опорів (рис.7.2).

Розрахунок опорів елементів схеми.

Вихідними даними для розрахунку струмів КЗ є значення струму КЗ на шинах 10 кВ п/ст 35/10 кВ ($I_c''=2,5 \text{ кА}$) та схема мережі.

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_c''} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,5} = 2,42 \text{ Ом}$$

					Арк.
					36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$R_c = \frac{X_c}{25} = \frac{2,42}{25} = 0,096 \text{ Ом}$$

Кабельна лінія, яка живить (ЦПП-РП) ААШВ(3х95)

$$r_0 = 0,326 \text{ Ом/км,}$$

$$x_0 = 0,083 \text{ Ом/км}$$

$$R_L = 0,326 \cdot 0,6 = 0,195 \text{ Ом}$$

$$X_L = 0,083 \cdot 0,6 = 0,0498 \text{ Ом}$$

Опір до шин РП заводу

$$R_{K1} = R_c + R_{KL} = 0,096 + 0,195 = 0,291 \text{ Ом}$$

$$X_{K1} = X_c + X_{KL} = 2,42 + 0,0498 = 2,47 \text{ Ом}$$

Струм КЗ в точці К1, шини 10 кВ РП

$$I_K'' = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,291^2 + 2,47^2}} = 2,44 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X_{K1}}{\omega \cdot R_{K1}} = \frac{2,47}{314 \cdot 0,291} = 0,027 \text{ с}$$

Ударний струм в точці К1

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 2,44 \cdot (1 + e^{-0,01/0,027}) = 5,83 \text{ кА}$$

Визначимо мінімальний переріз кабелю по термічній стійкості

$$T_{вид} = t_{p,з} + t_{o,в} + \Delta t = 0,1 + 0,057 + 1,2 = 1,357 \text{ с}$$

$$В_K = 2,44^2 (1,357 + 0,027) = 8,239 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{8,239 \cdot 10^3}}{94} = 30,537 \text{ мм}^2$$

Мінімальний переріз кабеля по термічній стійкості дорівнює ААШВ(3х35),
 Ідоп=115 А. Розрахунок струмів КЗ для всієї мережі 10 кВ проведений по
 програмі “TKZ-GPP.BAS”, яка розроблена на кафедрі. Результати розрахунків
 струмів КЗ приведені в таблиці 7.1.

						Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.1.

Струми КЗ в мережі 10 кВ підприємства

Точка КЗ	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$I_{к''}, \text{кА}$	2,44	2,42	0,54	2,411	0,542	2,41	0,541	2,41	0,54

7.3. Вибір високовольтного електрообладнання

В роботі необхідно здійснити вибір таких електричних апаратів: вимикачі в розподільчих пристроях (РП) усіх класів напруг, роз'єднувачі, розрядники, трансформатори струму і напруги.

Вибір вимикачів. Область використання тих чи інших типів вимикачів визначається конкретними умовами їх експлуатації. При проектуванні необхідно обрати новітні типи вимикачів, що виробляються вітчизняною чи зарубіжною промисловістю.

В РП 10 кВ доцільно використовувати вимикачі вбудовані в комірочки комплектних розподільних пристроїв. Це можуть бути вакуумні і елегазові вимикачі вітчизняних заводів високовольтної апаратури РЗВА та “Таврида електрик”.

Згідно Держстандарту в таблиці 7.2 наведені умови вибору вимикача.

Таблиця 7.2

Вибір вимикачів на шинах 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Паспортні дані
		ВР1-20/630
1. $U_{ВСТ} \leq U_{НОМ}$	$U_{ВСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$	$I_{РАБ.МАКС} = 149,27 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$
3. $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = I'' = 2,4 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$
4. $\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + \beta_n)$	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 2,44 + 0 = 3,45 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 20(1 + 40/100) = 39,48 \text{ кА}$
5. $I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 2,4 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
6. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 5,83 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
7. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 8,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

$$S_p = 2582,52 \text{ МВА}$$

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{2582,52}{\sqrt{3} \cdot 10} = 149,27 \text{ А}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/Ta} = \sqrt{2} \cdot 2,44 \cdot e^{-0,1/0,027} = 0 \text{ кА}$$

$$t = t_{p.3 \text{ мін}} + t_{с.в} = 0,01 + 0,07 = 0,08 \text{ с}$$

$$Вк = 2,44^2 (1,357 + 0,027) = 8,239 \text{ кА}^2 \text{с}$$

$$\text{где } t_{отк} = t_{p.3} + t_{о.в} = 0,1 + 0,057 + 1,2 = 1,357 \text{ с}$$

Вибираємо вимикач на лініях, що відходять, на прикладу до КТП-1

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{886,49}{\sqrt{3} \cdot 10} = 51,24 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР1-20/630

Секційний вимикач

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{2582,52}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 74,64 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР1-20/630 на який вбудований електромагнітний привод.

Вибір потужності і схем живлення трансформаторів власних потреб.
 одними з найбільш відповідальних споживачів підстанції є власні потреби (ВП) підстанції, тому що від їх роботи залежить нормальне функціонування підстанції в цілому, і як наслідок буде забезпечене надійне електропостачання споживачів.

						Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.3

Вибір трансформаторів власних потреб

Електроприймачі	Встановлена потужність, кВт	Кіл-ть	Р, кВт	Q, кВар
1. Опалення та освітлення приміщення	6,5	1	6,5	-
2. Зовнішнє освітлення	4,5	1	4,5	-
3. Навантаження, яке споживається оперативними ланцюгами	2,0	1	2,0	-
Всього			13,0	-

$$P_{\text{НАВ}}=13 \text{ кВт}$$

Приймаємо два трансформатора ТМ25/10. Завантаження трансформаторів складає $K_z=13/50=0,3$.

					Арк. 40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

8. РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОНТРОЛЮ ПАТ «ОДЕСАКАБЕЛЬ»

8.1 Загальні принципи побудови АСКОЕ

АСКОЕ має інтегрувати первинні засоби вимірювання та обліку електроенергії і потужності, такі як лічильники електроенергії та масштабні перетворювачі (вимірювальні трансформатори струму та напруги), а також вторинні засоби обліку, такі як пристрої збору та передачі даних (ПЗПД), персональні комп'ютери (ПК), сервери та корпоративні обчислювальні мережі (КОС) з програмним забезпеченням (ПО АСКОЕ). Також важливі канали зв'язку (ЛЗ), які забезпечують дистанційний збір даних за допомогою стандартних інтерфейсів і протоколів з первинних засобів обліку до вторинних.

Первинні і вторинні засоби обліку повинні бути сучасними інформаційними технологіями (ІТ) та забезпечувати повну автоматизацію вимірювання, обліку, збору, накопичення, зберігання, обробки, захисту, аналізу, відображення та документування даних обліку електроенергії і потужності як на рівні кожної точки перетину обліку окремого енергооб'єкту, так і на рівні загального обліку для об'єкту або суб'єкта (наприклад, групи точок або загального перетину обліку).

Основним первинним засобом вимірювання та обліку в комерційних АСКОЕ повинен бути електронний лічильник електроенергії (надалі - лічильник) з цифровим інтерфейсом, який використовується для передачі даних обліку на вторинні засоби обліку.

База даних обліку електроенергії і потужності, що зберігається в пам'яті електронного лічильника, повинна бути основою для всіх наступних комерційних розрахунків. Лічильники в комерційних АСКОЕ належать до класу ПКУ.

У комерційних АСКОЕ забороняється використовувати індукційні, гібридні і електронні лічильники з дистанційною передачею даних обліку на вторинні

						Арк.
						41
Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

засоби обліку за допомогою імпульсних приростів електроенергії (через телеметричні виходи).

АСКОЕ промислових споживачів має наступні завдання:

- Забезпечення взаємовигідних режимних взаємодій між енергозабезпечуючою організацією і підприємством на основі точних, достовірних, легітимних і оперативних даних АСКОВ в умовах складних тарифів на електроенергію.
- Автоматизація електрообліку в реальному часі по всій інфраструктурі підприємства, включаючи всі важливі внутрішні споживачі з метою підвищення ефективності електроспоживання і енергозбереження шляхом дистанційної.
- Забезпечення точних і достовірних розрахунків за електроенергію між постачальниками, абонентами і субабонентами.
- Оперативне визначення балансу електроенергії і потужності на підприємстві та його структурах з виявленням втрат і контролем якості електроенергії.
- Постійний контроль за станом засобів обліку електроенергії, забезпечення їх працездатності, своєчасного ремонту і заміни.

Механізми АСКОВ промислових споживачів включають наступні елементи:

- Здійснення вимірювання, збору, обробки, накопичення, відображення, документування і розподіл достовірної, захищеної і законної інформації про електроспоживання в кожній точці електрообліку по всій інфраструктурі підприємства.
- Забезпечення обґрунтованого вибору поточного режиму електроспоживання в умовах альтернативних тарифів та фінансового розрахунку за спожиту електроенергію згідно з обраним тарифом.
- Забезпечення контролю і регулювання електроспоживання в межах обраного тарифу.
- Оперативне прогнозування і планування електроспоживання підприємства.

						Арк.
						42
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Реалізація контролю в реальному часі за електроспоживанням і зниження частки електроенергії в собівартості продукції шляхом впровадження оперативних організаційно-технічних заходів.

Забезпечення збереження архівів інформації про електроспоживання, обробки даних і створення звітів, а також вирішення комплексу завдань, пов'язаних з оперативним управлінням режимною взаємодією та прогнозуванням навантажень.

Щодо підключення комерційних лічильників трансформаторного включення, вони можуть бути підключені тільки до вторинних вимірювальних обмоток вимірювальних трансформаторів з класом точності не нижче 0,5 для трансформаторів напруги і 0,5S для трансформаторів струму.

Забороняється підключення комерційних лічильників до вторинних трансформаторних обмоток, які призначені не для вимірювання (наприклад, релейні обмотки).

Вимірювальні трансформатори струму і напруги, які використовуються в комерційних АСКОЕ, відносяться до класу ПКУ.

При визначенні кількості електроенергії в точці встановлення приладу обліку на основі показань лічильників трансформаторного включення, необхідно враховувати тільки номінальні коефіцієнти трансформації вимірювальних трансформаторів струму і напруги, до яких підключені ці лічильники. Використання будь-яких інших поправочних коефіцієнтів заборонено.

Проте, якщо існують метрологічно атестовані методики, алгоритми або пристрої, що дозволяють враховувати фактичні погрішності вимірювальних трансформаторів струму і/або напруги в реальних умовах їх експлуатації, допускається коригування показань лічильників на основі фактичних коефіцієнтів трансформації, отриманих за допомогою зазначених методик, алгоритмів або пристроїв.

						Арк.
						43
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У комерційних АСКОЕ необхідно, щоб кожна точка комерційного обліку відповідала відповідній точці вимірювання електроенергії. У випадку неможливості забезпечити збіг цих точок, у паспорті точки комерційного обліку повинні бути вказані всі параметри приєднання, такі як довжина і перетин дроту, його питомий опір тощо. Це дозволить коригувати фактично виміряні значення електроенергії і потужності на облікові шляхом розрахунку.

У технічному обліку АСКОЕ, в точках обліку, які не впливають на розрахунок балансів і достовірність даних комерційного обліку, дозволяється використовувати індукційні або електронні лічильники з телеметричними виходами. Це дозволяє передавати дані обліку з первинних пристроїв обліку до вторинних пристроїв дистанційно.

Рекомендується створювати комерційну АСКОЕ, яка доповнюється технічною АСКОЕ, для енергооб'єкту або суб'єкта обліку. Технічна АСКОЕ забезпечує більш детальний облік електроенергії і потужності по окремим елементам і структурам енергооб'єкту або суб'єкта. Це дозволяє виявляти і аналізувати всі непродуктивні втрати, зменшувати витрати енергоспоживання, економити енергоресурси та фінансові кошти суб'єкта.

Також допускається спільне використання програмно-апаратних засобів в комерційній і технічній АСКОЕ на рівні універсальних вторинних засобів обліку та програмного забезпечення АСКОЕ.

Система обліку електроенергії для енергооб'єкту або суб'єкта обліку має бути побудована як ієрархічний багаторівневий комплекс, що включає первинні і вторинні засоби обліку. Кількість рівнів обліку в конкретній АСКОЕ залежить від її спеціалізації і визначається відповідно до Правил з додатковими вимогами у відповідних розділах.

Первинні засоби обліку включають вимірювальні трансформатори струму і напруги (масштабні перетворювачі), лічильники та інші вимірювальні прилади (амперметри, вольтметри тощо). Вторинні засоби обліку включають спеціалізовані засоби обліку (ПЗПД) і універсальні засоби обліку (комп'ютерну

техніку зі спеціалізованим програмним забезпеченням АСКОЕ).

Основним елементом системи обліку електроенергії є лічильник, який може бути розрахунковим або контрольним. У випадку підключення лічильника до точки обліку з напругою вище 0,4 кВ, у системі обліку додатково використовується вимірювальний трансформатор напруги (ТН), а при підключенні лічильника до точки обліку з робочим струмом, що перевищує номінальний струм лічильника, використовується вимірювальний трансформатор струму (ТТ). Лічильники, вкупі з вимірювальними трансформаторами та поєднувальними лініями між ними, утворюють нижній рівень системи обліку, що складається з сукупності вимірювальних комплексів.

Спеціалізовані засоби обліку (ПЗПД) формують другий рівень системи обліку, який є проміжним. Він знаходиться вище рівня лічильників і нижче рівня комп'ютерів. Потреба у використанні проміжного рівня між нижнім і верхнім рівнями універсальних комп'ютерних засобів обліку визначається особливостями конкретного енергооб'єкту або суб'єкта обліку, а також вимогами Правил. У випадку використання ПЗПД в системі обліку, вони повинні забезпечувати цілодобовий, автоматичний збір даних обліку з лічильників, що підключені до цих засобів, з програмованою дискретністю опиту та дистанційним доступом по дротяних або безпроводних зв'язкових каналах. Дозволяється використовувати електричні мережі напругою 0,4 кВ і вище для збору даних.

Універсальні вторинні засоби обліку, а це комп'ютери або комп'ютерні мережі з спеціалізованим програмним забезпеченням АСКОЕ, формують верхній рівень системи обліку. Кількість рівнів в ієрархії конкретної системи обліку може бути двома (без ПЗПД), трема (з ПЗПД) або більше, в залежності від використання рівнів ПЗПД та комп'ютерних мереж. Одна із значущих функцій системи обліку після функції вимірювання та обліку електроенергії в первинних засобах - це збір даних обліку з нижніх рівнів (лічильників або ПЗПД) на верхній рівень АСКОЕ. Цей збір даних може бути здійснений дистанційно шляхом зв'язку по каналах зв'язку, якщо такі канали є, або локально за допомогою пристроїв

						Арк.
						45
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обміну даними (наприклад, пульта, портативного комп'ютера, смарт-карти, електронного ключа та ін.). Локальний збір даних встановлює інтеграцію даних обліку на верхньому рівні, а дистанційний збір даних додатково забезпечує оперативність та можливість управління, знижуючи необхідність в ручній роботі.

Для дистанційного збору даних в системі обліку можуть використовуватись як дротяні, так і безпроводні канали зв'язку. Крім того, може бути використана силова електромережа з напругою 0,4 кВ і вище для передачі даних.

Вибір конкретного виду збору даних та каналів зв'язку для дистанційного збору зазвичай здійснюється замовником АСКОЕ (аскозамовником) за узгодженням з ПрАТ "Кіровоградоленерго" або іншими відповідними організаціями. Цей вибір залежить від конкретних умов та вимог системи, таких як відстань між об'єктами обліку, доступність каналів зв'язку, стабільність та ефективність передачі даних.

Отже, для збору даних від точок обліку до верхнього рівня АСКОЕ можуть використовуватись дротяні або безпроводні канали зв'язку, а також силова електромережа з напругою 0,4 кВ і вище, залежно від вибору та узгодження замовником та ПрАТ "Кіровоградоленерго".

8.2. Компоненти підсистеми вимірювання

Вимірювальні трансформатори струму та напруги

При обліку електроенергії за допомогою вимірювальних трансформаторів струму і напруги використовуються трансформатори і лічильники трансформаторного включення, які підключаються до вторинних ланцюгів відповідних трансформаторів через свої живлячі ланцюги струму і/або напруги.

Усі використовувані типи вимірювальних трансформаторів струму і напруги для комерційного і технічного обліку повинні бути зареєстровані в Держреєстрі виготівниками трансформаторів або їх представниками. Крім того, робочі трансформатори, які встановлюються, мають бути опломбовані поверителем і мати свідоцтва про перевірку.

						Арк.
						46
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вимоги до вимірювальних трансформаторів для експлуатації в системах обліку електроенергії включають такі положення:

- Вимірювальні трансформатори повинні пройти державну перевірку не більше, ніж за 12 місяців до їх використання в експлуатації.
- Для вимірювальних трансформаторів напруги, які використовуються для комерційного і технічного обліку, необхідно, щоб клас точності був не нижче 0,5. В окремих випадках, які визначаються відповідними Правилами, для комерційного обліку можуть вимагатися вимірювальні трансформатори напруги з класом точності 0,2.
- Вимірювальні трансформатори струму, які призначені для комерційного обліку електроенергії, повинні мати клас точності не нижче 0,5S. В окремих випадках, можуть вимагатися вимірювальні трансформатори струму з класом точності 0,2S.

Для вимірювальних трансформаторів струму, що використовуються для технічного обліку у випадках, коли дані обліку не використовуються для балансної оцінки достовірності даних комерційного обліку енергооб'єкту, допустимий клас точності не може бути нижче 0,5. У вимірювальних трансформаторах струму, які встановлюються в особливо важливих точках комерційного обліку, повинні бути не менше двох вторинних вимірювальних обмоток. Кожну з обмоток підключають незалежно до струмових ланцюгів основного та дублюючого розрахункових лічильників. Сумарна потужність навантажень, які підключаються до вторинних ланцюгів вимірювальних трансформаторів струму та напруги (у вигляді послідовних ланцюгів струму та паралельних ланцюгів напруги) не повинна перевищувати, з урахуванням втрат потужності в сполучних проводах, номінальних вторинних навантажень цих трансформаторів. Перетин і довжина сполучних кабелів в колах напруги розрахункових лічильників повинні бути такі, щоб втрати напруги в цих ланцюгах не перевищували 0,2% від другинної номінальної напруги вимірника трансформаторів напруги з врахуванням запасу на зміну їх опору протягом

						Арк.
						47
Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

міжремонтного періоду. Проектна документація має містити розрахунки вторинних навантажень і втрат напруги у вторинних колах, які гарантують виконання вищезгаданих вимог. Втрати напруги від трансформаторів напруги до приладів технічного обліку мають складати не більше 0,25% вторинної номінальної напруги вимірювального трансформатора напруги.

Дозволяється підключати до вимірювального трансформатора струму прилади обліку з меншим вторинним номінальним струмом, ніж вторинний номінальний струм вимірювального трансформатора струму, за умови, що при максимальному первинному струмі в точці обліку не буде перевищений максимально допустимий струм приладів обліку.

Також дозволяється використовувати вимірювальні трансформатори струму з підвищеним номінальним значенням первинного струму (або згідно умов електродинамічної та термічної стійкості або захисту шин, з завищеним номінальним коефіцієнтом трансформації по струму), якщо в максимальному навантаженні в точці обліку струм у вторинному колі вимірювального трансформатора струму становитиме більше 40% від номінального вторинного струму, а при мінімальному робочому навантаженні - більше 5%.

Вторинні обмотки та корпуси вимірювальних трансформаторів струму і напруги на всіх рівнях напруги повинні бути заземлені, щоб у разі випадкового пошкодження ізоляції первинна напруга не могла потрапити на вторинні обмотки і підключені до них прилади вимірювання. У вимірювальних трансформаторах струму необхідно заземлювати входні затиски (що входять) за допомогою мідного дроту з перетином не менше 4 мм².

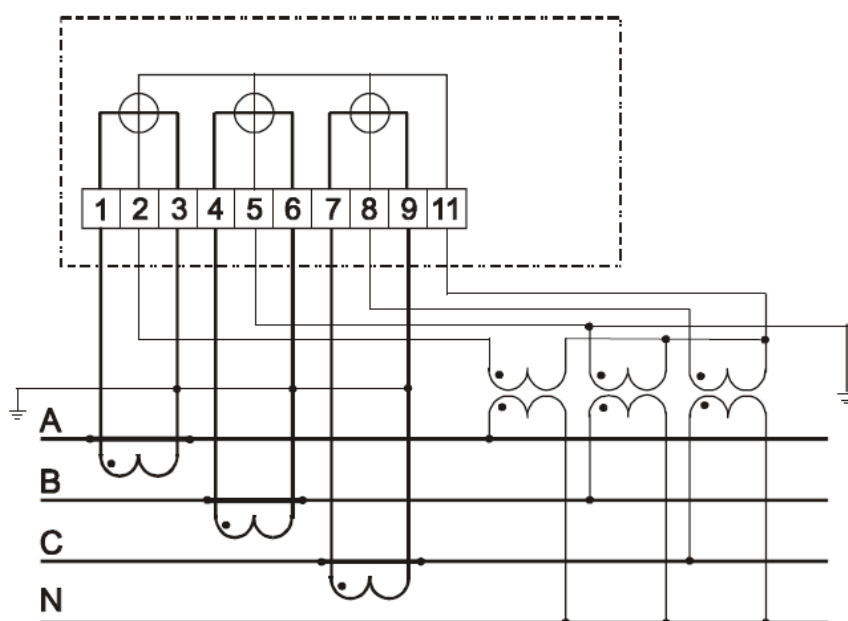
Лічильники електричної енергії

Для комерційного обліку електроенергії на будь-якому енергооб'єкті необхідно використовувати виключно електронні лічильники з цифровими інтерфейсами для дистанційної передачі даних обліку та зберігання інформації в пам'яті пристрою. Для технічного обліку, який не впливає на балансну оцінку

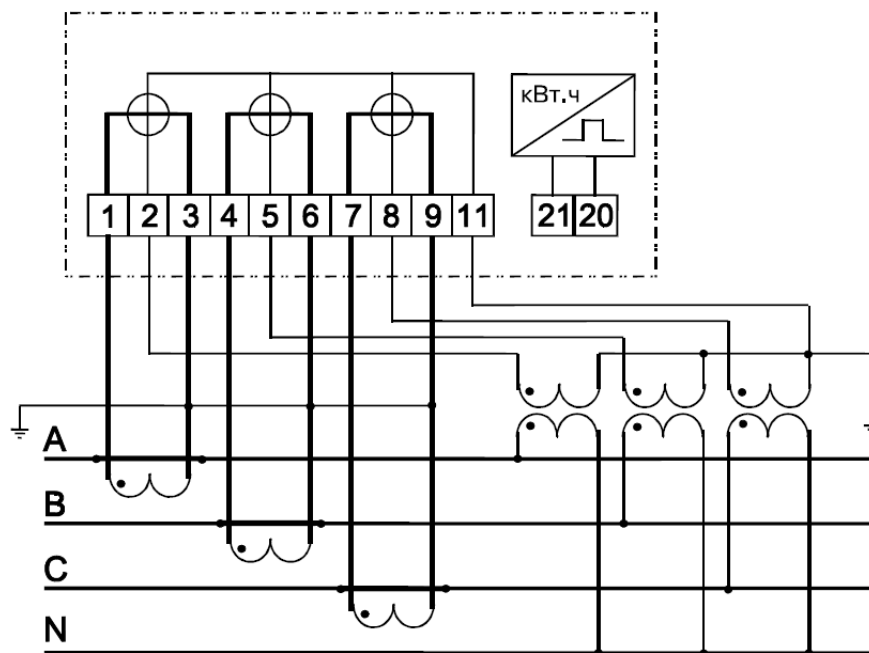
						Арк.
						48
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

достовірності комерційного обліку, допускається використання індукційних і гібридних лічильників, які збирають дані обліку вручну або за допомогою дистанційного збору даних, через імпульсні пристрої електроенергії на заводських телеметричних виходах лічильників або виходах датчиків імпульсів, що вбудовуються в індукційні лічильники під час експлуатації (за умови попереднього затвердження змін конструкції лічильника заводом-виробником).

Для комерційного обліку електроенергії в трифазних трипровідних та чотирипровідних електромережах змінного струму мають використовуватися тільки трьохелементні трифазні лічильники електроенергії, рис 8.1.-8.2.



8.1. Схема включення трьохелементного лічильника ЄВРОАЛЬФА у чотирипровідну мережу з ізолюваною нейтраллю і заземленою фазою В



8.2. Схема включення трьохелементного лічильника ЄВРОАЛЬФА у трьохпровідну мережу з ізолюваною нейтраллю

Лічильники ЄВРОАЛЬФА як складова автоматизованих систем контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ) та автономно.

- Вимірювання
- Клас точності: 0,2S і 0,5S
- Багатотарифний облік
- Запис і зберігання даних графіка навантаження
- Інструментарій (параметри якості електроенергії)
- RS-485, RS-232, “струмова петля” + дві групи ізолюваних реле
- Вбудований годинник і батарея
- Управління навантаженням
- Програмно-апаратний захист самодіагностика і реєстрація всіх подій, що впливають на роботу лічильника електроенергії.
- Зовнішнє джерело живлення.

Таблиця 8.1. Характеристика лічильника ЄВРОАЛЬФА

Найменування величини для типів:	EA02	EA05
Клас точності	0,2S	0,5S
Кількість тарифів	4 на добу, 4 сезони, будні, вихідні та святкові дні, літній та зимовий час	
Номинальні напруги	3x57-230/100-400 В 3x100-400 В	
Частота мережі	50 Гц ±5%	
Номинальний струм (максимальний струм)	1-5(10)A	
Чутливість	1 мА	
Робочі межі температур	От -40С до +70С	
Вологість (не конденсуюча)	0-98%	
Споживана потужність	Менше 4 Вт (в трьохфазній мережі)	
Опір кожного послідовного кола	0,6·10 ⁻³ Ом	
Швидкість обміну інформацією по цифровим інтерфейсам: - Оптичний порт, «струмова петля», RS-232, RS-485	300, 1200, 2400, 4800, 9600	
Протокол зв'язку лічильника	МЕК 1107	
Можливий коефіцієнт передачі по частотним каналам	От 10 до 25000 імп/кВт·год в залежності від модифікації	
Захист комерційної інформації: - Пароль лічильника - Апаратне блокування - пломбування	Є Є 2 рівня	
Реєстрація відключень живлення, коректувань часу та скидів максимальної потужності	До 255 реєстрацій	
Збереження обліку часу і календаря при зникненні живлення за допомогою літєвої батареї	До 5 років при 25С	
Збереження даних в енергонезалежних відділах пам'яті	20 років	
Самодіагностування лічильника	При підключенні живлення 1 раз на добу	
Ступінь захисту	IP 51	

Для технічного обліку в трьохпровідних мережах допускається використання двоелементних трифазних лічильників. Усі типи однофазних і трифазних лічильників, які використовуються для комерційного і технічного обліку, мають бути зареєстровані в Держреєстрі виробниками лічильників чи їх представниками, а робочі лічильники, що постачаються, повинні мати пломби і дійсні свідоцтва про перевірку. Комерційні трифазні електронні лічильники багатотарифного обліку повинні забезпечувати можливість використання будь-якого багатотарифного режиму протягом усього терміну їх експлуатації, включаючи 48-тарифний режим (з 48 півгодинними зонами доби). Це може бути досягнуто шляхом перепрограмування або апаратної модернізації лічильника без його вилучення з місця експлуатації, наприклад, шляхом заміни знімних мікросхем. Для цього можна використовувати добові 30-хв. графіки навантажень, що зберігаються в лічильниках протягом не менше 60 днів.

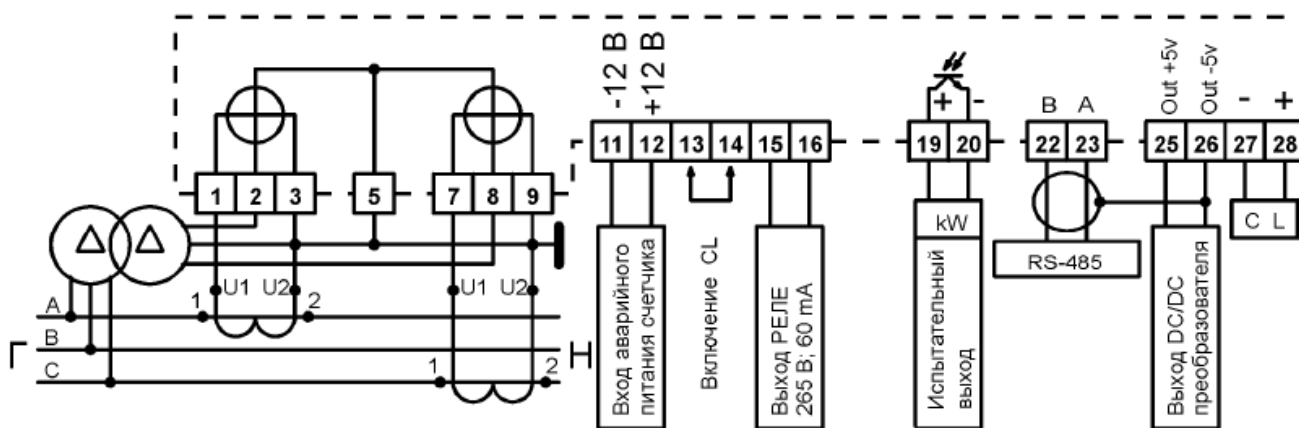


Рис. 8.3 Схема підключення лічильника

8.3. Обладнання збору і передачі даних

Пристрої збору і передачі даних (ПЗПД) відносяться до спеціалізованих вторинних засобів обліку електроенергії. Вони є мікропроцесорними

пристроями, призначеними для отримання даних обліку від групи лічильників через цифрові або інші інтерфейси, а також для зберігання, обробки і передачі цих даних до верхнього рівня - рівня універсальних вторинних засобів обліку. ПЗПД також здатні відправляти запити та службові команди до лічильників з цього рівня АСКОЕ.

ПЗПД встановлюються на конкретному енергооб'єкті, який належить певному суб'єкту електроенергетики або споживачеві. Вони можуть бути встановлені поруч з лічильниками, що підключені до цього енергооб'єкту, або на віддаленій відстані.

Основна мета використання ПЗПД полягає в концентрації чи інтеграції даних з окремих точок обліку на об'єкті або його частині в цілому. Крім того, вони сприяють зниженню вимог до швидкодії та пропускну здатності каналів зв'язку, які використовуються для передачі даних обліку на верхній рівень АСКОЕ. Це здійснюється шляхом більш оперативного доступу до бази даних обліку, сформованої ПЗПД, у порівнянні з послідовним доступом безпосередньо до баз даних електrolічильників.

ПЗПД мають забезпечувати автоматичний збір даних обліку від груп підключених до них лічильників з заданою і програмованою періодичністю, приймаючи доцільну затримку. Крім того, необроблені дані обліку по кожному лічильнику повинні зберігатися в базі даних ПЗПД протягом тривалого періоду (не менше 15 місяців).

ПЗПД, які використовуються для комерційного обліку, повинні здійснювати збір даних обліку з комерційних лічильників виключно за допомогою цифрових інтерфейсів. Використання аналогових і імпульсних інтерфейсів для збору даних комерційного обліку є неприпустимим.

Для ПЗПД, що використовуються для технічного обліку, допускається збір даних лічильників технічного обліку за допомогою інтерфейсів, що відрізняються від цифрових. Це може включати збір приростів електричної енергії через телеметричні входи-виходи лічильників.

						Арк.
						53
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Також допускається підключення до одного ПЗПД лічильників з різними протоколами обміну даними за допомогою цифрових інтерфейсів.

Проект ПЗПД вимагає наявності щонайменше двох незалежних цифрових інтерфейсів: одного для збору даних обліку з лічильників нижнього рівня, іншого для передавання даних обліку на верхній рівень АСКОЕ.

В даному випадку використовується пристрій збору і передачі даних (ПЗПД) з серії RTU-325. Використовуючи можливості цього ПЗПД, можна створювати інтегровані системи АСКОЕ, телемеханіки і моніторингу якості електроенергії на рівні інтелектуального вимірювального пристрою відповідно до ДЕСТ 13109. Всі ПЗПД мають сертифікати відповідності та сертифікати про затвердження типу засобу вимірювання. Вбудований програмний засіб і великий вибір апаратних платформ дають можливість оптимізувати системне рішення під конкретний об'єкт. ПЗПД можуть бути використані не тільки для систем технічного та комерційного обліку електроенергії, але й для систем телемеханіки, задовольняючи технічні вимоги системного оператора.

ПЗПД RTU-325 призначені для збору, обробки, зберігання та передачі даних, отриманих з лічильників електроенергії, на верхній рівень. Ці пристрої призначені для використання в цифрових, розподілених у просторі, проектно-компонованих, ієрархічних, багатофункціональних автоматизованих системах комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) з розподіленою обробкою та збереженням даних. Вони можуть експлуатуватись у безоператорному режимі.

Функціонує з різними лічильниками, схема підключення лічильників до ПЗПД приведена на рис.8.4. Вимірювання струму, напруг, частоти та контроль потужності входять в основний комплект поставки.

У базовий комплект поставки ПЗПД RTU-325 входять:

- Пристрій незалежної пам'яті 512 Мб.
- Порт Ethernet 10/100 Base-T.
- 3 порта RS-232 і 4 порта гальванорозв'язаних інтерфейсів RS-485.
- Вбудований пульт керування.

						Арк.
						54
Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

- Клемник.
- Надміцний корпус із захистом IP-65 з 3 запломбованих відсіків.
- Ліцензійна операційна система QNX та вбудоване прикладне програмне забезпечення.

Прийняті стандартні конфігурації

- RTU-325-E1-512-M3-B4-G
- RTU-325-E1-512-M3-B8-G
- RTU-325-E1-512-M11-G
- RTU-325-E1-512-M7-B4-G

Умовні позначення:

Ех - число портів Ethernet.

512 - обсяг незалежній пам'яті в Мб

Мх - число полномодемних інтерфейсів RS-232

Вх - число гальванорозвязаних інтерфейсів RS-485

G – дисплей.

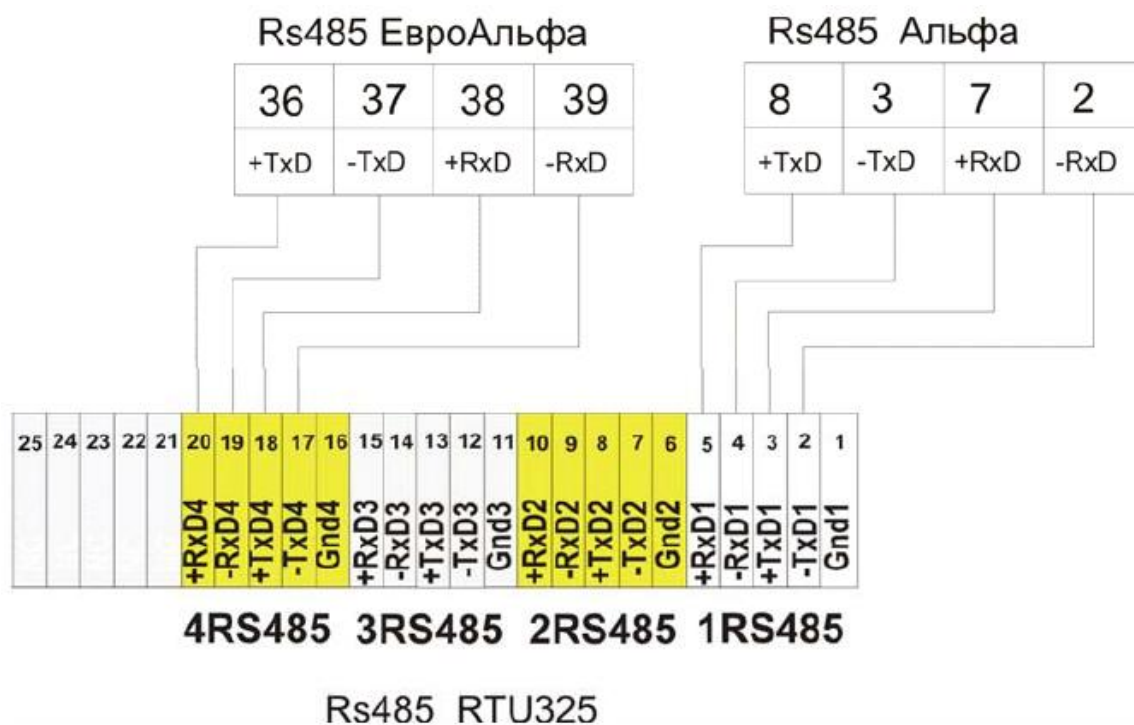


Рис.8.4. Схема підключення лічильників з ПЗПД RTU-325

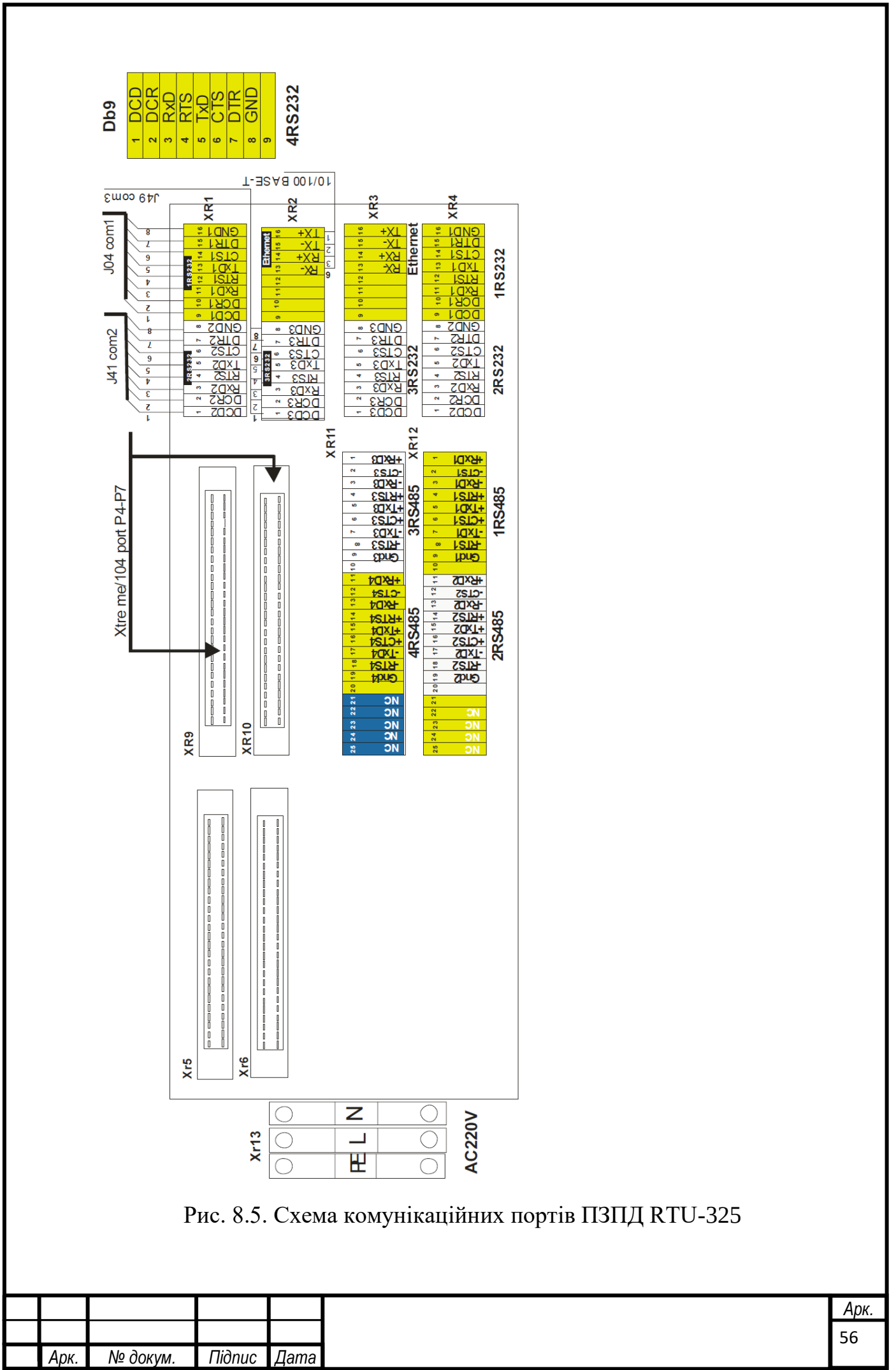


Рис. 8.5. Схема комунікаційних портів ПЗПД RTU-325

Програмне забезпечення систем обліку електроенергії

Системи обліку електроенергії вимагають використання високотехнологічних продуктів інформаційних технологій, які базуються на мікропроцесорній техніці та програмуванні. Програмне забезпечення систем обліку електроенергії поділяється на три рівні: первинні засоби для обліку (лічильники), спеціалізовані вторинні засоби у (ПЗПД) і універсальні вторинні засоби (комп'ютери та сервери).

Вимоги до програмного забезпечення первинних і спеціалізованих вторинних засобів обліку являються невід'ємною частиною загальних вимог до цих засобів, бо вони реалізовані у вигляді спеціалізованих продуктів з вбудованим пакетом програмно-технічних рішень. Набір цих вимог є індивідуальним для кожного продукту і визначається стандартами та функціями, які вони виконують.

Програмний комплекс верхнього рівня АСКОЕ повинен бути встановлений на комп'ютер як прикладне програмне забезпечення RTU-325 SWV1.00 і зазвичай працювати в реальному часі під керуванням стандартних операційних систем і платформ (наприклад, Windows, Unix і інших).

Програмний комплекс RTU-325 SWV1.00 виконує різні функції, які включають збір даних обліку з нижніх рівнів АСКОЕ (лічильників і ПЗПД), накопичення, зберігання, обробку, відображення та документацію цих даних. Додаткові функції програмного комплексу залежать від конкретних вимог до системи АСКОЕ.

Конфігурація клієнта на комп'ютері з операційною системою Windows складається з кількох кроків. Деякі з цих кроків потрібно виконати лише один раз, а інші - при кожному налаштуванні з'єднання через прямий канал. Наведена послідовність призначена для з'єднань без встановлених користувачів і паролів. Якщо на з'єднанні ПЗПД є користувач та/або пароль, то клієнту потрібна утиліта, щоб встановити з'єднання.

						Арк.
						57
Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Створення бінарних файлів (. Vph-файлів) для організації наскрізного каналу

Для налаштування прямого каналу на конкретний фізичний послідовний порт ПЗПД або на IP-адресу/TCP-порт (що ідентифікує послідовний порт на TCP-COM сервері), необхідно передати в приймаючий порт відповідний файл для кожного призначеного порту. Дані файли залежать від порту призначення (назви порту для реальних фізичних портів або комбінації IP-адреси/TCP-порту для портів через Ethernet). Для фізичних портів com1 ... 4, com1 ... 8, comb1 ... 8, coms1 ... 8 файли Vph з таймаутом 300 с розташовані на компакт-диску у директорії \UTIL\throw_channel. Для Ethernet призначень чи послідовних портів з іншим показником таймауту на розрив прямого каналу, дані файли можна згенерувати у директорії /update любого ПЗПД за допомогою вбудованої утиліти та перенести їх на клієнтський комп'ютер з операційною системою Windows за допомогою FTP.

Створення послідовного каналу зв'язку (реального або віртуального) до ПЗПД

За наявності фізичного послідовного каналу зв'язку необхідно встановити приєднання між машиною-клієнтом та ПЗПД, тобто у разі комутованої зв'язку необхідно додзвониться та модеми повинні встановити з'єднання. При зв'язку з ПЗПД по TCP / IP (Ethernet), так як більшість завдань-конфігуратор електронних лічильників призначені для роботи по послідовному порту, необхідно застосовувати завдання, які емулюють роботу по послідовному порту TCP / IP з'єднань.

Конфігураторами лічильників зазвичай підтримують порти COM3 і COM4, тому в якості віртуальних послідовних портів рекомендується використовувати дані порти.

Наприклад приведена настройка для зв'язку з ПЗПД с IP-адресою 8.7.11.223 через віртуальний послідовний порт COM3. Необхідно встановити

						Арк.
						58
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

тип сполучення в «Connect serial port to remote host (Client)», вибрати необхідний послідовний порт (як приклад, com3), встановити IP-адресу ПЗПД через який буде утворений наскрізний канал і встановити TCP-порт сервісу в ПЗПД, що відповідає за організацію каналу - це той же сервіс, що і для роботи з протоколом «АЛЬФАЦЕНТР» і порт дорівнює 5002 (рис.8.6).

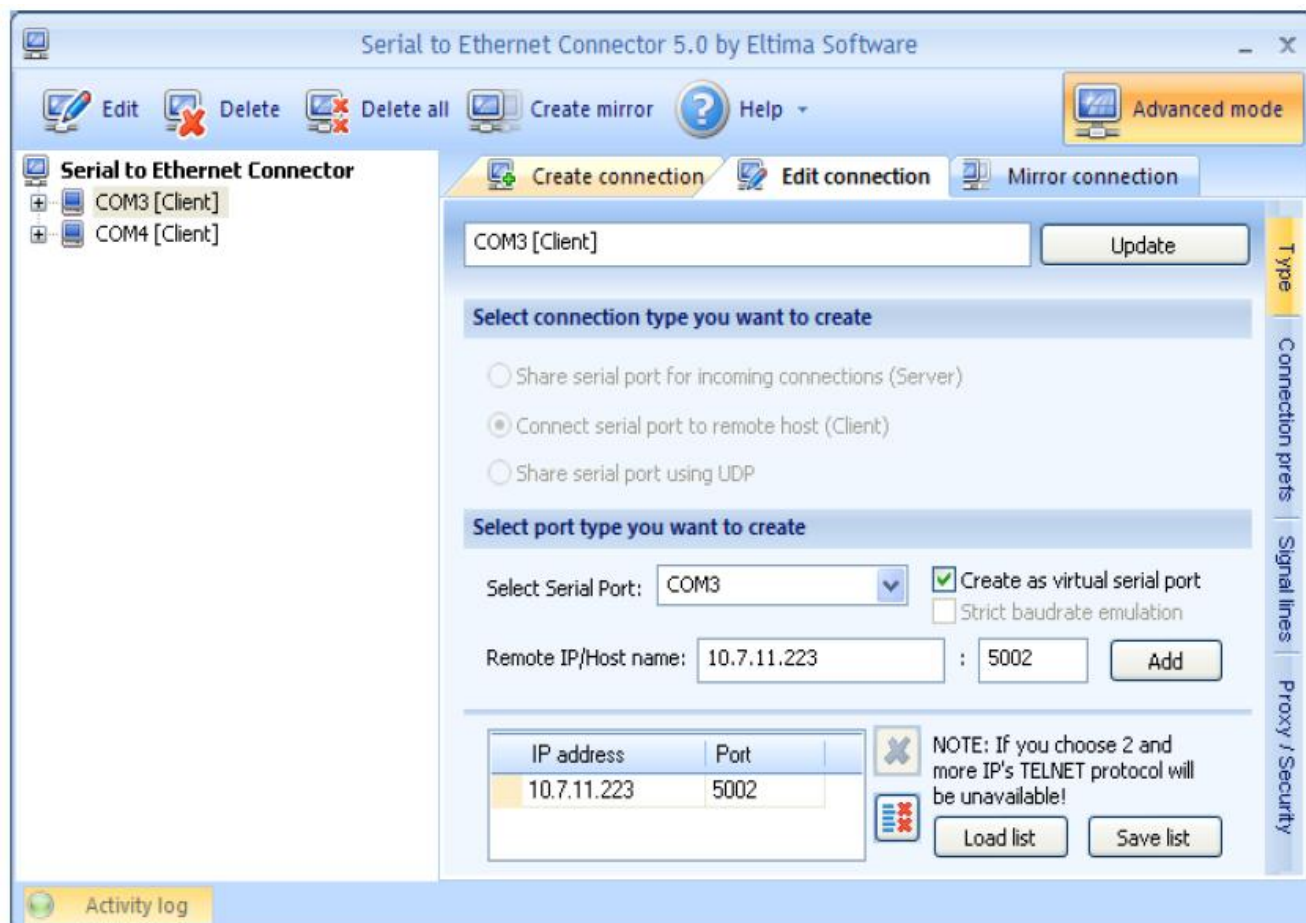


Рис.8.6. Приклад організації віртуального послідовного порту COM3.

Необхідно також заборонити розривати з'єднання з ПЗПД при роз'єднанні клієнта від віртуального послідовного порту, прибравши галочку на пункті «Connect to remote end only when local virtual port is open» у Advanced mode вкладка Connection prefs.

Облік якості електроенергії

Для забезпечення електромагнітної сумісності між учасниками процесу

виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії, необхідно встановити відповідну електромагнітну сумісність їхніх електричних мереж у загальних точках підключення їхніх електроустановок. Рівень електромагнітної сумісності для елементів електричної мережі, які впливають на електромагнітні перешкоди, визначається показниками та нормами якості електричної енергії (ЯЕ). Вимоги до якості електроенергії в системах загального електропостачання встановлюються міжнародним стандартом ДЕСТ 13109-97.

Основні показники ЯЕ включають стале відхилення напруги, зміну напруги, дозу флікера, коефіцієнт викривлення синусоїдальності напруги, коефіцієнт і-ої гармонійної складової напруги, коефіцієнт несиметрії зворотної та нульової послідовностей напруги, відхилення частоти, імпульсну напругу, тривалість провалу напруги та коефіцієнт тимчасової перенапруги. Існують два види норм для показників ЯЕ: нормально допустимі та гранично допустимі.

Вимірювання показників якості напруги та облік ЯЕ є необхідною частиною комерційного обліку електричної енергії. Для здійснення обліку КЕ в комерційній системі використовуються розрахункові лічильники, атестовані функції вимірювання показників КЕ, які мають метрологічну підтримку, або інші спеціалізовані метрологічно атестовані прилади, що внесені до Державного реєстру вимірювальних засобів.

Вимоги стандарту ДЕСТ 13109-97 показників та норм якості застосовуються до систем загального призначення електропостачання, що працюють зі змінним трифазним і однофазним струмом частотою 50 Гц, в точках підключення споживачів електроенергії або електричних мереж, які належать будь-яким споживачам електроенергії. Ці вимоги також поширюються на електричні мережі іншого призначення (магістральні і розподільні) та належать іншим власникам.

						Арк.
						60
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8.4. Обґрунтування вибору системи комерційного та технічного контролю

Розрахунковий облік електроенергії використовується для визначення виробленої та переданої електроенергії з метою фінансового розрахунку. Для здійснення такого обліку встановлюються спеціальні лічильники, які називають розрахунковими лічильниками.

Технічний облік електроенергії здійснюється для контролю споживання електроенергії на різних місцях, таких як електростанції, підстанції, підприємства та інші об'єкти. Для такого обліку використовуються спеціальні лічильники, які називають лічильники технічного обліку.

Рекомендується встановлювати розрахункові лічильники між енергопостачальною організацією та споживачами електроенергії на границі розподільної мережі згідно з балансною приналежністю. На підстанціях енергосистеми лічильники активної енергії для розрахунку мають бути встановлені на кожній лінії електропередач, що обслуговує споживачів.

Для підприємств, що розраховуються з енергопостачальною організацією на основі максимально заявленої потужності, рекомендується встановлювати лічильники з вказувачем максимуму навантаження. Якщо у підприємства є лише один пункт обліку, то для цього використовується один лічильник. Однак, якщо у підприємства є дві або більше точок обліку, то рекомендується встановлювати автоматизовані системи обліку електроенергії.

Це дозволить забезпечити точний облік електроенергії для кожної точки споживання та уникнути неточностей, що можуть виникнути при використанні окремих лічильників. Автоматизовані системи обліку електроенергії забезпечують збір та обробку даних з різних точок обліку, що спрощує процес вимірювання та аналізу споживання електроенергії на підприємстві.

Використання вказувачів максимуму навантаження дозволяє контролювати споживання електроенергії на пікових навантаженнях, що допомагає

						Арк.
						61
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

оптимізувати використання електричної потужності та уникнути перевищення встановленої максимальної потужності.

Застосування таких систем обліку електроенергії дійсно сприяє ефективному використанню електроенергії та забезпечує точний облік витрат електроенергії для фінансового розрахунку з енергопостачальною організацією.

Для споживачів, які розраховуються за електроенергію з урахуванням дозволеної до використання реактивної потужності, важливо, щоб лічильники реактивної енергії були встановлені на тих самих елементах схеми, де є встановлені лічильники активної енергії. Це дозволяє точно виміряти споживання реактивної енергії та врахувати її при фінансовому розрахунку.

Якщо підприємство розраховується з енергопостачальною організацією на основі максимально дозволеної реактивної потужності, то встановлення лічильників з вказівником максимального навантаження є важливим. Ці лічильники допомагають контролювати споживання реактивної енергії під час пікових навантажень і уникнути перевищення встановленої максимальної реактивної потужності.

Допускається використання лічильників технічного обліку становлювати на вводі підприємства, якщо розрахунковий облік комерційний облік встановлено на межі балансової вартості підприємства та енергосистеми на ввідних ячееках КРП-10. Втрати в кабельній лінії, яка живить завод визначаємо розрахунковим шляхом, або як різницю показань між лічильниками, що встановлені в КРП 10 кВ підстанції енергосистеми та лічильниками комерційного обліку. Для проведення обліку використовуємо електронний лічильник Євроальфа А2 марки EA05RALP2BN3W . Розрахунок точок комерційного обліку не потрібний, тому що підприємство має лише два кабельних вводи від підстанції енергосистеми.

Для проведення технічного обліку приймаємо електронні лічильники типу НІК 2303 АРТ1 з повним переліком комунікаційних можливостей. Лічильники встановлюємо на відходящих лініях до ТП в ячееках КРП-10 кВ заводу, а також біля високовольтних двигунів. Лічильники підключаються через трансформатори

						Арк.
						62
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

струму та напруги. Протокол обміну даними за послідовним інтерфейсом виконується в стандартах DLMS і MEK1107.

Вибір оптимального числа лічильників для технічного обліку на підприємстві

Число лічильників, які встановлюються на підприємстві визначається по формулі:

$$N = \frac{P_{cp}}{kP_{ном}}$$

де P_{cp} – середня потужність підприємства (прийmemo що $P_{cp} = P_p$), $k = 0,5$ – коефіцієнт найбільш вірогідного завантаження споживача; $P_{ном}$ – величина номінальної потужності лічильників.

Номінальна потужність лічильників трансформаторного включення визначається за формулою:

$$P_{ном} = \sqrt{3}U_n I_n K_U K_{Icp} = \sqrt{3} \cdot 100 \cdot 5 \cdot 100 \cdot 18,2 = 1574 \text{ кВт}$$

де U_n і I_n – відповідно значення номінальної напруги і номінального струму лічильників (для лічильників з трансформаторним включенням $U_n = 100$ В, $I_n = 5$ або 1 А), K_U і K_I – відповідно величини значень коефіцієнта трансформації трансформатора напруги та середнє значення коефіцієнта трансформації трансформаторів струму, що визначається за формулою

$$K_{Icp} = \frac{\sum n K_I}{\sum n} = \frac{1 \cdot 40 + 3 \cdot 15 + 1 \cdot 6}{1 + 3 + 1} \approx 18,2$$

Тоді кількість лічильників що встановлюються для технічного обліку на стороні 10 кВ на підприємства:

$$N = \frac{P_{cp}}{kP_{ном}} = \frac{2555,9}{0,5 \cdot 1574} = 3,24 \approx 4$$

Так як отримане значення відповідає фактичному значенню комірок 4 шт які встановлюються для споживачів на РП то приймаємо $N = 4$. Одним із

						Арк.
						63
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

варіантів збільшення числа лічильників для технічного обліку 10 кВ є установка додаткових лічильників на магістральних лініях, доцільність встановлення яких треба обґрунтувати економічно.

Критерієм стаціонарності встановлення приладів технічного обліку електроенергії може служити умова

$$\frac{\Delta E - (I_y + I_n + I_n)}{K_y} \geq E_n$$

де ΔE – річна економія, яка очікується від впорядкування режиму електроспоживання досліджуваного об'єкту; K_y – одноразові витрати на купівлю та монтаж електрообладнання; I_y, I_n, I_n – щорічні витрати відповідно на технологічне обслуговування, поточний контроль та вдосконалення норм, фінансове стимулювання робітників за економію електроенергії ($I_y = 15\%$, $I_n = 5\%$, $I_n = 5\%$), E_n – нормативний коефіцієнт ефективності, який визначається по нормативному терміну окупності, що приймається рівним в існуючих умовах 2 роки.

Сама менша потужність об'єкту споживання електроенергії для доцільності установки приладів обліку:

$$P_{\text{найм}} \geq \frac{(K_y E_n + I_y + I_n + I_n) \cdot 100}{b T C_e}$$

де b – річна економія, яка очікується від встановлення приладів обліку, приймається $b = 5\%$; T – час використання максимуму навантаження; $C_e = 1,15$ грн./кВт·год вартість електроенергії.

Якщо I_y, I_n, I_n задано у відсотках від вартості витрат K_y то

$$P_{\text{найм}} \geq \frac{K_y (E_n + I_y + I_n + I_n) \cdot 100}{b T C_e}$$

8.5. Електричні схеми підключення лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги

Схеми підключення лічильників приведені у підрозділі 8.3. Підключаємо лічильники згідно схем встановлених трансформаторів струму та напруги.

Встановлюємо трансформатори струму в фазах А і С, так як мережі 10 кВ працюють з ізольованою нейтраллю. Приймаємо схеми підключення лічильників, аналогічні зображеній на рисунку 8.8.

Вибір трансформаторів струму

На боці 10 кВ встановлюємо трансформатори струму (ТС) типу ТЛК–10У1 на клас точності 0,5 з такими параметрами:

$$U_H = 10 \text{ кВ}, I_{\text{ном.1}} = 300 \text{ А}, I_{\text{ном.2}} = 5 \text{ А}, Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом},$$

Таблиця 8.2. Вибір трансформаторів струму на 10 кВ для РП.

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
10 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ
149,27 А	$I_{\text{max}} \leq I_{1 \text{ ном}}$	300 А
5,83 кА	$i_y \leq i_{\text{сл дин}}$	52 кА
$8,239 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$	$768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороні 10 кВ на відходящих лініях до ТП встановлюємо трансформатори струму ТЛК–10– 1У3, $K_T = 75/5$ та $K_T = 30/5$ для живлення однострансформатрних підстанцій.

Таблиця 8.3. Вибір трансформатора струму для відходящих ліній 10 кВ.

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
51,24 А	$I_{max} \leq I_{1 ном}$	75 А
5,83 кА	$i_y \leq i_{ел дин}$	52 кА
$8,239 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$	$300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для перевірки ТС по вторинному навантаженню користуються схемою вмикання та каталожними характеристиками приладів, та визначається навантаження по фазам.

Таблиця 8.4. Розрахунок вторинного навантаження ТС на вводі

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник типу EA05RALP2BN3W	0,5	3,6	-	3,6
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		4,1	-	3,6

З таблиці 8.4. видно, що найбільше завантажена фаза А трансформатора струму. Визначимо загальний опір приладів:

$$z_{прил} = S_{прил} / I_2^2 = 4,1 / 5^2 = 0,164 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних проводів складає:

$$r_{пр} = \rho l_{розрах} / q = 0,0175 \cdot 12 / 2,5 = 0,053 \text{ Ом,}$$

де $\rho = 0,017 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ – питомий опір мідних кабелів;

$l_{розрах} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 4 = 12 \text{ м}$ – розрахункова довжина при схемі включення трансформаторів струму в неповну зірку; $q = 2,5 \text{ мм}^2$ – переріз з'єднувальних проводів.

Приймаємо опір контактних з'єднань $r_k = 0,05 \text{ Ом}$. Тоді вторинний опір трансформатора струму $z_2 = z_{прил} + r_k + r_{пр} = 0,164 + 0,05 + 0,053 = 0,267 \text{ Ом}$.

Умова $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$ виконується $0,267 < 0,4$

На лініях, що відходять до магістральних встановлюємо трансформатори струму ТПЛ-10- 1 УЗ ($K_T = 75/5$ та $30/5$).

Перевіряємо трансформатори струму по вторинному навантаженню, розрахунки зведено до таблиці 8.5.

Таблиця 8.5. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник НІК 2303 АРТ1	1	0,05	-	0,05
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		0,55	-	0,5

З таблиці 8.5. видно, що найбільш завантажений трансформатор струму на фазі А. Загальний опір приладів:

$$z_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 = 0,55 / 5^2 = 0,0121 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних проводів:

$$r_{\text{пр}} = \rho l_{\text{розрах}} / q = 0,0175 \cdot 6 / 2,5 = 0,04 \text{ Ом.}$$

Приймаємо опір контактних з'єднань $r_k = 0,06 \text{ Ом.}$

Вторинний опір трансформатора струму:

$$z_2 = z_{\text{прил}} + r_k + r_{\text{пр}} = 0,0121 + 0,06 + 0,04 = 0,1121 \text{ Ом.}$$

Всі перелічені прилади підключаємо до встановленого трансформатора струму, тоді умова $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$ виконується: $0,1121 \leq 0,4 \text{ Ом}$

Вибір трансформаторів напруги

На шинах 10 кВ РП приймаємо до встановлення трансформатори напруги типу НАМИ-10, який в класі точності 0,5S має номінальну потужність 120 В·А. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги зводимо до таблиці 8.6.

Таблиця 8.6. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Кіл-ть	S, В·А	Загальна потужність	
				ΣP , Вт	ΣQ , вар
Вольтметр (шини 10кВ)	E335	1	2	2	-
Багатофункціональний електронний лічильник	EA05RALP2BN3W	1	3,6	3,3	1,4
Електронний лічильник	НІК 2303 АРТ1	3	10	8	29,1
Всього:				11,3	30,5

Потужність, що споживається:

в колах напруги, В·А (Вт);

не більше 10 (2)

в колах струму ($I = I_n$), В·А

не більше 0,05

Вторинне навантаження для трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P^2 + \Sigma Q^2)} = \sqrt{(11,3^2 + 30,5^2)} = 32,52 \text{ В·А}$$

Оскільки номінальна потужність трансформатора в класі точності 0,5

$S_{2 \text{ ном}} = 120 \text{ ВА} > 32,52 \text{ ВА}$, то трансформатор задовольняє умовам вибору.

8.6. Визначення метрологічних характеристик системи контролю електроспоживання

Межа допустимої (випадкової) похибки для вимірювального каналу:

$$\delta_{BK} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{ЛЧ}^2 + \delta_{U2}^2 + \delta_\theta^2 + \sum_{i=1}^n \delta_i^2} \quad (8.1)$$

де, δ_I , δ_U , $\delta_{ЛЧ}$ - відносні похибки ТС і ТН, а також лічильника електричної енергії; δ_{U2} - втрата напруги у вторинному колі ТН; δ_θ - відносна похибка виділеного із його активної складової вимірюваного значення повного струму, яка обумовлюється кутовими похибками ТС і ТН; δ_C - сумарна додаткова обумовлена впливаючими факторами (відхиленнями напруги та частоти, температури навколишнього середовища, магнітного поля і т. п. від нормальних

значень, при яких гарантується втримання похибок в межах діапазону, відповідного класу точності); 1,1 - коефіцієнта, який враховує особливості технологічного контролю приладів за допомогою еталонних пристроїв, що мають свої похибки.

Систематична похибка вимірювального каналу (ВК) знаходиться по формулі:

$$\Delta_{BK} = \Delta_I + \Delta_U + \Delta_{U2} + \Delta_{\theta} + \Delta_{лч} \quad (8.2)$$

де Δ_I , Δ_U , $\Delta_{лч}$ - відносні похибки ТС, ТН та лічильника електроенергії Δ_{U2} - втрати напруги у вторинному колі ТН; Δ_{θ} - відносна похибка виділеного із виміряного значення повного струму активної складової, що обумовлена кутовими похибками ТС і ТН.

При зміні навантаження фактичне значення похибки кожного приладу змінюється. У реальних умовах завантаження первинних ланцюгів ТС набагато нижче номінальних по причинах:

1) середнє навантаження завжди нижче максимального, а похибка вимірювання електроенергії – це похибка, що відповідає середньому навантаженню;

2) споживання електроенергії підприємствами в даний час набагато менше, ніж було в той період коли проектувалися мережі і встановлювалися ТС;

3) ТС завжди вибираються із запасом за пропускною спроможністю через ріст навантажень в перспективі.

В практиці ТС працюють в зоні $k_3 = 0,05 \dots 0,2$, що більшості випадків є типовою ситуацією. Тому дана ситуація не може вважатися допустимою, за формулою (8.1) визначаються допустимі похибки, а при визначенні структури втрат електроспоживання необхідно знати фактичні похибки. При визначенні комерційних втрат треба враховувати фактичні похибки системи обліку.

Вибираємо систематичну Δ_I та випадкову δ_I похибку в залежності від коефіцієнту завантаження трансформатора струму.

Таблиця 8.7.1. Залежність основної похибки ТС від його завантаження

Тип похибки	Діапазон значень коефіцієнта завантаження ТС	
	0 – 0,2	0,2 – 1,0
Δ_i , відн. од.	$-2,0+6,3 \cdot k_3$	$-1,0625+1,563 \cdot k_3$
δ_i , відн. од.	$\pm(1,0 - 1,25 \cdot k_3)$	$\pm(0,8135-0,313 \cdot k_3)$

Апроксимуючі формули для розрахунку похибки ТН мають вигляд:

$$\Delta_U = 0,5 - k_{3U} \quad (8.3)$$

$$\delta_U = - 0,73 \cdot k_{3U} + 0,35 \quad (8.4)$$

Визначення кутової похибки при вимірюванні електроенергії

Додаткову похибку вимірювання активного струму, обумовлену впливом кутової похибки ТС або ТН у хвилинах, визначають за формулою:

$$\Delta_{\theta} = 0,0291 \cdot \Delta\theta \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (8.5)$$

де, $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності приєднання для якого розраховується похибка вимірювального каналу; $\Delta\theta$ - різниця систематичних складових кутової похибки.

$$\Delta\theta = \Delta\theta_U - \Delta\theta_I \quad (8.6)$$

Випадкову кутову похибку ТС та систематичну кутову у відн. од. визначають по формулах (табл.8.1) , здійснюючи зміну знаку для систематичної похибки.

Норми кутових похибок ТН відповідно до ДЕСТ 1983-89 становлять ± 40 хв. для класу 1,0 та ± 20 хв. для класу 0,5. Дані для розрахунку кутової похибки ТС приведені в таблиці 8.7.2

Таблиця 8.7.2. Залежність випадкової похибки ТС від його завантаження

Клас точності	Струм % від $I_{ном}$	Гранично припустима похибка		
		Основна	Кутова	
			хвилин	градусів
0,5	5	$\pm 1,5$	± 90	$\pm 2,5$
	10	± 1	± 60	$\pm 1,7$
	20	$\pm 0,75$	± 45	$\pm 1,35$
	20-120	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,9$
1	5	$\pm 2,5$	± 95	$\pm 2,5$
	10	± 2	± 75	$\pm 1,7$
	20	$\pm 1,5$	± 60	$\pm 1,35$
	20-120	± 1	± 40	$\pm 0,9$

Для визначення випадкової складової додаткової похибки вимірювання активної потужності, що виникає внаслідок кутових похибок ТС і ТН, застосовується наступна формула:

$$\delta_{\theta} = 0,018 \sqrt{\delta\theta_U^2 + \delta\theta_I^2}. \quad (8.7)$$

Систематичні та випадкові похибки лічильників можна приближено приймати: для електронних лічильників з класом точності 0,5 - $\Delta_{лч} = 0$; $\delta_{лч} = 0,5$, а для індукційних лічильників з класом точності 1,0 і більше $\Delta_{лч} = 0,75 \cdot KT$, $\delta_{лч} = KT$, де $KT = 1,0$ – клас точності лічильника. Систематична похибка обліку електроенергії на об'єкті, на якому фіксуються купівля в n ВК, а продаж – по m ВК визначають за формулою, тис. кВт·год:

$$\Delta_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{100} * W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\Delta_j}{100} * W_j \quad (8.8)$$

де - кількість енергії, тис. кВт·год, що пройшло через вимірювальний канал обліку обліку; Δ_{ij} - систематична похибка вимірювального комплексу в ij -ого ВК.

Випадкову похибку обліку електроенергії по об'єкту визначають, тис. кВт·год:

$$\delta_{\Sigma} = \pm 0,975 \sqrt{\sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_i}{100} * W_i \right)^2}, \quad (8.9)$$

де δ_i випадкова похибка i -го вимірювального комплексу; 0,975 - коефіцієнт, який відповідає знаходженню похибки з 95 % -ою вірогідністю для закону рівномірного розподілу похибки.

Визначаємо похибку вимірювального каналу КО1, що фіксує надходження енергії на об'єкт. Розрахунок похибки для інших вимірювальних каналів приведений в таблицях 8.7.3. - 8.7.4.

Через вимірювальний канал проходить навантаження $P = 2555,9$ кВт та $Q = 369,84$ кВАр. На приєднанні встановлений трансформатор струму з первинним номінальним струмом $I_n = 300$ А.

З таблиці 8.7.1 вибираємо систематичну Δ_I та випадкову δ_I похибку в залежності від коефіцієнту завантаження трансформатора струму.

За даними попередніх розрахунків k_z складає 0,5 А.

$$\Delta_I = -1,0625 + 1,5625 \cdot k_z = -1,0625 + 1,5625 \cdot 0,5 = -0,285$$

$$\delta_I = \pm(1,0 - 1,25 \cdot k_z) = (0,8125 - 0,3125 \cdot 0,5) = 0,657$$

Визначаємо систематичну Δ_U та випадкову δ_U похибку в залежності від коефіцієнту завантаження трансформатора напруги:

						Арк.
						72
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta_U = 0,5 - k_{3U} = 0,5 - 0,3 = 0,2$$

$$\delta_U = -0,73 \cdot k_{3U} + 0,35 = -0,73 \cdot 0,3 + 0,35 = 0,134$$

Додаткова систематична похибка обумовлену впливом кутової похибки ТС та ТН.

Співвідношення систематичних складових кутових похибок трансформатора струму та ТН:

$$\Delta\theta = \Delta\theta_U - \Delta\theta_I = 4 - (8,55) = -4,55$$

$$\Delta\theta_U = \Delta_U \cdot 20 \text{ хв} = 0,2 \cdot 20 \text{ хв} = 4 \text{ хв}.$$

$$\Delta\theta_I = \Delta_I \cdot 30 \text{ хв} = 0,285 \cdot 30 \text{ хв} = 8,55 \text{ хв}.$$

$$\Delta_\theta = 0,0291 \cdot \Delta\theta \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = 0,0291 \cdot (-4,55) \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,98}}{0,99} = -0,019$$

Додаткова випадкова похибка обумовлюється впливом кутової похибки ТС та ТН.

Співвідношення випадкових складових кутових похибок ТС та ТН:

$$\delta\theta_U = \delta_U \cdot 20 \text{ хв} = 0,134 \cdot 20 \text{ хв} = 2,68 \text{ хв}.$$

$$\delta\theta_I = \delta_I \cdot 30 \text{ хв} = 0,657 \cdot 30 \text{ хв} = 19,71 \text{ хв}.$$

$$\delta_\theta = 0,018 \sqrt{\delta\theta_U^2 + \delta\theta_I^2} = 0,018 \sqrt{2,68^2 + 19,71^2} = 0,711$$

Похибки, обумовлені втратою напруги у вторинному ланцюзіколі ТН:

$$\Delta_{U2} = -0,5 \cdot KT/2 = -0,5 \cdot KT/2 = -0,125$$

$$\delta_{U2} = -0,125$$

Для лічильників електронного типу систематична та випадкова похибки наближено можуть бути прийняті: $\Delta_{лч} = 0$; $\delta_{лч} = KT = 0,5$

						Арк.
						73
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Систематичну похибку обліку електроенергії по об'єкту на якому фіксуються купівля в 2 ВК, а продаж – по 8 ВК визначають по формулі (8.8).
Результати розрахунку похибки по вимірювальним каналам приведені в таблиці 8.7.4

Таблиця 8.7.3. Елементи вимірювального каналу

Номер в системі обліку	Марка ТС	Марка ТН	Марка лічильника
КО1	ТЛК-10/300 У1	НАМИ-10-66-У3	ЕА05RALP2BN3W
ТО1	ТЛК-10/75 У1	НАМИ-10-66-У3	НІК 2303 АРТ1
ТО2	ТЛК-10/75 У1	НАМИ-10-66-У3	НІК 2303 АРТ1
ТО3	ТЛК-10/100 У1	НАМИ-10-66-У3	НІК 2303 АРТ1

Таблиця 8.7.4. Результуючі похибки при обліку електроенергії по вимірювальних каналах АСКОЕ

Номер БК	Систематична, %					$\Delta_{\text{БК}}$	Випадкова, %					$\delta_{\text{БК}}$	Фактичне, тис. кВт·год
	Δ_{I}	Δ_{U}	Δ_{θ}	Δ_{U2}	$\Delta_{\text{ЛЧ}}$		δ_{I}	δ_{U}	δ_{θ}	δ_{U2}	$\delta_{\text{ЛЧ}}$		+ $W_{\text{генер.}}$ (- $W_{\text{спож.}}$)
КО1	-0,29	0,2	-0,02	-0,13	0	-0,23	0,657	0,13	0,711	-0,13	0,5	1,05	+10007,5319 ± 97,3871
ТО1	0,432	0,2	0,08	-0,25	-0,75	-0,29	1,111	0,134	0,806	-0,25	1,0	1,636	-3434,8278 ± 52,1171
ТО2	0,432	0,2	0,07	-0,25	-0,75	-0,3	1,111	0,134	0,806	-0,25	1,0	1,636	-3434,7589 ± 52,1171
ТО3	0,114	0,2	0,04	-0,25	-0,75	-0,65	1,048	0,134	0,761	-0,25	1,0	1,578	-3596,1855 ± 52,8187
Небаланс												-458,2404 ± 59,6658	

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі була розроблена система електропостачання для ПАТ "Одесакабель". Для розрахунку електричних навантажень заводу використовувався метод упорядкованих діаграм, який дозволив визначити розрахункове навантаження. Для компенсації реактивної потужності було встановлено батареї конденсаторів загальною потужністю 1950 кВар. Регулювання потужності здійснювалося по часу доби. Оскільки зовнішнє електропостачання було можливе лише напругою 10 кВ від підстанції 35/10 кВ на відстані 600м, було проведено техніко-економічне порівняння для внутрішнього електропостачання. В результаті порівняння було вибрано схему живлення з встановленням РП на території заводу за найменшими витратами. Для забезпечення електропостачання було прийнято рішення встановити три комплектні трансформаторні підстанції з трансформаторами потужністю 630 кВА.

На основі розрахунків струмів короткого замикання вибрано та перевірено високовольтне обладнання РП. До встановлення прийняти вакуумні вимикачі на номінальний струм 630 А.

Окремим розділом роботи стала розробка автоматизованої системи контролю та обліку споживання електричної енергії. Для забезпечення технічного та комерційного контролю енергоресурсів на підприємстві запропоновано встановити інформаційно-обчислювальний комплекс "RTU-325". Оскільки необхідно проводити комерційний облік активної та реактивної електроенергії в одному напрямку та при максимальному активному та реактивному навантаженні в класі точності 0,5 в трьохпровідній мережі з трансформаторним включенням та зменшенням графіка електричного навантаження, було прийнято рішення встановити лічильник Євроальфа. Для технічного обліку було обрано електронні лічильники Nik.

						Арк.
						76
Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

У розділі економічної частини роботи були виконані необхідні розрахунки щодо організації планового та запобіжного ремонту обладнання, а також розрахунки техніко-економічних показників системи електропостачання підприємства. Зокрема, була обчислена собівартість енергії, що споживається.

При виконанні кваліфікаційної роботи було використано всі діючі нормативні документи та інструкції, а також комп'ютерні програми. Кожне технічне рішення має економічне обґрунтування.

В цілому, система електропостачання, яка була спроектована для ПАТ «Одесакабель», відповідає вимогам надійності, економічності та безпеки обслуговування.

						Арк.
						77
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електротехнічні системи електроспоживання : [навч. посіб.] / П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова [та ін.] ; за заг. ред. П. Г. Плешкова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. – 208 с.

2. Шкрабець, Ф. П. Плешков П.Г. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.

3. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку / Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоенергозбереження, Держстандарту. Держбуду та Держкомпромполітики України № 32/28/28/276/75/54 від 17.04.2000 р. — М. Київ.

4. Оптовий та роздрібний ринок електричної енергії: розрахункова робота [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: І.В. Блінов, Є.В. Парус – Електронні текстові дані (1 файл: 1,1 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 44 с.

5. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.

6. Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Величко Т.В. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання. Навчальний посібник для напряму підготовки 6.050701 «Електроенергетика та електротехнології». – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2009. – 334 с.

	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

7. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / [Орлович А.Ю, Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Величко Т.В., Котиш А.І.] – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 272

8. Технічні та. організаційні вимоги до побудови автоматизованих систем обліку електроенергії на об'єктах НЕК "Укренерго" / Затв. наук.-техн. радою НЕК "Укренерго", протокол № 5 від 29.03.2000 р.

9. IEC1107. Data exchange for meter reading, tariff and load control — direct local data exchange. International standard.

10. Концепція функціонування і розвитку оптового ринку електричної енергії України / Матеріали науково-практичної конференції, Київ, 25 липня 2002 р. — Х.: Енерго Клуб України. 2002. — 72 с.

10. <https://iknet.com.ua/uk/pages/askue/>

11. Технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України / Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол № 7 від 09.01.2003р.

12. Типова методика виконання вимірювань кількості електричної енергії. РД 34.11.333-97.

13. <https://nik.net.ua/solution/ami-residential>

14. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. – Х.: Форт, 2017 – 376 с.

15. Методичні рекомендації до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роботи для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков та ін.]; Міністерство освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2023. – 80 с

						Арк.
						79
	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		