

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ Петро ПЛІШКОВ
“ ____ ” _____ 2026 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ

ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**«Розроблення системи електропостачання промислових споживачів
ПС «Добровеличківка» 35/10 кВ»**

Виконав здобувач вищої освіти
ІІІ курсу, групи ЕЕ-23мб,
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Євгеній БУГАЙЧУК
« ____ » _____ 2026 р.

Керівник роботи
професор, канд. техн. наук
_____ Анатолій ОРЛОВИЧ
« ____ » _____ 2026 р.

Рецензент

« ____ » _____ 2026 р.

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

Петро Плешков

«___» _____ 2026 р.

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

Бугайчуку Євгенію Андрійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) «Розроблення системи електропостачання промислових споживачів ПС «Добровеличківка» 35/10 кВ.

Development of a power supply system for industrial consumers of the Dobrovelychkivka substation 35/10 kV»

2. Керівник роботи (проекту) Орлович Анатолій Юхимович, к.т.н., проф.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 12.06.2026 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи: Розроблення системи електропостачання промислових споживачів згідно сучасних вимог надійності та економічності.

1. Вступ. Характеристика споживачів 2. Електричні навантаження. 3. Картограма електричних навантажень. 4. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання. 5. Режимы реактивної потужності в СЕП. 6. Трансформаторні підстанції. 7. Розрахунок струмів КЗ і вибір обладнання. 8. Спеціальний розділ. 9. Висновки. 10. Перелік джерел.

5. Консультанти розділів роботи (проекту)

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>	<i>доцент Н. Ю. Гарасьова</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи (проекту)	Строк виконання етапів роботи	Примітка
<i>1</i>	<i>Вступ. Характеристика споживачів</i>	<i>17.04.26</i>	
<i>2</i>	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>20.04.26</i>	
<i>3</i>	<i>Картограма електричних навантажень</i>	<i>27.04.26</i>	
<i>4</i>	<i>Техніко-економічне обґрунтування схем ел. пост.</i>	<i>28.04.26</i>	
<i>5</i>	<i>Компенсація реактивної потужності</i>	<i>1.05.26</i>	
<i>6</i>	<i>Трансформаторні підстанції</i>	<i>4.05.26</i>	
<i>7</i>	<i>Розрахунок струмів КЗ і вибір обладнання</i>	<i>6.05.26</i>	
<i>8</i>	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>11.05.26</i>	
<i>9</i>	<i>Висновки</i>	<i>22.05.26</i>	
<i>10</i>	<i>Складання переліку бібліографічних посилань</i>	<i>25.05.26</i>	
<i>11</i>	<i>Оформлення пояснювальної записки роботи</i>	<i>26.05.26</i>	
<i>12</i>	<i>Оформлення слайдів (графічна частина роботи)</i>	<i>28.05.26</i>	

Дата видачі завдання

« 10 » « квітня » 2026 року

Підпис керівника

_____ Анатолій ОРЛОВИЧ

Задання прийнято до виконання

« 10 » « квітня » 2026 року

Підпис здобувача

_____ Євгеній БУГАЙЧУК

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: загальний обсяг 100 с., основний текст 90 с.; 12 рис., 27 табл., 12 джерел, 1 додаток на 10 с.

Бугайчук, Є. А. Розроблення системи електропостачання промислових споживачів ПС «Добровеличківка» 35/10 кВ. – Рукопис.

Бакалаврська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2026 рік.

У кваліфікаційній роботі розроблено комплексний проєкт системи електропостачання групи промислових споживачів. На основі методу впорядкованих діаграм визначено розрахункові електричні навантаження, які на шинах ГЗП склали 8,0 МВт та 8,8 Мвар. Шляхом техніко-економічного порівняння обґрунтовано оптимальну схему приєднання, що передбачає спорудження двох повітряних ліній 35 кВ та будівництво двотрансформаторної ГЗП із силовими трансформаторами ТМН-6300-35/10 кВ. Для розподілу електроенергії промисловим споживачам застосовано подвійні наскрізні магістралі 10 кВ. У розподільних мережах напругою 10 та 0,4 кВ передбачено багаторівневу компенсацію реактивної потужності. Вибір і перевірка високовольтного комутаційного обладнання (вакуумних вимикачів, вимикачів навантаження, вимірювальних трансформаторів та кабельних ліній) здійснені на базі результатів розрахунку струмів короткого замикання.

Спеціальний розділ роботи присвячено проєктуванню АСКОЕ. Розроблено багаторівневу архітектуру вимірювального комплексу, нижній рівень якого реалізовано на базі лічильників Landis+Gyr ZMY405, НІК 2307 та НІК 2303. Збір, проміжне збереження та передачу інформації на диспетчерський сервер забезпечує промисловий контролер НІК-КС-02 із використанням цифрових каналів зв'язку.

Ключові слова: електричне навантаження, промисловий електроспоживач, система електропостачання, головна знижувальна підстанція, автоматизована система обліку електроенергії,

ABSTRACT

Qualification work: 100 p.; 12 Fig.; 27 tables; 12 sources; 1 add. on 10 p.

Buhaichuk, Y. A. Development of a power supply system for industrial consumers of the Dobrovelychkivka substation 35/10 kV. – Manuscript.

Bachelor's thesis in the specialisation 141 'Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics', study programme 'Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics'. – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2026.

This qualification thesis presents a comprehensive design for a power supply system serving a group of industrial consumers. Using the ordered diagram method, the design electrical loads were determined; these amounted to 8.0 MW and 8.8 Mvar on the busbars of the main step-down substation (MSDS). A technical and economic comparison was used to justify the optimal connection scheme, which involves the construction of two 35 kV overhead lines and the construction of a two-transformer MPS with TMN-6300-35/10 kV power transformers. Dual 10 kV through-feeder lines are used to distribute electricity to industrial consumers. Multi-level reactive power compensation is provided for in the 10 kV and 0.4 kV distribution networks. The selection and verification of high-voltage switching equipment (vacuum circuit-breakers, load break switches, instrument transformers and cable lines) were carried out based on the results of short-circuit current calculations.

A specific section of this thesis is devoted to the design of the automated metering and billing system (AMBS). A multi-level architecture for the metering complex has been developed, the lowest level of which is implemented using Landis+Gyr ZMY405, NIK 2307 and NIK 2303 meters. The collection, temporary storage and transmission of data to the control server are handled by the NIK-KS-02 industrial controller using digital communication channels.

Keywords: electrical load, industrial electricity consumer, electricity supply system, main step-down substation, automated electricity metering system.

ЗМІСТ

	стр.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП	9
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ	10
2. ОБЧИСЛЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	12
2.1. Силові електричні навантаження в мережах до 1000 В.....	12
2.2. Освітлювальні навантаження.....	17
2.3. Електричні навантаження в мережах вище 1000 В.....	20
2.4. Графіки електричних навантажень.....	36
3. КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ І ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГЗП.....	39
4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	41
4.1. Вибір напруги та схеми приєднання.....	41
4.2. Вибір напруги та схеми внутрішнього електропостачання.....	50
5. РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	51
5.1. Режими реактивної потужності промислових споживачів.....	51
5.2. Вибір кількості, потужності та місць встановлення конденсаторних установок.....	52
6. ВИБІР КІЛЬКОСТІ, ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ	54
6.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів ГЗП	54

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ						
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	Розроблення системи електропостачання промислових споживачів ПС «Добровеличківка» 35/10 кВ. Development of a power supply system for industrial consumers of the Dobrovelychkivka substation 35/10 kV			Літера	Стор.	Аркушів	
Розроб.	Бугайчук Є.А.							Д	6	100	
Перевір.	Орлович А.Ю.							ЦНТУ ЕЕ-23мб			
Н.контр.											
Затв.	Плешков П. Г.										

6.2. Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування ЦТП.....	54
7. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ І ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖ.....	57
7.1. Розрахунок струмів КЗ.....	57
7.2. Вибір кабельних ліній	63
7.3. Вибір високовольтного електрообладнання.....	66
8. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.....	71
8.1. Обґрунтування систем комерційного та технічного обліку.....	71
8.2. Мета і задачі комерційного та технічного обліку.....	72
8.3. Структура та багаторівнева ієрархія системи обліку	74
8.4. Вибір вимірювальних трансформаторів.....	76
8.5. Вибір електричних схем підключення лічильників електричної енергії..	81
8.6. Вибір контролера збору даних.....	84
8.7. Аналіз та вибір каналів зв'язку для передачі даних	86
ВИСНОВКИ.....	88
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ.....	89
Додаток А. Перелік умовних позначень, символів, одиниць.....	91
Додаток Б. Розрахунок графіків електричних навантажень.....	93

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		7

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії;

БСМ – безтарне сховище муки;

ВН – вища напруга;

ВСП – відокремлений структурний підрозділ;

ГЗП – головна знижувальна підстанція;

ГУАР – універсальний гідравлічний автомобільний розвантажувач;

ЕП – електроприймач;

КЛ – кабельна лінія;

КП – колективне підприємство;

КУ – конденсаторна установка;

ОСР – оператор системи розподілу;

ПЛ – повітряна лінія;

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок;

РАБМО – районне акціонерне будівельно-монтажне об'єднання

РСТ – районне споживче товариство;

РУ – розподільна установка;

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТН – трансформатор напруги;

ТП – трансформаторна підстанція;

ТС – трансформатор струму;

ЦЕН – центр електричних навантажень;

ЦРУ – центральна розподільна установка;

ЦТП – цехова трансформаторна підстанція.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						8

ВСТУП

Електрична енергія визнана найбільш універсальним і функціональним видом енергії. Завдяки здатності ефективно перетворюватися на механічну, теплову та світлову, вона є фундаментальною базою для функціонування промислового сектору, транспортної інфраструктури та агропромислового комплексу.

Питання раціонального розподілу електричної енергії в межах промислових об'єктів набуває суттєвої ваги, оскільки саме вони виступають домінуючими електроспоживачами в Україні. Зазначені завдання додатково ускладнюються безперервним підвищенням нормативних вимог щодо показників якості електроенергії та критеріїв надійності електропостачання. Особливої актуальності ця тенденція набуває для виробництв із глибоким рівнем автоматизації технологічних процесів.

До категорії основних промислових електроприймачів належать автоматизовані електроприводи різноманітних агрегатів, а також електротехнологічні установки, зокрема електротермічні та електрозварювальні.

Система розподілу значних обсягів електроенергії на території підприємства повинна характеризуватися високими техніко-економічними показниками та спиратися на раціональні інженерні рішення. З огляду на це, концепція електропостачання формується навколо впровадження сучасного устаткування, надійних комутаційних апаратів, оптимальної побудови розподільних схем живлення та комплексного застосування засобів автоматизації.

Базові завдання під час проєктування систем електропостачання полягають в оптимізації їхніх параметрів. Це реалізується шляхом обґрунтованого вибору номінальних рівнів напруги, визначення умов приєднання до Об'єднаної енергетичної системи, розрахунку електричних навантажень та встановлення категорійності надійності живлення. Додатково вимагається раціональне визначення кількості та потужності силових трансформаторів, формування конфігурацій розподільних і цехових мереж, підбір пристроїв компенсації реактивної потужності та регулювання напруги, а також організація технічного обслуговування обладнання. Зазначені завдання ускладнюються через зростання загальної кількості електроприймачів, збільшення їхньої одиничної потужності, впровадження інноваційних технологічних процесів та розширення сфер застосування електричної енергії.

Мета роботи полягає у системному вирішенні комплексу завдань із проєктування систем електропостачання групи промислових підприємств із дотриманням актуальних нормативних критеріїв експлуатаційної надійності та техніко-економічної ефективності

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						9

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ

Від ПС «Добровеличківка» 35/10 кВ отримують живлення наступні споживачі:

- КП Добровеличківське РАБМО «Райагробуд»;
- «Добровеличківський комбікормовий завод»;
- ВАТ «Добровеличківська райагротехніка»;
- Хлібокомбінат «Добровеличківського РСТ»;
- ВАТ «Добровеличківський консервний завод».

Підприємство «Райагробуд» спеціалізується на виготовленні залізобетонних конструкцій. Технологічна інфраструктура заводу передбачає розміщення основних підрозділів (формувальної, арматурної, зварювальної, ремонтно-механічної ділянок та цементного складу) в межах єдиного виробничого корпусу. Водночас допоміжні об'єкти – котельня, компресорна станція та майстерня з виготовлення опалубки – винесені в окремі споруди. До складу електроприймачів підприємства належать: кранові механізми, бетонозмішувальні агрегати, віброобладнання, зварювальні трансформатори, а також компресорні, насосні та вентиляційні установки.

Інфраструктура «Добровеличківського комбікормового заводу» сформована з комплексу споруд, що об'єднує дві восьмиповерхові елеваторні башти (№1 та №2), два склади для зберігання зернової сировини, приміщення для борошнистих матеріалів, п'ять виробничих цехів і низку допоміжних підрозділів Технологічним процесом підприємства передбачено: прийом зерна; автоматичне визначення маси; очищення; сушка; подрібнення, дозування та змішування, додавання рідких складових та гранулювання готового комбікорму. Базове технологічне оснащення підприємства складається з елеваторів, конвеєрних ліній, транспортерів, норій, систем ГУАР, аспіраційних мереж та вентиляційних агрегатів. Експлуатація заводу здійснюється у безперервному режимі.

Профілем ВАТ «Добровеличківська райагротехніка» є ремонт і модернізація тракторів та сільськогосподарських машин. Основні підрозділи функціонують у двох одноповерхових виробничих корпусах, тоді як допоміжні служби винесені в окремі малі будівлі. Базове технологічне оснащення формують металообробні верстати, випробувальні стенди та зварювальні трансформатори, а допоміжне містить вентилятори й насоси. Графік роботи підприємства однозмінний.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						10

Хлібокомбінат «Добровеличківського РСТ» спеціалізується на випуску хлібобулочних і кондитерських виробів. Інфраструктура об'єкта містить: БСМ, головний виробничий корпус, сухарне відділення, кондитерський цех, компресорну станцію та котельню. Виробничий цикл охоплює безтарне транспортування і зберігання інгредієнтів, тензометричне зважування силосів із бункерами, а також дистанційне управління механізмами БСМ. Випікання заготовок із тіста виконується в наскрізних стрічкових електропечах, оснащених системами механізованого завантаження та вивантаження. Базовий комплекс електрообладнання формують печі, тістоміси, конвеєри й подрібнювачі. Графік роботи комбінату – двозмінний, без вихідних.

ВАТ «Добровеличківський консервний завод» спеціалізується на випуску консервованих фруктів та томатів. Виробничі потужності сконцентровані в одноповерхових будівлях. Базовий комплекс технологічного оснащення формують роликові транспортери, мийні та сортувальні машини, бланшувачі, протиручні механізми, вакуум-випарні установки, дозувальні й закаткові автомати, горизонтальні автоклави, а також насосні та вентиляційні агрегати. Експлуатація підприємства здійснюється у двозмінному режимі.

Відповідно до вимог ПУЕ [1] технологічні електроприймачі розглянутих підприємств, за надійністю електропостачання належать до II категорії.

Ймовірним джерелом живлення промислових споживачів, приєднаних до ПС «Добровеличківка» 35/10 кВ, є підстанція «Липняжка». На ній встановлено два силові трансформатори потужністю по 25 МВ·А кожний, що мають класи напруги 150/35/10 кВ.

На шинах 35 кВ ПС «Липняжка» неперехідний струм КЗ у максимальному режимі роботи об'єднаної енергосистеми становить 5,1 кА.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						11

2 ОБЧИСЛЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

2.1 Силові електричні навантаження в мережах до 1000 В

Електричні навантаження у цехових мережах були визначені за методом впорядкованих діаграм. Зазначений метод належить до загальноприйнятих розрахункових методик у електроенергетиці [2-4].

Детально розглянемо розрахунок навантажень для «Відділення прийому №1» Комбікормового заводу.

Розрахунковий максимум повного навантаження

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{101,1^2 + 80,4^2} = 129,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

де P_p – розрахункове активне навантаження:

$$P_p = P_{\text{ср.зм}} \cdot k_m = 76,3 \cdot 1,33 = 101,1 \text{ кВт},$$

$P_{\text{ср.зм}}$ – активне навантаження за найбільш завантажену зміну

$$P_{\text{ср.зм}} = \sum_i^n P_{\text{ср.зм}_i} = 13,5 + 29,5 + 19,8 + 13,5 = 76,3 \text{ кВт};$$

k_m – коефіцієнт максимуму:

$$k_m = \sqrt{1 + \frac{4,4 \cdot k_b^2 - 12,7 k_b + 8,235}{(k_b + 0,05) n_{\text{еф}}^{(1,04-0,4k_b)}}} = \sqrt{1 + \frac{4,4 \cdot 0,43^2 - 12,7 \cdot 0,43 + 8,235}{(0,43 + 0,05) \cdot 14^{(1,04-0,4 \cdot 0,43)}}} = 1,33,$$

k_b – груповий коефіцієнт використання

$$k_b = \frac{P_{\text{сзм}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}_i}} = \frac{76,3}{177,5} = 0,43;$$

$n_{\text{еф}}$ – ефективне число електроприймачів

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}_i}}{P_{\text{н.мах}}} = \frac{2 \cdot 177,5}{22,0} = 16 \text{ од.},$$

співвідношення між номінальними потужністю найбільшого і найменшого споживача

$$m = \frac{P_{\text{ном.мах}}}{P_{\text{ном.мін}}} = \frac{22,0}{7,5} = 3$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					12

Отримане $n_{\text{еф}} = 16$, що більше дійсного числа електроприймачів $n = 14$ тому приймаємо $n_{\text{еф}} = n = 14$ од.

Розрахунковий максимум реактивного навантаження:

$$Q_p = Q_{\text{сзм}} = 80,4 \text{ квар},$$

так як $n_{\text{еф}} = 14 > 10$ шт.

Для всіх інших виробничих цехів і комбикормового заводу у цілому, а також для інших підприємств промислової розрахунок виконано аналогічно. Вихідні дані до розрахунку та результати представлено в табл. 2.1.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		13

Таблиця 2.1. Розрахунок силових електричних навантажень в мережах 0,4 кВ промислових споживачів

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ел. спо- живачів	Встановлена потужність,		m	k _в	cosφ	tgφ	Середнє наванта-		n _е	k _м	Розрахункова		
			одного	сумарна					P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
I	"Райагробуд"														
1	Котельня	11	3,0 - 30,0	135,0	10	0,70	0,78	0,81	94,5	77,0	9	1,17	110,9	84,7	139,5
2	Столярний цех	16	2,2 - 7,5	76,7	3	0,21	0,59	1,36	16,2	22,0	16	1,60	25,9	22,0	34,0
3	Адмінбудинок	14	1,5 - 4,0	36,0	3	0,49	0,59	1,38	17,6	24,2	14	1,27	22,3	24,2	33,0
4	Цех бетонних сумішей	9	6,3 - 30,0	162,6	5	0,53	0,69	1,04	86,5	90,1	9	1,33	114,8	99,1	151,6
5	Компресорна	11	2,2 - 37,0	130,6	17	0,70	0,80	0,76	90,8	69,2	7	1,21	110,0	76,1	133,7
6	Ремонтно-механічний цех	18	1,1 - 25,0	158,4	23	0,31	0,49	1,77	48,5	86,0	13	1,51	73,1	86,0	112,9
7	Формовочний цех	11	4,0 - 22,0	176,5	6	0,20	0,64	1,19	36,1	43,1	11	1,82	65,6	43,1	78,4
8	Арматурний цех	28	4,0 - 100,0	644,0	25	0,50	0,59	1,37	321,2	440,3	13	1,28	410,3	440,3	601,8
9	Цех інертних наповнювачів	18	2,0 - 22,0	115,5	11	0,72	0,74	0,91	82,7	74,9	11	1,14	94,2	74,9	120,4
10	Склад готових виробів	8	5,2 - 35,2	200,6	7	0,44	0,67	1,1	88,0	97,1	8	1,48	130,2	106,8	168,4
	Всього по АБМО Райагробуд														
	на стороні 0,4 кВ	144	1,1 - 100,0	1835,9	91	0,48	0,65	1,16	881,9	1023,8	37	1,13	997,0	1023,8	1429,0
	Комбикормовий завод														
1	Відділення прийому №1														
	Аспирація	3	7,5 - 7,5	22,5		0,60	0,75	0,88	13,5	11,9					
	Конвеєри	4	7,5 - 22,0	59,0		0,50	0,65	1,17	29,5	34,5					
	Підйомники гідравлічні	3	22,0 - 22,0	66,0		0,30	0,70	1,02	19,8	20,2					
	Транспортер	4	7,5 - 7,5	30,0		0,45	0,70	1,02	13,5	13,8					
	<i>Всього по відділенню</i>	14	7,5 - 22,0	177,5		0,43	0,69	1,05	76,3	80,4	14	1,33	101,1	80,4	129,2
2	Елеватор №1	32	2,2 - 40,0	304	18	0,52	0,70	1,02	157,0	160,7	15	1,24	193,9	160,7	251,9
3	Відділення прийому №2	12	7,5 - 22,0	192	3	0,44	0,70	1,01	84,8	86,0	12	1,35	114,6	86,0	143,3
4	Елеватор №2	47	2,2 - 40,0	549	18	0,52	0,72	0,96	285,8	273,9	27	1,15	328,1	273,9	427,4
5	Склад зернової сировини №1	10	15,0 - 30,0	216	2	0,47	0,71	1,00	101,4	101,7	10	1,37	138,9	111,9	178,4
6	Склад зернової сировини №2	6	15,0 - 30,0	135	2	0,50	0,72	0,98	67,5	66,0	6	1,48	100,2	72,6	123,8
7	Склад боршняної та ін. сировини	6	15,0 - 30,0	135	2	0,50	0,72	0,98	67,5	66,0	6	1,48	100,2	72,6	123,8
8	Цех подрібнення сировини	15	11,0 - 110,0	609	10	0,51	0,71	0,99	313,3	309,4	11	1,30	406,9	309,4	511,2
9	Цех дозування та змішування	23	1,5 - 22,0	172	15	0,46	0,67	1,12	79,0	88,3	16	1,27	100,2	88,3	133,5

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
10	Цех гранулювання	21	2,0 - 55,0	449	28	0,60	0,67	1,12	267,8	300,6	16	1,17	313,8	300,6	434,5
11	Цех підготовки рідких складових	11	2,2 - 30,0	173	14	0,60	0,71	0,98	104,5	102,5	11	1,22	127,5	102,5	163,6
12	Зерносушильний цех	10	5,5 - 30,0	135	5	0,61	0,71	0,99	81,8	80,6	9	1,25	102,5	88,6	135,5
13	Склад готової продукції	10	5,5 - 30,0	135	5	0,61	0,71	0,99	81,8	80,6	9	1,25	102,5	88,6	135,5
14	Котельня	12	2,2 - 7,5	75	3	0,67	0,77	0,82	50,7	41,6	12	1,16	58,8	41,6	72,0
15	Заводу управління та їдальня	22	1,1 - 25,0	156,8	23	0,63	0,91	0,46	99,3	45,2	13	1,17	116,7	45,2	125,2
16	Плотницький цех	17	2,2 - 7,5	98,0	3	0,31	0,64	1,21	30,6	36,9	17	1,4	42,9	36,9	56,6
	Всього по комбикормовому заводу на стороні 0,4 кВ	268	1,1 - 110,0	3722,6	100	0,53	0,71	0,99	1956,1	1938,7	68	1,07	2093,6	1938,7	2853,4
III "Райагротехніка"															
1	Компресорна станція	20	5,5 - 160,0	844,5	29	0,70	0,80	0,75	589,8	442,3	11	1,15	679,1	442,3	810,5
2	Деревообробний цех	15	3,2 - 94,5	375	30	0,19	0,58	1,40	71,6	100,1	8	2,08	149,2	110,1	185,5
3	Ремонтно-комплектуючий цех	47	0,8 - 74,0	433,7	93	0,27	0,50	1,71	115,0	197,2	12	1,62	185,9	197,2	270,9
4	Тракторскладальний цех	19	5,5 - 75,0	427	14	0,31	0,46	1,95	133,9	261,8	11	1,56	209,1	261,8	335,0
5	Дизельне відділення	28	1 - 160,0	453,7	160	0,19	0,53	1,60	85,7	137,1	6	2,34	200,2	150,8	250,6
6	Ремонтно-експлуатаційний цех	57	0,6 - 22,0	523,7	37	0,23	0,60	1,32	122,8	161,6	48	1,22	150,2	161,6	220,6
7	Склад	4	1,7 - 7,5	16,4	4	0,60	0,79	0,77	9,8	7,5	4	1,46	14,3	8,3	16,5
8	АПК	6	2,2 - 3,0	15,6	1	0,68	0,80	0,75	10,6	7,9	6	1,25	13,3	8,7	15,9
	Всього по райагротехніці на стороні 0,4 кВ	196	0,6 - 160,0	3089,6	267	0,37	0,65	1,15	1139,1	1315,6	39	1,17	1336,7	1315,6	1875,5
IV "Хлібокомбінат"															
1	БСМ	37	1,1 - 9,0	122,3	8	0,41	0,62	1,26	50,1	63,2	27	1,21	60,5	63,2	87,4
2	Головний виробний корпус	50	0,6 - 54,0	351,6	98	0,50	0,87	0,57	175,6	99,7	13	1,28	224,2	99,7	245,4
3	Відділення сухарів	50	0,6 - 54,0	351,6	98	0,50	0,87	0,57	175,6	99,7	13	1,28	224,2	99,7	245,4
4	Кондитерський цех	23	1,1 - 40,0	232,8	36	0,57	0,94	0,37	133,7	49,2	12	1,23	164,4	49,2	171,6
5	Компресорна станція	22	0,8 - 55,0	375,6	69	0,66	0,75	0,88	247,6	217,2	14	1,15	284,7	217,2	358,1
6	Склад	10	2,0 - 11,0	56,6	6	0,53	0,70	1,03	30,1	30,9	10	1,3	39,2	34,0	51,9
7	Механічний цех	41	2,1 - 32,0	627,2	15	0,25	0,59	1,38	153,9	212,5	39	1,26	193,3	212,5	287,3
8	Столярний цех	21	3,0 - 27,0	184,0	9	0,20	0,58	1,39	37,5	52,1	14	1,68	63,1	52,1	81,8

продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
9	Адмінкорпус	6	5,5 - 7,5	37,0	1	0,66	0,77	0,84	24,6	20,7	6	1,27	31,2	22,7	38,6
10	Котельня	30	3,0 - 30,0	299,0	10	0,66	0,80	0,75	197,2	147,7	20	1,12	219,9	147,7	264,9
	Всього по хлібокомбінату														
	на стороні 0,4 кВ	324	0,6 - 55,0	2953,5	100	0,47	0,76	0,84	1393,5	1177,31	107	1,06	1471,9	1177,3	1884,8
V	Консервний завод														
1	Консервний цех	48	1,5 - 30,0	489,0	20	0,46	0,67	1,10	223,4	246,6	33	1,15	257,6	246,6	356,6
2	Цех соків	66	1,5 - 37,0	598,0	25	0,50	0,67	1,11	297,1	330,7	32	1,14	338,5	330,7	473,3
3	Маслоцех	25	5,5 - 32,0	390,5	6	0,43	0,66	1,15	167,7	192,9	24	1,21	203,6	192,9	280,5
4	Овочесховище	51	0,4 - 7,5	130,3	20	0,59	0,69	1,04	76,5	79,6	35	1,1	84,0	79,6	115,7
5	Ремонтно-механічний цех	10	1,0 - 7,5	50,5	8	0,17	0,48	1,81	8,4	15,2	10	2,02	16,9	16,7	23,8
6	АБК	10	2,2 - 5,5	46,4	3	0,67	0,75	0,88	31,3	27,6	10	1,18	36,9	30,3	47,8
7	Плотня	12	1,0 - 7,5	50,6	8	0,42	0,53	1,62	21,3	34,4	12	1,38	29,3	34,4	45,1
8	Склад	10	0,8 - 5,5	25,5	7	0,59	0,69	1,04	15,0	15,5	9	1,27	19,0	17,1	25,6
9	Котельня	9	2,2 - 11,0	81,0	5	0,75	0,80	0,75	61,1	45,8	9	1,13	69,2	50,4	85,7
10	Компресорна	18	2,2 - 45,0	240,4	20	0,65	0,75	0,87	157,4	137,4	11	1,18	186,0	137,4	231,3
	Всього по заводу консервів														
	на стороні 0,4 кВ	259	0,4 - 45,0	2102,2	122	0,50	0,69	1,06	1059,0	1125,8	93	1,06	1120,3	1125,8	1588,3
	Всього по промисл. споживачах														
	на стороні 0,4 кВ	1191	0,4 - 160,0	13703,8	432	0,47	0,70	1,02	6429,6	6581,2	171	1,04	6676,0	6581,2	9374,5

2.2 Освітлювальні навантаження

Розрахунок освітлювального навантаження виконано за питомою потужністю освітлювального навантаження на одиницю корисної площі промислового приміщення.

Проведемо детальний розрахунок освітлювальних навантажень для відділення прийому №1 «Добровеличківський комбикормовий завод».

Сумарна встановлена потужність освітлювальних установок

$$P_B = p_0 \cdot F_{\text{пл}} \cdot 10^{-3} = 10 \cdot 800 \cdot 10^{-3} = 8 \text{ кВт.}$$

Активне розрахункове навантаження

$$P_{p.OC} = k_1 \cdot k_{\text{п}} \cdot P_B = 1,12 \cdot 0,85 \cdot 8 = 7,6 \text{ кВт.}$$

Реактивне розрахункове навантаження

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg} \varphi = 7,6 \cdot 1,73 = 13,2 \text{ квар.}$$

Повне розрахункове освітлювальне навантаження

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{7,6^2 + 13,2^2} = 15,2 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Результати розрахунку освітлювального навантаження для інших цехів і підприємств промислової зони подано в табл. 2.2.

Таблиця 2.2. Розрахунок освітлювальних навантажень промислових споживачів

№ п/п	Назва	n, шт	F, м ²	P ₀ , Вт/м	P _y , кВт	cosφ	Q _y , квар	k _c	k ₁	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	Райагробуд											
1	Котельня	1	960,0	14,0	13,4	0,5	23,3	0,85	1,12	12,8	22,2	25,6
2	Столярний цех	1	360,0	18,0	6,5	0,5	11,2	0,85	1,12	6,2	10,7	12,3
3	Адмінбудинок	2	2400,0	22,0	52,8	0,9	25,6	0,8	1,20	50,7	24,5	56,3
4	Цех бетонних сумішей	4	1056,0	12,0	12,7	0,5	21,9	0,85	1,12	12,1	20,9	24,1
5	Компресорна	1	360,0	14,0	5,0	0,5	8,7	0,85	1,12	4,8	8,3	9,6
6	Ремонтно-механічний цех	1	600,0	18,0	10,8	0,5	18,7	0,85	1,12	10,3	17,8	20,6
7	Формовочний цех	1	2928,0	14,0	41,0	0,5	71,0	0,85	1,12	39,0	67,6	78,0
8	Арматурний цех	1	4200,0	14,0	58,8	0,5	101,8	0,85	1,12	56,0	97,0	112,0
9	Цех інертних наповнювачів	1	4000,0	14,0	56,0	0,5	97,0	0,85	1,12	53,3	92,3	106,6
10	Склад готових виробів	1	2400,0	7,0	16,8	0,5	29,1	0,6	1,12	11,3	19,6	22,6
	Освітлення території	1	44736,0	0,3	13,4	0,5	23,2	0,7	1,12	10,5	18,2	21,0
	Всього по «Райагробуд»									266,9	399,1	480,1

продовження табл. 2.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
II	Комбикормовий завод											
1	Відділення прийому №1	1	800,0	10,0	8,0	0,5	13,9	0,85	1,12	7,6	13,2	15,2
2	Елеватор №1	8	13200,0	10,0	132,0	0,5	228,6	0,85	1,12	125,7	217,7	251,3
3	Відділення прийому №2	1	800,0	10,0	8,0	0,5	13,9	0,85	1,12	7,6	13,2	15,2
4	Елеватор №2	8	13200,0	10,0	132,0	0,5	228,6	0,85	1,12	125,7	217,7	251,3
5	Склад зернової сировини №1	1	2450,0	6,0	14,7	0,5	25,5	0,6	1,12	9,9	17,1	19,8
6	Склад зернової сировини №2	1	1650,0	6,0	9,9	0,5	17,1	0,6	1,12	6,7	11,5	13,3
7	Склад боршняної та ін. сировини	1	3675,0	6,0	22,1	0,5	38,2	0,6	1,12	14,8	25,7	29,6
8	Цех подрібнення сировини	1	972,0	6,0	5,8	0,5	10,1	0,85	1,12	5,6	9,6	11,1
9	Цех дозування та змішування	1	1080,0	6,0	6,5	0,5	11,2	0,85	1,12	6,2	10,7	12,3
10	Цех гранулювання	1	720,0	6,0	4,3	0,5	7,5	0,85	1,12	4,1	7,1	8,2
11	Цех підготовки рідких складових	1	432,0	6,0	2,6	0,5	4,5	0,85	1,12	2,5	4,3	4,9
12	Зерносушильний цех	1	1296,0	6,0	7,8	0,5	13,5	0,85	1,12	7,4	12,8	14,8
13	Склад готової продукції	1	3675,0	6,0	22,1	0,5	38,2	0,6	1,12	14,8	25,7	29,6
14	Котельня	1	1296,0	14,0	18,1	0,5	31,4	0,85	1,12	17,3	29,9	34,5
15	Загатоуправління та їдальня	3	2916,0	6,0	17,5	0,9	8,5	0,8	1,20	16,8	8,1	18,7
16	Плотницький цех	1	288,0	12,0	3,5	0,5	6,0	0,85	1,12	3,3	5,7	6,6
	Освітлення території	1	154500,0	0,3	46,4	0,5	80,3	0,7	1,12	36,3	62,9	72,7
	Всього по елеватору									412,1	692,9	806,2
III	Райагротехніка											
1	Компресорна станція	1	1102,5	14,0	15,4	0,5	26,7	0,85	1,12	14,7	25,5	29,4
2	Деревообробний цех	1	945,0	18,0	17,0	0,5	29,5	0,85	1,12	16,2	28,0	32,4
3	Ремонтно-комплектовочний цех	1	2700,0	18,0	48,6	0,5	84,2	0,85	1,12	46,3	80,1	92,5
4	Трактороскладальний цех	1	3375,0	18,0	60,8	0,5	105,2	0,85	1,12	57,8	100,2	115,7
5	Дизельне відділення	1	4536,0	18,0	81,6	0,5	141,4	0,85	1,12	77,7	134,6	155,5
6	Ремонтно-експлуатаційний цех	1	1218,0	18,0	21,9	0,5	38,0	0,85	1,12	20,9	36,2	41,7
7	Склад	1	810,0	10,0	8,1	0,5	14,0	0,6	1,12	5,4	9,4	10,9
8	АПК	1	618,8	20,0	12,4	0,9	6,0	0,8	1,20	11,9	5,8	13,2
	Освітлення території	1	23694,8	0,3	7,1	0,5	12,3	0,7	1,12	5,6	9,7	11,1
	Всього по депо									256,5	429,4	500,2
IV	Хлібокомбінат											
1	БСМ	1	1000,0	12,0	12,0	0,5	20,8	0,6	1,12	8,1	14,0	16,1
2	Головний виробний корпус	1	2400,0	16,0	38,4	0,9	18,6	0,95	1,20	43,8	21,2	48,6
3	Відділення сухарів	1	648,0	18,0	11,7	0,9	5,6	0,85	1,20	11,9	5,8	13,2
4	Кондитерський цех	1	756,0	18,0	13,6	0,9	6,6	0,85	1,20	13,9	6,7	15,4
5	Компресорна станція	1	432,0	14,0	6,0	0,5	10,5	0,85	1,12	5,8	10,0	11,5
6	Склад	1	720,0	8,0	5,8	0,5	10,0	0,6	1,12	3,9	6,7	7,7
7	Механічний цех	1	900,0	18,0	16,2	0,5	28,1	0,85	1,12	15,4	26,7	30,8
8	Столярний цех	1	480,0	18,0	8,6	0,5	15,0	0,85	1,12	8,2	14,2	16,5
9	Адмінкорпус	2	1728,0	22,0	38,0	0,9	18,4	0,8	1,20	36,5	17,7	40,6

						Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

продовження табл. 2.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
10	Котельня	1	456,0	14,0	6,4	0,5	11,1	0,85	1,12	6,1	10,5	12,2
	Освітлення території	1	79711,0	0,3	23,9	0,5	41,4	0,7	1,12	18,7	32,5	37,5
	Всього по хлібокомбінату									172,2	166,0	239,2
V	Консервний завод											
1	Консервний цех	1	756,0	14,0	10,6	0,9	5,1	0,85	1,20	10,8	5,2	12,0
2	Цех соків	1	2400,0	18,0	43,2	0,9	20,9	0,85	1,20	44,1	21,3	49,0
3	Маслоцех	1	696,0	18,0	12,5	0,9	6,1	0,85	1,20	12,8	6,2	14,2
4	Овочесховище	1	1200,0	8,0	9,6	0,5	16,6	0,6	1,12	6,5	11,2	12,9
5	Ремонтно-механічний цех	1	108,0	14,0	1,5	0,5	2,6	0,85	1,12	1,4	2,5	2,9
6	АБК	2	864,0	14,0	12,1	0,9	5,9	0,85	1,20	12,3	6,0	13,7
7	Плотня	1	180,0	15,0	2,7	0,5	4,7	0,85	1,12	2,6	4,5	5,1
8	Склад	1	960,0	16,0	15,4	0,5	26,6	0,85	1,12	14,6	25,3	29,2
9	Котельня	1	432,0	17,0	7,3	0,5	12,7	0,85	1,12	7,0	12,1	14,0
10	Компресорна	1	480,0	18,0	8,6	0,5	15,0	0,85	1,12	8,2	14,2	16,5
	Освітлення території	1	16506,0	0,3	5,0	0,5	8,6	0,7	1,12	3,9	6,7	7,8
	Всього по консервному заводу									124,2	115,3	
	Всього по промислових споживачах									1231,9	1802,6	2183,3

2.3 Електричні навантаження у силових мережах вище 1000 В

Під час визначення навантажень у мережах напругою понад 1 кВ базовими вузлами розрахунку виступають збірні шини 10 кВ ЦТП і РУ. З огляду на це, на початковому етапі проєктування здійснено вибір кількості ТП, номінальної потужності силових трансформаторів та визначено їхнє раціональне розташування на генеральному плані промислових підприємств.

Вибір номінальної потужності трансформаторів ТП базується на величині розрахункового навантаження з обов'язковим урахуванням категорії надійності електропостачання споживачів та повної компенсації реактивної потужності в мережах до 1000 В. При визначенні кількості ТП і місця їх розташування вважалося, що для цехів з навантаженням у межах 300 кВт встановлення окремої ЦТП техніко-економічно недоцільне. Тому такі підрозділи отримують живлення від найближчих ТП інших цехів.

Попередньо до розгляду були прийняті для ЦТП трансформатори марки ТМГ-630/10/0,4 з наступними паспортними даними:

$$\Delta P_x = 0,8 \text{ кВт}; \quad I_x = 0,6\%$$

$$\Delta P_k = 6,75 \text{ кВт}; \quad U_k = 5,5\%$$

а для ГЗП – ТМН-6300-35/10:

$$\Delta P_x = 8,0 \text{ кВт}; \quad I_x = 0,8\%$$

$$\Delta P_k = 46,5 \text{ кВт}; \quad U_k = 6,5\%$$

Визначення навантажень виконано наступним чином:

- знаходилася сума номінальних потужностей усіх встановлених силових електроприймачів напругою до 1000 В та вище, що отримують живлення від відповідної ТП;
- розраховувалися середні навантаження і на їх основі груповий коефіцієнт використання;
- наступними кроками було визначення ефективної кількості електроприймачів, коефіцієнта максимуму та розрахункових навантажень;
- знаходилася сума розрахункового силового навантаження і розрахункових освітлювального навантаження по кожній ТП;
- визначалася втрата активної та реактивної потужності у силових трансформаторах ЦТП за формулами:

					Арк. 20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	

$$\Delta P = n \left(\Delta P_x + \Delta P_k k_3^2 \right) \quad (2.1)$$

$$\Delta Q = n \left[\frac{I_{xx}}{100} S_{ном} + \frac{U_{кз}}{100} S_{ном} \cdot k_3^2 \right]; \quad (2.12)$$

- підбиття загального підсумку по кожній ТП із визначенням розрахункових навантажень, включно із втратами в трансформаторах ЦТП.

За наявності у складі розрахункового вузла косинусних конденсаторних установок, їхня реактивна потужність враховувалася зі знаком «мінус».

Максимуми електричних навантажень промислових підприємств, для яких проєктується система електропостачання, збігаються у часі (див. додаток Б). Зважаючи на це, визначення сумарного електричного навантаження на рівні головної знижувальної підстанції (ГЗП) в цілому виконано за методом впорядкованих діаграм.

Розрахунок навантажень у силових мережах вище 1000 В для всіх промислових підприємств із врахуванням пристроїв компенсації реактивної потужності оформлено у вигляді табл. 2.3.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		21

Таблиця 2.3. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 10 кВ промислових споживачі

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ЕС	Встановлена потужність, кВт		m	K _в	cosφ	tgφ	Середнє наван- таження за зміну		n _е	K _м	Розрахункова потужність,		
			одного	сумарна					P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
I	Райагробуд														
	<u>ТП-1 (2х630 кВА)</u>														
4	Цех бетонних сумішей														
	силове	9	6,3 - 30,0	162,6	5	0,53	0,69	1,04	86,5	90,1	9,0	1,33	114,8	99,1	151,6
	освітлювальне								12,7	21,9			12,1	20,9	
	Всього по цеху								99,2	112,0			126,8	120,0	174,6
6	Ремонтно-механічний цех														
	силове	18	1,1 - 25,0	158,4	23	0,31	0,49	1,77	48,5	86,0	13,0	1,51	73,1	86,0	112,9
	освітлювальне								10,8	18,7			10,3	17,8	
	Всього по цеху								59,3	104,7			83,4	103,8	133,1
7	Формовочний цех														
	силове	11	4,0 - 22,0	176,5	6	0,20	0,64	1,19	36,1	43,1	11,0	1,82	65,6	43,1	78,4
	освітлювальне								41,0	71,0			39,0	67,6	
	Всього по цеху								77,1	114,1			104,6	110,7	152,3
8	Арматурний цех														
	силове	28	4,0 - 100,0	644,0	25	0,50	0,59	1,37	321,2	440,3	13,0	1,28	410,3	440,3	601,8
	освітлювальне								58,8	101,8			56,0	97,0	
	Всього по цеху								380,0	542,1			466,3	537,2	711,4
9	Цех інертних наповнювачів														
	силове	18	2,0 - 22,0	115,5	11	0,72	0,74	0,91	82,7	74,9	11,0	1,14	94,2	74,9	120,4
	освітлювальне								56,0	97,0			53,3	92,3	
	Всього по цеху								138,7	171,9			147,5	167,2	223,0
	Освітлення території								13,4	23,2			10,5	18,2	21,0

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП-1 (2х630 кВА)														
	силове	84	1,1 - 100,0	1257,0	91	0,46	0,62	1,28	574,9	734,3	25	1,19	684,6	734,3	1003,9
	освітлювальне								192,7	333,7			181,2	313,8	
	батарей конденсаторів 0,4 кВ													-900,0	
	всього								767,6	1068,0			865,8	148,1	878,4
	втрати у трансформаторах												8,2	41,2	
	Всього по ТП-1 на шинах 10 кВ												874,0	189,3	894,2
	ТП-2 (1х630 кВА)														
1	Котельня														
	силове	11	3,0 - 30,0	135,0	10	0,70	0,78	0,81	94,5	77,0	9,0	1,17	110,9	84,7	139,5
	освітлювальне								13,4	23,3			12,8	22,2	
	Всього по котельній								107,9	100,2			123,7	106,8	163,4
2	Столярний цех														
	силове	16	2,2 - 7,5	76,7	3	0,21	0,59	1,36	16,2	22,0	16,0	1,60	25,9	22,0	34,0
	освітлювальне								6,5	11,2			6,2	10,7	
	Всього по цеху								22,7	33,2			32,1	32,6	45,8
3	Адмінбудинок														
	силове	14	1,5 - 4,0	36,0	3	0,49	0,59	1,38	17,6	24,2	14,0	1,27	22,3	24,2	33,0
	освітлювальне								52,8	25,6			50,7	24,5	
	Всього по адмінбудинку								70,4	49,8			73,0	48,8	87,8
5	Компресорна														
	силове	11	2,2 - 37,0	130,6	17	0,70	0,80	0,76	90,8	69,2	7,0	1,21	110,0	76,1	133,7
	освітлювальне								5,0	8,7			4,8	8,3	
	Всього по компресорній								95,8	77,9			114,7	84,4	142,5
10	Склад готових виробів														
	силове	8	5,2 - 35,2	200,6	7	0,44	0,67	1,10	88,0	97,1	8,0	1,48	130,2	106,8	168,4
	освітлювальне								16,8	29,1			11,3	19,6	
	Всього по складу								104,8	126,2			141,5	126,4	189,7

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП-2 (1х630 кВА)														
	силове	60	1,5 - 37,0	578,9	25	0,53	0,73	0,94	307,0	289,5	31	1,13	346,6	289,5	451,6
	освітлювальне								94,6	97,9			85,7	85,3	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-300,0	
	всього								401,5	387,4			432,3	74,7	438,8
	втрати у трансформаторах												4,1	20,6	
	Всього по ТП-2 на шинях 10 кВ												436,4	95,3	446,7
	Всього по райагробуд														
	силове	144	1,1 - 100,0	1835,9	91	0,48	0,65	1,16	881,9	1023,8	37	1,13	997,0	1023,8	1429,0
	освітлювальне								287,2	431,6			266,9	399,1	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-1200,0	
	всього								1169,2	1455,4			1263,9	222,8	1283,4
	втрати у трансформаторах												12,2	61,8	
	Всього по Райагробуд на														
	шинях 10 кВ												1276,2	284,7	1307,5
II	Комбикормовий завод														
	ТП-3 (2х630 кВА)														
3	Відділення прийому №2														
	силове	12	7,5 - 22,0	191,5	3	0,44	0,70	1,01	84,8	86,0	12	1,35	114,6	86,0	143,3
	освітлювальне								8,0	13,9			7,6	13,2	
	Всього по відділенню								92,8	99,9			122,2	99,2	
4	Елеватор №2														
	силове	47	2,2 - 40,0	548,5	18	0,52	0,72	0,96	285,8	273,9	27	1,15	328,1	273,9	427,4
	освітлювальне								132,0	228,6			125,7	217,7	
	Всього по елеватору								417,8	502,5			453,7	491,5	668,9
5	Склад зернової сировини №1														
	силове	10	15 - 30,0	216,0	2	0,47	0,71	1,00	101,4	101,7	10	1,37	138,9	111,9	178,4
	освітлювальне								14,7	25,5			9,9	17,1	
	Всього по складу								116,1	127,2			148,8	129,0	

Арк.

24

Зм.

Арк.

№ докум.

Підпис.

Дата

Продовження табл. 2.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6	Склад зернової сировини №2														
	силове	6	15,0 - 30,0	134,0	2	0,47	0,71	0,99	62,6	62,0	6	1,54	96,3	68,1	118,0
	освітлювальне								9,9	17,1			6,7	11,5	
	Всього по складу								72,5	79,1			103,0	79,7	
15	Заводоуправління та їдальня														
	силове	22	1,1 - 25,0	156,8	23	0,63	0,91	0,46	99,3	45,2	13	1,17	116,7	45,2	125,2
	освітлювальне								17,5	8,5			16,8	8,1	
	Всього по заводууправ.								116,8	53,7			133,5	53,3	143,8
	Всього по ТП -3 (2х630 кВА)														
	силове	97	1,1 - 40,0	1246,8	18	0,52	0,72	0,96	633,9	568,7	62	1,08	682,5	568,7	888,4
	освітлювальне								182,1	293,6			166,6	267,6	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-600,0	
	всього								816,0	862,3			849,1	236,3	881,4
	втррати у трансформаторах												8,2	41,5	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-3												857,3	277,8	901,2
	ТП-4 (2х630 кВА)														
7	Склад боршняної та ін. сировини														
	силове	6	15,0 - 30,0	135,0	2	0,50	0,72	0,98	67,5	66,0	6	1,48	100,2	72,6	123,8
	освітлювальне								22,1	38,2			14,8	25,7	
	Всього по складу								89,6	104,2			115,0	98,3	151,3
8	Цех подрібнення сировини														
	силове	15	11,0 - 110,0	609,0	10	0,51	0,71	0,99	313,3	309,393	11	1,30	406,9	309,4	511,2
	освітлювальне								5,8	10,1			5,6	9,6	
	Всього по цеху								319,1	319,5			412,5	319,0	521,4
9	Цех дозування та змішування														
	силове	23	1,5 - 22,0	172,0	15	0,46	0,67	1,12	79	88,2627	16	1,27	100,2	88,3	133,5
	освітлювальне								6,5	11,2			6,2	10,7	
	Всього по цеху								85,5	99,5			106,4	98,9	145,3

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
12	Зерносушильний цех														
	силове	10	2,2 - 30,0	148	14	0,63	0,67	1,10	93,8	103,1	10	1,21	113,6	113,4	160,5
	освітлювальне								7,8	13,5			7,4	12,8	
	Всього по цеху								101,6	116,5			121,0	126,2	174,8
13	Склад готової продукції														
	силове	10	5,5 - 30,0	135	5	0,61	0,71	0,99	81,8	80,6	9	1,25	102,5	88,6	135,5
	освітлювальне								22,1	38,2			14,8	25,7	
	Всього по складу								103,9	118,8			117,3	114,3	163,8
14	Котельня														
	силове	12	2,2 - 7,5	75,4	3	0,67	0,77	0,82	50,7	41,6	12	1,16	58,8	41,6	72,0
	освітлювальне								18,1	31,4			17,3	29,9	
	Всього по котельній								68,9	73,0			76,1	71,5	104,4
	Всього по ТП -4 (2х630 кВА)														
	силове	76	1,5 - 110,0	1274,4	73	0,54	0,71	1,00	686,1	688,9	23	1,16	794,9	688,9	1051,9
	освітлювальне								82,3	142,6			66,0	114,4	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-600,0	
	всього									831,5			861,0	203,2	884,6
	втррати у трансформаторах												8,3	41,7	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-4												869,2	244,9	903,1
	ТП-5 (2х630 кВА)														
2	Елеватор №1														
	силове	32	2,2 - 40,0	303,9	18	0,52	0,70	1,02	157,0	160,7	15	1,24	193,9	160,7	251,9
	освітлювальне								132,0	228,6			125,7	217,7	
	Всього по елеватору								289,0	389,4			319,6	378,4	495,3
1	Відділення прийому №1														
	силове	14	7,5 - 22,0	177,5	3	0,43	0,69	1,05	76,3	80,4	14	1,33	101,1	80,4	129,2
	освітлювальне								8,0	13,9			7,6	13,2	
	Всього по відділенню								84,3	94,2			108,7	93,6	143,5

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
10	Цех гранулювання														
	силове	21	2,0 - 55,0	449,0	28	0,60	0,67	1,12	267,8	300,6	16	1,17	313,8	300,6	434,5
	освітлювальне								4,3	7,5			4,1	7,1	
	Всього по цеху								272,1	308,1			317,9	307,8	442,5
11	Цех підготовки рідких складових														
	силове	11	2,2 - 30,0	173,0	14	0,60	0,71	0,98	104,5	102,5	11	1,22	127,5	102,5	163,6
	освітлювальне								2,6	4,5			2,5	4,3	
	Всього по цеху								107,0	107,0			129,9	106,8	168,2
16	Плотницький цех														
	силове	17	2,2 - 7,5	98,0	3	0,31	0,64	1,21	30,6	36,9	17	1,40	42,9	36,9	56,6
	освітлювальне								3,5	6,0			3,3	5,7	
	Всього по плотні								34,0	42,9			46,2	42,6	62,9
	освітлення території								46,4	80,3			36,3	62,9	
	Всього по ТП -5 (2х630 кВА)														
	силове	95	2,0 - 55,0	1201,4	28	0,53	0,68	1,07	636,0	681,2	44	1,10	698,5	681,2	975,7
	освітлювальне								196,7	340,7			179,5	310,9	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-900,0	
	всього								832,7	1021,9			878,0	92,1	882,8
	втрати у трансформаторах												8,2	41,6	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-5												886,3	133,7	896,3
	Всього по заводу комбікрмів														
	силове	268	1,1 - 110	3722,6	100	0,53	0,71	0,99	1956,1	1938,7	68	1,07	2093,6	1938,7	2853,4
	освітлювальне								461,1	776,9			412,1	692,9	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-2100,0	
	всього								2417,3	2715,6			2505,7	531,6	
	втрати у трансформаторах												24,7	124,8	
	Всього на шинах 10 кВ заводу												2530,4	656,4	2614,1

Продовження табл. 2.3

[illegible]

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП -6 (2х630 кВА)														
	силове	157	0,6 - 160,0	1853,7	14	0,31	0,46	1,95	467,9	765,6	23	1,32	615,9	765,6	982,6
	освітлювальне								232,4	387,1			220,2	366,5	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-850,0	
	всього								700,3	1152,7			836,0	282,1	882,3
	втрати у трансформаторах												8,2	41,5	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-6												844,2	323,6	904,2
	ТП-7 (2х630 кВА)														
1	Компресорна станція														
	силове	20	5,5 - 160	844,5	29	0,70	0,80	0,75	589,8	442,3	11	1,15	679,1	442,3	810,5
	освітлювальне								15,4	26,7			14,7	25,5	
	Всього по компресорній								605,2	469,1			693,8	467,8	836,8
2	Деревообробний цех														
	силове	15	3,2 - 94,5	375	30	0,19	0,58	1,40	71,6	100,1	8	2,08	149,2	110,1	185,5
	освітлювальне								17,0	29,5			16,2	28,0	
	Всього по цеху								88,6	129,6			165,4	138,2	215,5
7	Склад														
	силове	4	1,7 - 7,5	16,4	4	0,60	0,79	0,77	9,8	7,5	4	1,46	14,3	8,3	16,5
	освітлювальне								8,1	14,0			5,4	9,4	
	Всього по складу								17,9	21,6			19,7	17,7	26,5
	Всього по ТП -7 (2х630 кВА)														
	силове	39	1,7 - 160	1235,9	94	0,54	0,77	0,82	671,2	550,0	15	1,22	816,2	550,0	984,2
	освітлювальне								40,5	70,2			36,3	62,9	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-400,0	
	всього								711,8	620,2			852,5	212,9	878,7
	втрати у трансформаторах												8,2	41,3	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-7												860,7	254,2	897,5

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по райагротехніці														
	силове	196	0,6 - 160,0	3089,6	267	0,37	0,65	1,15	1139,1	1315,6	39	1,17	1336,7	1315,6	1875,5
	освітлювальне								273,0	457,3			256,5	429,4	
	батарей конденсаторів 0,4 кВ													-1250,0	
	всього								1412,1	1772,9			1593,1	495,0	
	втрати у трансформаторах												16,4	82,8	
	Всього на шинах 10 кВ райагротехн.												1609,5	577,8	1710,1
IV	Хлібокомбінат														
	ТП-8 (2х630 кВА)														
1	БСМ														
	силове	37	1,1 - 9,0	122,3	8	0,41	0,62	1,26	50,1	63,2	27	1,21	60,5	63,2	87,4
	освітлювальне								12,0	20,8			8,1	14,0	
	Всього по БСМ								62,1	83,9			68,5	77,1	
2	Головний виробний корпус														
	силове	84	1,1 - 45,0	667,4	41	0,51	0,77	0,83	343,2	284,1	30	1,14	391,0	284,1	483,3
	освітлювальне								38,4	18,6			43,8	21,2	
	Всього по корпусу								381,6	302,7			434,8	305,3	
3	Відділення сухарів	50	0,55 - 54,0	351,6	98	0,50	0,87	0,57	175,6	99,7	13	1,28	224,2	99,7	245,4
	силове								11,7	5,6			11,9	5,8	
	освітлювальне								187,3	105,4			236,1	105,5	
	Всього по відділенню														
4	Кондитерський цех														
	силове	23	1,1 - 40,0	232,8	36	0,57	0,94	0,37	133,7	49,2	12	1,23	164,4	49,2	171,6
	освітлювальне								13,6	6,6			13,9	6,7	
	Всього по цеху								147,3	55,8			178,3	55,9	
	освітлення території депо								23,9	41,4			18,7	32,5	

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП-8 (2х630)														
	силове	194	0,55 - 54,0	1374,1	98	0,51	0,82	0,71	702,7	496,2	51	1,09	767,4	496,2	913,9
	освітлювальне								99,6	93,0			96,4	80,1	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-400,0	
	всього								802,2	589,2			863,8	176,3	881,6
	втрати у трансформаторах												6,8	34,0	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-8												870,6	210,3	895,6
	ТП-9 (2х630 кВА)														
5	Компресорна станція														
	силове	22	0,8 - 55,0	375,6	69	0,66	0,75	0,88	247,6	217,2	14	1,15	284,7	217,2	358,1
	освітлювальне								6,0	10,5			5,8	10,0	
	Всього по компресорній								253,6	227,7			290,5	227,2	
6	Склад														
	силове	10	2,0 - 11,0	56,6	6	0,53	0,70	1,03	30,1	30,9	10	1,30	39,2	34,0	51,9
	освітлювальне								5,8	10,0			3,9	6,7	
	Всього по складу								35,9	40,9			43,1	40,7	
10	Котельня														
	силове	30	3,0 - 30,0	299,0	10	0,66	0,80	0,75	197,2	147,7	20	1,12	219,9	147,7	264,9
	освітлювальне								6,4	11,1			6,1	10,5	
	Всього по котельній								203,5	158,7			226,0	158,2	275,9
8	Столярний цех														
	силове	21	3,0 - 27,0	184,0	9	0,20	0,58	1,39	37,5	52,1	14	1,68	63,1	52,1	81,8
	освітлювальне по корп. №2								8,6	15,0			8,2	14,2	
	Всього по цеху								46,2	67,1			71,3	66,4	
9	Адмінкорпус														
	силове	6	5,5 - 7,5	37,0	1	0,66	0,77	0,84	24,6	20,7	6	1,27	31,2	22,7	38,6
	освітлювальне								38,0	18,4			36,5	17,7	
	Всього по адмінкорпусу								62,6	39,1			67,7	40,4	78,8

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
7	Механічний цех														
	силове	41	2,1 - 32,0	627,2	15	0,25	0,59	1,38	153,9	212,5	39	1,26	193,3	212,5	287,3
	освітлювальне								16,2	28,1			15,4	26,7	
	Всього по цеху								170,1	240,6			208,8	239,2	
	Всього по ТП -9 (2х630 кВА)														
	силове	130	0,8 - 55,0	1579,4	69	0,44	0,71	0,99	690,9	681,1	57	1,10	762,7	681,1	1022,6
	освітлювальне								81,0	92,9			75,8	85,8	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-500,0	
	Всього								771,9	774,1			838,5	267,0	880,0
	втррати у трансформаторах												8,2	41,4	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-9												846,7	308,3	901,1
	Всього по Хлібокомбінату														
	силове	324	0,6 - 55,0	2953,5	100	0,47	0,76	0,84	1393,5	1177,3	107	1,06	1471,9	1177,3	1884,8
	освітлювальне								180,6	186,0			172,2	166,0	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-900,0	
	Всього								1574,1	1363,3			1644,1	443,3	
	втррати у трансформаторах												15,0	75,3	
	Всього на шинах 10 кВ комбінату												1659,1	518,6	1738,2
V	Консервний завод														
	ТП-10 (2х630 кВА)														
1	Консервний цех														
	силове	48	1,5 - 30,0	489	20	0,46	0,67	1,10	223,4	246,6	33	1,15	257,6	246,6	356,6
	освітлювальне								10,6	5,1			10,8	5,2	
	Всього по цеху								233,9	251,8			268,4	251,9	368,1
2	Цех соків														
	силове	66	1,5 - 37,0	598	25	0,50	0,67	1,11	297,1	330,731	32	1,14	338,5	330,7	473,3
	освітлювальне								43,2	20,9			44,1	21,3	
	Всього по цеху								340,3	351,7			382,6	352,1	519,9

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
8	Склад														
	силове	10	0,75 - 5,5	25,5	7	0,59	0,69	1,04	15,0	15,5	9	1,27	19,0	17,1	25,6
	освітлювальне								15,4	26,6			14,6	25,3	
	Всього по складу								30,3	42,1			33,7	42,4	54,2
3	Маслоцех														
	силове	25	5,5 - 32,0	390,5	6	0,43	0,66	1,15	167,68	192,854	24	1,21	203,6	192,9	280,5
	освітлювальне								12,5	6,1			12,8	6,2	
	Всього по маслоцеху								180,2	198,9			216,4	199,0	294,0
	Освітлення території								5,0	8,6			3,9	6,7	
	Всього по ТП-10 (2х630 кВА)														
	силове	149	0,8 - 37,0	1503,0	49	0,47	0,67	1,12	703,1	785,8	81	1,07	753,4	785,8	1088,6
	освітлювальне								81,7	58,7			86,1	64,8	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-600,0	
	всього								784,8	844,5			839,6	250,6	876,2
	втрати у трансформаторах												8,1	41,1	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-10												847,7	291,7	896,5
	ТП-11														
10	Компресорна														
	силове	18	2,2 - 45,0	240,4	20	0,65	0,75	0,87	157,4	137,4	11	1,18	186,0	137,4	231,3
	освітлювальне								8,6	15,0			8,2	14,2	
	Всього по компресорній								166,0	152,4			194,2	151,7	246,4
9	Котельна														
	силове	9	2,2 - 11,0	81,0	5	0,75	0,80	0,75	61,1	45,8	9	1,13	69,2	50,4	85,7
	освітлювальне								7,3	12,7			7,0	12,1	
	Всього по котельній								68,4	58,5			76,2	62,5	98,6

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4	Овочесховище														
	силове	51	0,37 - 7,5	130,3	20	0,59	0,69	1,04	76,5	79,6	35	1,10	84,0	79,6	115,7
	освітлювальне								9,6	16,6			6,5	11,2	
	Всього по сховищу								86,1	96,3			90,4	90,8	
5	Ремонтно-механічний цех														
	силове	10	1,00 - 7,5	50,5	8	0,17	0,48	1,81	8,4	15,2	10	2,02	16,9	16,7	23,8
	освітлювальне								1,5	2,6			1,4	2,5	
	Всього по цеху								9,9	17,8			18,4	19,2	
6	АБК														
	силове	10	2,20 - 5,5	46,4	3	0,67	0,75	0,88	31,3	27,6	10	1,18	36,9	30,3	47,8
	освітлювальне								12,1	5,9			12,3	6,0	
	Всього по АБК								43,4	33,4			49,2	36,3	
7	Плотня														
	силове	12	1,00 - 7,5	50,6	8	0,42	0,53	1,62	21,3	34,4	12	1,38	29,3	34,4	45,1
	освітлювальне								2,7	4,7			2,6	4,5	
	Всього по плотні								24,0	39,0			31,9	38,8	
	Всього по ТП -11 (1х630 кВА)														
	силове	110	0,37 - 45,0	599,2	20	0,59	0,69	1,04	355,9	340,0	27	1,12	398,5	340,0	523,8
	освітлювальне								41,9	57,5			38,0	50,5	
	батареї конденсаторів 0,4 кВ													-350,0	
	всього								397,7	397,5			436,5	40,5	438,4
	втрати у трансформаторах												3,2	15,9	
	Всього на шинях 10 кВ ТП-11												439,7	56,4	443,3

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по заводу														
	силове	259	0,4 - 45,0	2102,2	122	0,50	0,69	1,06	1059,0	1125,8	93	1,06	1120,3	1125,8	1588,3
	освітлювальне								123,6	116,2			124,2	115,3	
	батарей конденсаторів 0,4 кВ													-950,0	
	всього								1182,5	1242,0			1244,5	291,1	1278,1
	втрати у трансформаторах												11,4	57,0	
	Всього по консервному заводу														
	на шинах 10 кВ												1255,9	348,1	1303,2
	Всього по споживачах ГЗП														
	силове	1191	0,4 - 160,0	13703,8	432	0,47	0,70	1,02	6429,6	6581,2	171	1,04	6676,0	6581,2	9374,5
	освітлювальне								1325,5	1968,0			1231,9	1802,6	
	батарей конденсаторів 0,4 кВ													-6400,0	
	всього								7755,2	8549,3			7907,9	1983,8	
	втрати у трансформаторах ЦТП												79,7	401,7	
	конденсаторні установки 10 кВ													-1200,0	
	всього на шинах 10 кВ ГЗП												7987,6	1185,6	8075,1
	втрати у трансформаторах ГЗП												54,2	437,2	
	Всього на шинах 35кВ ГЗП												8041,8	1622,7	8203,8

2.4 Графіки електричних навантажень

На основі типових добових графіків у відносних одиницях, отриманих за результатами вимірювань на збірних шинах 10 кВ промислових підприємств, та значень розрахункових максимумів було побудовано добові графіки активних $P(t)$, реактивних $Q(t)$ і повних $S(t)$ навантажень в іменованих величинах для характерних зимових і літніх діб з урахуванням режиму роботи (робочі та вихідні дні). Переведення значень ординат графіків із відносних одиниць у фізичні (іменовані) для i -го розрахункового ступеня j -го підприємства здійснювалося за співвідношеннями:

$$P_{i,j} = P_i^* \cdot P_{p,j} = \frac{n_{p,i,j}}{100} P_{p,j} ; \quad (3.1)$$

$$Q_{i,j} = Q_i^* \cdot Q_{p,j} = \frac{n_{p,i,j}}{100} Q_{p,j} ; \quad (3.2)$$

де $P_{p,j}, Q_{p,j}$ – розрахункові максимуми активного та реактивного навантаження j -го промислового підприємства, кВт та квар.

Максимальні розрахункові навантаження для робочої доби літнього періоду визначаються з урахуванням сезонного зниження за виразами:

$$P_{p,l,j} = 0,85 \cdot P_{p,j}, \text{ кВт}; \quad (3.3)$$

$$Q_{p,l,j} = 0,85 \cdot Q_{p,j}, \text{ квар}. \quad (3.4)$$

Графіки повного навантаження розраховуються за формулою:

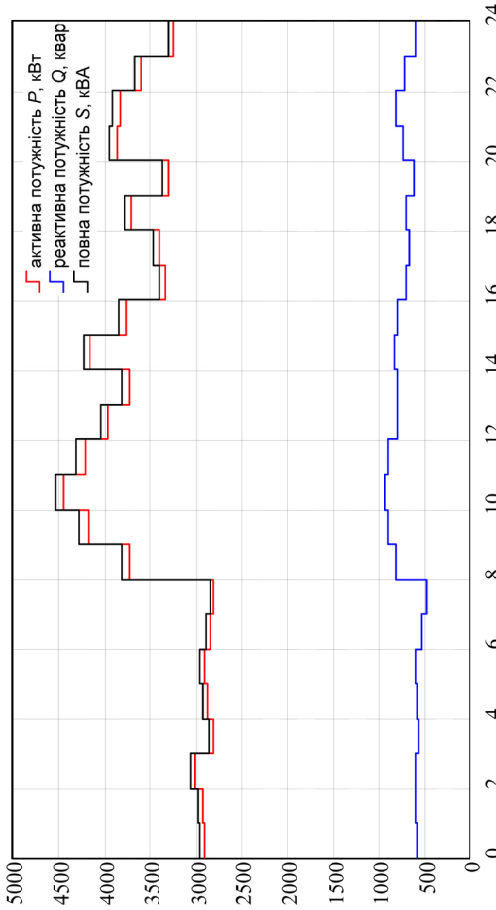
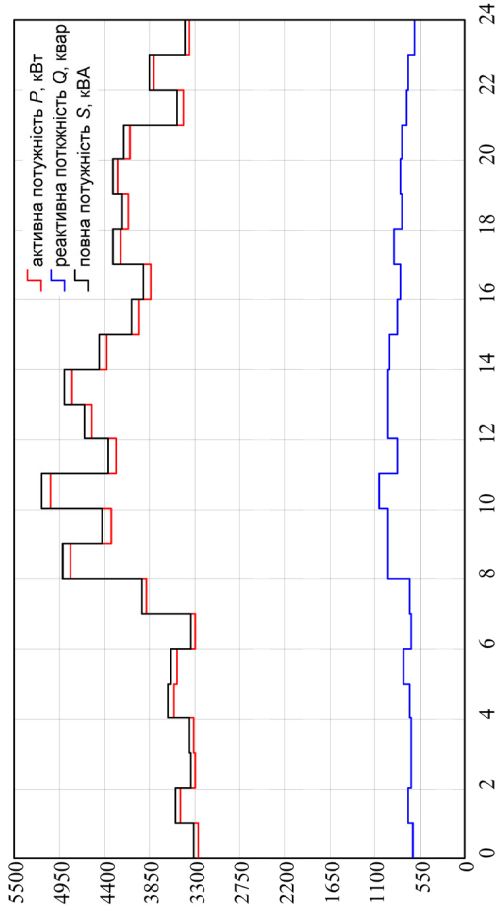
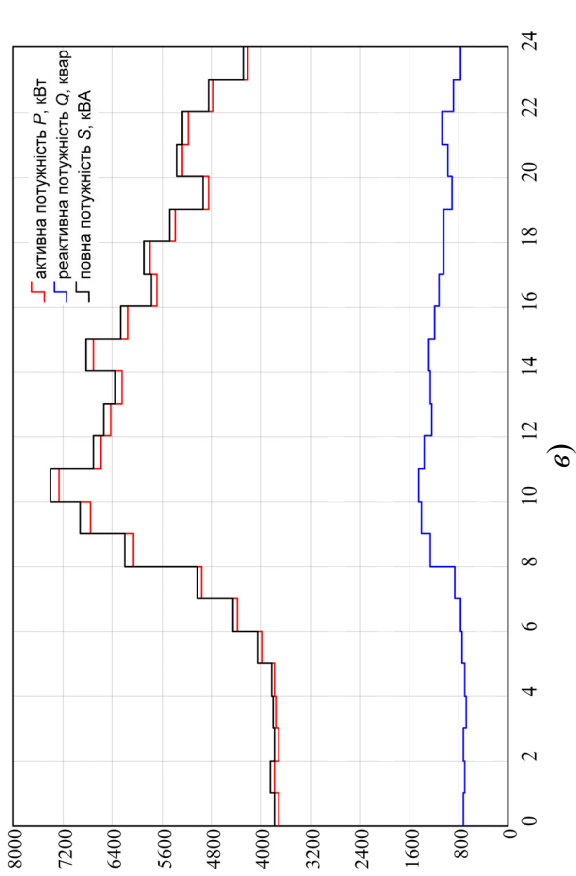
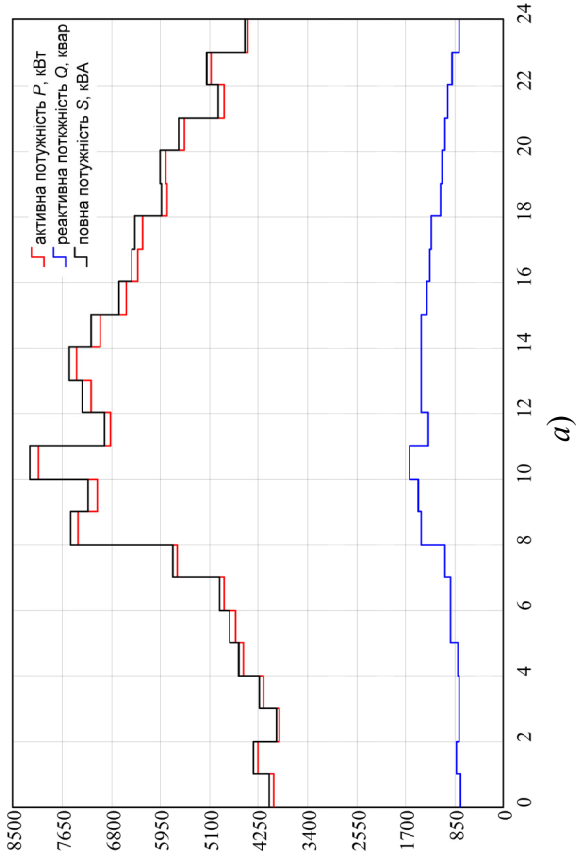
$$S_{i,j} = \sqrt{P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2} \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (3.5)$$

Підсумкові результати розрахунку параметрів добових і річних графіків для ГЗП систематизовано у табл. Б.1–Б.5. Візуалізацію розрахункових добових графіків активної, реактивної та повної потужностей на шинах 35 кВ ГЗП наведено на рис. 2.1, а відповідний річний графік за тривалістю представлено на рис. 2.2. Розгорнуті добові графіки максимального електроспоживання для кожного з окремих підприємств винесено до додатка Б (рис. Б.1 - Б.4).

На основі побудованих річних графіків за тривалістю визначаються сумарні обсяги річного споживання активної та реактивної енергії:

$$W_p = \sum_{i=1}^n \left[147 P_{з.р_i} + 65 P_{з.в_i} + 105 P_{л.р_i} + 48 P_{л.в_i} \right] = 43459,4 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		36



а)

б)

в)

г)

Рисунок 2.1 – Добові графіки електричних навантажень на шинях 35 кВ ГЗП:

- зимовий період: а) робоча доба; б) вихідна доба;

- літній період: в) робоча доба, г) вихідна доба

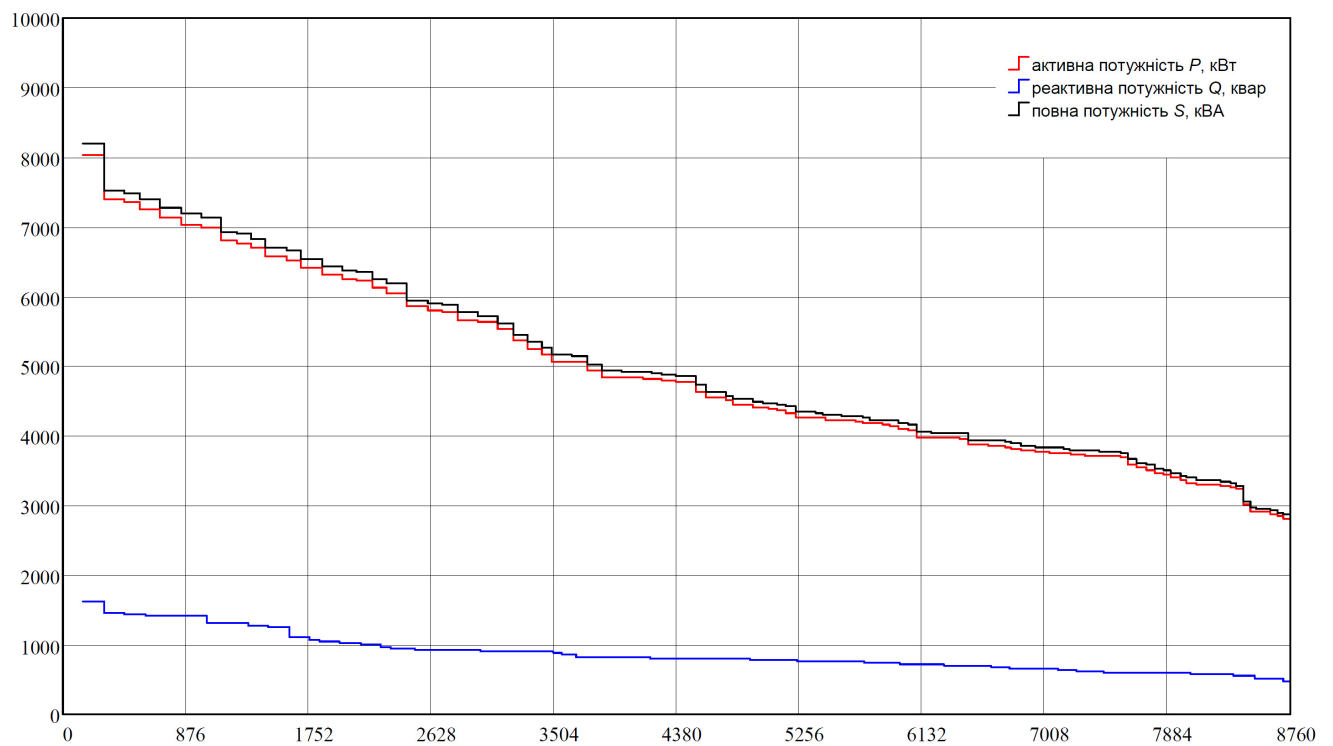


Рисунок 2.2 – Добові графіки електричних навантажень на шинах 35 кВ ГЗП

$$V_p = \sum_{i=1}^n [147Q_{з.р_i} + 65Q_{з.в_i} + 105Q_{л.р_i} + 48Q_{л.в_i}] = 8411,6 \text{ Мвар} \cdot \text{год.}$$

- еквівалентна тривалість використання максимуму навантаження

$$T_m = \frac{\sqrt{W_p^2 + V_p^2}}{S_p} = \frac{\sqrt{43459,4^2 + 8411,6^2}}{8203,9} = 5395,7 \text{ год.}$$

- еквівалентний час максимальних втрат потужності

$$\tau = \left[0,124 + \frac{T_m}{10000} \right]^2 8760 = \left[0,124 + \frac{5395,7}{10000} \right]^2 8760 = 3857,3 \text{ год.}$$

3 КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ І ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГЗП

Визначення місця розміщення ГЗП промислової зони здійснюється шляхом побудови картограми електричних навантажень безпосередньо на її генеральному плані. Суть цієї методики полягає у графічному відображенні розрахункових потужностей підприємств у вигляді кіл, площі яких строго пропорційні величинам їхніх навантажень.

Радіуси відповідних кіл R_i визначаються за виразом

$$R = \sqrt{\frac{P_{\text{р.сум}}}{\pi \cdot m}}. \quad (3.1)$$

При цьому враховується обраний масштаб потужності m , значення якого у даній роботі прийнято на рівні 1,0 кВт/мм².

Частка освітлювального навантаження в загальному енергетичному балансі кожного підприємства виділяється на картограмі у вигляді окремого сектора. Його розмір встановлюється через визначення центрального кута α , величина якого є пропорційною до потужності мереж освітлення підприємства:

$$\alpha_i = 360 \cdot \frac{P_{\text{осв.і}}}{P_{\text{рΣ}}}, \text{ град.} \quad (3.2)$$

Вихідні дані та проміжні результати обчислень параметрів картограми систематизовано у вигляді табл. 3.1.

Таблиця 3.1. Розрахунок картограми навантажень промислових споживачів

№ п/п	Назва підрозділу	Навантаження, кВт			Радіус кола, мм	Координати центру кола, м		Градусна міра кута,
		P_p	$P_{\text{ос}}$	$P_{\text{сум}}$		x	y	
1	РАБМО «Райагробуд»	997,0	266,9	1263,9	23,2	181,2	551	76,0
2	Комбікормовий завод	2093,6	412,1	2505,7	32,6	884	373,5	59,2
3	ВАТ «Райагротехніка»	1336,7	256,5	1593,1	26,0	2735,2	375,5	58,0
4	Хлібокомбінат	1471,9	172,2	1644,1	26,4	2916,4	603,2	37,7
5	ВАТ «Консервний завод»	1120,3	124,2	1244,5	23,0	2672	1720	35,9
	Всього	7019,4	1231,9	8251,3				

Координати теоретичного центру електричних навантажень (ЦЕН) для групи промислових споживачів визначаються за виразами:

$$x_{0.ГЗП} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{229022,3 + 2215038,6 + 4357574,3 + 4794809,2 + 3325285,4}{1263,9 + 2505,7 + 1593,1 + 1644,1 + 1244,5} = 1808,4 \text{ м};$$

$$y_{0.ГЗП} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{696420,1 + 935878,9 + 598226,5 + 991712,0 + 2140528,0}{1263,9 + 2505,7 + 1593,1 + 1644,1 + 1244,5} = 759,5 \text{ м.}$$

Аналіз генерального плану показав, що обчислений теоретичний ЦЕН територіально потрапляє в зону штучної водойми в безпосередній близькості до житлового масиву. Оскільки спорудження об'єкта енергетики у цій точці є технічно неможливим та суперечить нормативним вимогам, координати встановлення ГЗП підлягають коригуванню. З метою оптимізації довжини зовнішніх ліній, підстанцію перенесено у бік джерела живлення на вільний майданчик, прилеглий до території ВАТ «Добровеличківська райагротехніка». Таким чином, відкориговані (фактичні) координати розміщення ГЗП становлять: $x_{0.ГЗП} = 2612,0 \text{ м}$; $y_{0.ГЗП} = 272,0 \text{ м}$.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						40

4 ВИБІР НАПРУГИ І ЕЛЕКТРИЧНИХ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО І ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

4.1 Вибір напруги і схеми приєднання

Техніко-економічна ефективність і експлуатаційна надійність системи зовнішнього електропостачання промислових підприємств безпосередньо залежить від обґрунтованого вибору конфігурації живильної мережі та раціонального рівня номінальної напруги. Завдання вибору напруги зводиться до визначення такого її стандартного значення, яке гарантовано забезпечує нормативні показники якості електроенергії, відповідає технічним умовам приєднання та характеризується мінімальними зведеними витратами.

Вибір схеми приєднання базується на комплексному аналізі низки визначальних факторів, серед яких:

- сумарна величина розрахункового навантаження об'єкта;
- наявність високовольтних електроприймачів (зокрема, високовольтних двигунів із номінальною напругою 6 кВ або 10 кВ);
- територіальна віддаленість від наявних джерел живлення ОЕС;
- просторове компонування підприємств у межах промислової зони;
- регламентована категорія надійності електроспоживачів.

Для електрозабезпечення територіально зосередженої групи промислових об'єктів традиційно реалізується конфігурація з організацією єдиного централізованого пункту прийому електричної енергії, функції якого може виконувати ГЗП або ЦРУ. З огляду на наявність у складі підприємства електроспоживачів II категорії надійності, схема прийомного пункту обов'язково передбачає секціонування збірних шин. При цьому живлення кожної із секцій здійснюється від незалежних джерел по окремих лініях, що забезпечує необхідне взаємне резервування та гарантує безперебійність електропостачання в аварійних режимах.

З огляду на викладені критерії, до подальшого техніко-економічного аналізу прийнято такі конкурентні варіанти схеми приєднання:

1) живлення здійснюється від ПС «Липняжка» двома ПЛ 35 кВ, виконаними на залізобетонних опорах. Довжина траси становить 12,2 км. Цей варіант вимагає спорудження ГЗП зі встановленням двох силових трансформаторів номінальною потужністю 6,3 МВ·А (напругою 35/10 кВ). Для підвищення експлуатаційної гнучкості на стороні ВН передбачено облаштування ремонтної перемички між живильними ПЛ за допомогою роз'єднувачів (рис. 4.1, а).

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		41

2) живлення від ПС «Липняжка» двома КЛ 10 кВ із аналогічною довжиною траси 12,2 км. За таких умов трансформація напруги не потрібна, і на території підприємства споруджується ЦРУ (рис. 4.1, б).

Остаточне обґрунтування та вибір оптимального проектного рішення здійснюється на основі техніко-економічного порівняння величини річних зведених витрат для кожного з намічених варіантів.

Варіант №1. Живлення здійснюється напругою 35 кВ.

Вибір проводів повітряних ліній.

Робочий струм у лініях живлення (ПЛ-1, ПЛ-2) обчислюється за виразом:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{8203,8}{2\sqrt{3} \cdot 36,8} = 64,4 \text{ А.}$$

Відповідно до нормативних вимог ПУЕ [1], для ПЛ напругою 35 кВ, що проєктуються, номінальний переріз проводу за відсутності розщеплення фази (один провід у фазі) має становити не менше 120 мм².

Враховуючи необхідність забезпечення надійного живлення споживачів II категорії, попередньо приймаються до розгляду дволанкова ПЛ. Для підвісу попередньо обирається сталесюмінієвий провід марки АС 120/19 з тривалодопустимим струмом $I_d = 390$ А за нормативних температурних умов.

Коефіцієнт завантаження ПЛ у нормальному режимі експлуатації:

$$k_3 = \frac{I_p}{I_d} = \frac{64,4}{390} = 0,17.$$

У післяаварійному режимі (у разі відключення однієї з ліній) уся потужність промислового вузла може бути передана по ПЛ, що залишилася в роботі:

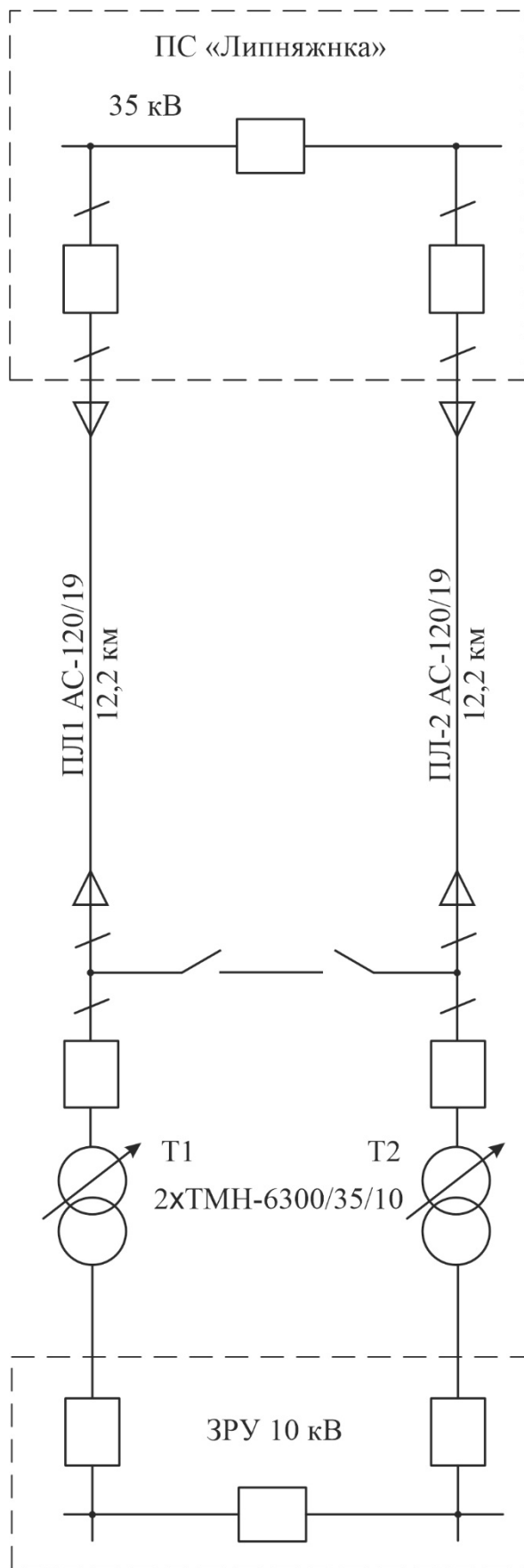
$$I_{p.a} = 2 \cdot 64,4 = 128,8 < I_d = 390, \text{ А.}$$

Додатково здійснюється перевірка обраного проводу за критерієм механічної міцності. Згідно з кліматичним районуванням (IV район за нормативною товщиною стінки ожеледі), мінімально допустимий переріз проводу становить $F_{min.mex} = 95$ мм². Фактичний переріз задовольняє цю вимогу:

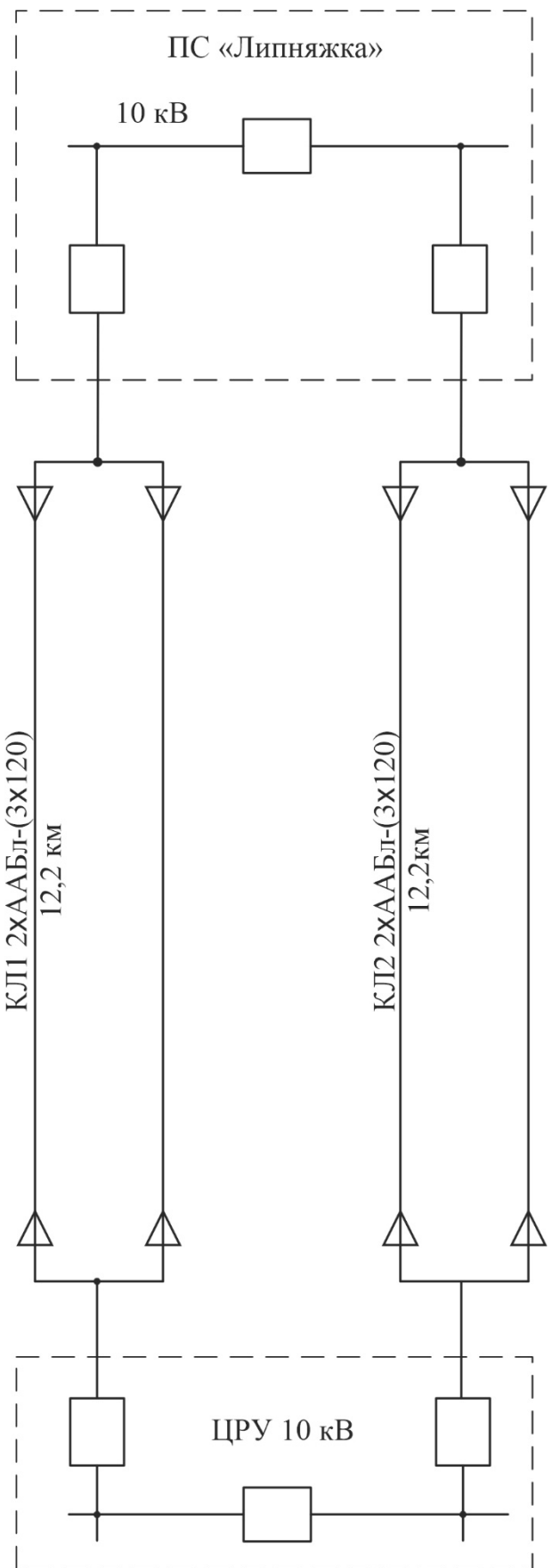
$$F = 120 \geq F_{min.mex} = 95 \text{ мм}^2.$$

Отже, обраний провід марки АС 120/19 повною мірою задовольняє всі електротехнічні та механічні критерії.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		42



а)



б)

Рисунок 4.1 – Варіанти схеми приєднання групи промислових підприємств до ОЕС

Вибір силових трансформаторів ГЗП.

Зважаючи на наявність споживачів I та II категорій надійності електропостачання, схема підстанції передбачає встановлення двох силових трансформаторів. Їхня номінальна потужність визначається за критерієм забезпечення безперебійного живлення відповідальних приймачів у післяаварійному режимі (у разі вимкнення одного з трансформаторів):

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{рI,II}}}{n \cdot k_3} = \frac{0,94 \cdot 7711,6}{2 \cdot 0,7} = 5508 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

де $S_{\text{рI,II}}$ – сумарне розрахункове навантаження електроспоживачів I та II категорій надійності, що підлягає безумовному резервуванню, складає 94% від загальної розрахункової потужності всіх підприємств:

$$S_{\text{рI,II}} = 0,94 S_{\text{р}} = 0,94 \cdot 8203,8 = 7711,6 \text{ кВА}.$$

На основі отриманих результатів до встановлення на ГЗП приймаються силові трансформатори з номінальною потужністю 6300 кВ·А. Завантаження трансформатора у номінальному режимі роботи:

$$k_3 = \frac{S_{\text{р}}}{n \cdot S_{\text{т.ном}}} = \frac{8203,8}{2 \cdot 6300} = 0,64.$$

Перевірка здатності обраного трансформатора забезпечити живлення споживачів в аварійному режимі виконується з урахуванням його допустимої перевантажувальної здатності (на рівні 140% від номінальної потужності):

$$1,4 S_{\text{т.ном}} \geq S_{\text{р}};$$

$$1,4 \cdot 6300 = 8820,0 > 8203,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Відповідно, силові трансформатори марки ТМН-6300/35/10 повною мірою задовольняють вимоги щодо надійності та пропускну здатності як у нормальному, так і в післяаварійному режимах експлуатації, тому приймаються до встановлення.

Варіант №2. Живлення здійснюється напругою 10 кВ.

Вибір кабельних ліній.

Розрахунковий струм у кабельних лініях (КЛ-1, КЛ-2) обчислюється за виразом:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{8075,1}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 444,5 \text{ А}.$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		44

Для забезпечення необхідної пропускної здатності та надійності попередньо приймаємо до прокладання дві дволанкові КЛ (загалом 4-ри кабелі). Для реалізації проєкту обрано кабель з алюмінієвими жилами, паперовою просоченою ізоляцією та бронею марки ААБл з перерізом струмопроводіних жил 3х120. Згідно з довідковими даними [1], тривало допустиме струмове навантаження на один такий кабель становить $I_d = 218$ А, а питомі втрати потужності – $\Delta P_{кз} = 54$ кВт/км.

Враховуючи спільне прокладання 4-х кабелів у спільній траншеї, необхідно застосувати понижувальний поправочний коефіцієнт. Скоригований допустимий струм для нормального режиму експлуатації становить:

$$I'_d = k_{с.з} \cdot I_d = 0,84 \cdot 218 = 201,6 \text{ А.}$$

Коефіцієнт завантаження кабельних ліній у нормальному режимі визначається за виразом:

$$k_3 = \frac{I_p}{n \cdot I'_d} = \frac{444,5}{4 \cdot 201,6} = 0,55.$$

У післяаварійному режимі (у разі відключення однієї з ланок) усе навантаження переводиться на кабелі, що залишилися в роботі. Перевірка підтверджує, що одна КЛ здатна забезпечити надійне електропостачання споживачів у межах нормованого технологічного перевантаження:

$$I_{р.а} = n \cdot I'_d \cdot k_{а.п} = 2 \cdot 183,1 \cdot 1,25 = 457,8 > I_p = 444,5 \text{ А.}$$

Отже, попередньо обрані КЛ на базі кабелю ААБл-(3х120) повною мірою задовольняють електротехнічні вимоги, що дає підстави прийняти їх до подальшого техніко-економічного порівняння з варіантом на базі ПЛ 35 кВ.

Вибір схеми електропостачання

Головним критерієм техніко-економічного обґрунтування оптимальної схеми приєднання промислового комплексу є досягнення мінімуму річних зведених витрат.

Обчислення цього цільового показника для першого варіанта (живлення ПЛ 35 кВ) здійснюється за виразом:

$$\begin{aligned} 3B_1 &= E_n \cdot K_l + C_l + B_1 + 3_1 = 0,12 \cdot 145254 + 29050,8 + 5271,1 + 79,85 = \\ &= 51832,2 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	45

З метою спрощення розрахунків, визначення та порівняння зведених витрат виконується виключно для тих елементів схеми приєднання, які мають конструктивні чи апаратні відмінності у запропонованих рішеннях (спільна для обох варіантів частина мережі до розрахунку не включається).

Загальна сума капіталовкладень за варіантами

Сумарний обсяг капітальних інвестицій для кожного з розглянутих варіантів мережі визначається шляхом калькуляції на основі нормативних укрупнених вартісних показників елементів системи (обладнання, ліній електропередачі та будівельно-монтажних робіт).

Підсумкові результати розрахунку інвестиційної складової систематизовано у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Загальна сума капіталовкладень за конкурентними варіантами

№ вар.	Найменування елемента схеми	Од. вимір.	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн.	Вартість всього, тис. грн.
I	Вакуумний вимикач 35 кВ	шт.	2	515,0	1030,0
	Роз'єднувач 35 кВ	шт.	4	68,0	272,0
	Відкрита розподільна установка 35 кВ	шт.	1	1752,0	1752,0
	Силовий трансформатор ТМН-6300/35/10	шт.	2	4000,0	8000,0
	ПЛ АС-120/19 на з/б опорах	км	24,4	5500,0	134200,0
	Разом				145254,0
II	Комірки КРУ 10 кВ з вимикачами	шт.	2	486,0	972,0
	Кабельна лінія ААБЛ-(3х120)	км	48,8	2100,0	102480,0
	Разом				103452,0

Розрахунок поточних витрат

Укрупнене визначення щорічних поточних витрат здійснюється за двома основними статтями:

- амортизаційні відрахування (на реновацію обладнання) – A ;
- експлуатаційні витрати (на поточний ремонт та технічне обслуговування) – E .

Обчислення зазначених складових базується на застосуванні нормативних відсоткових ставок відрахувань на амортизацію H_a та експлуатацію H_e відносно загальної суми капітальних вкладень. Сумарні річні поточні витрати визначаються за виразом:

$$C = A + E = \frac{K_i \cdot H_a}{100} + \frac{K_i \cdot H_e}{100}$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					46

Підсумкові результати розрахунку поточних витрат для конкурентних варіантів схеми приєднання представлено в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок поточних витрат за варіантами

№ вар.	Найменування елемента схеми	Норми, %		Витрати, тис. грн.			
		H_a	H_e	K	A	E	C
I	Вимикач вакуумний 35 кВ	15,0	5,0	1030,0	154,5	51,5	206,0
	Роз'єднувач 35 кВ	15,0	5,0	272,0	40,8	13,6	54,4
	Відкрита розподільна установка 35 кВ	15,0	5,0	1752,0	262,8	87,6	350,4
	Силовий трансформатор ТМН-6300/35/10	15,0	5,0	8000,0	1200,0	400,0	1600,0
	Повітряна лінія на з/б опорах з проводом АС-120/19	15,0	5,0	134200,0	20130,0	6710,0	26840,0
	Разом						29050,8
II	Комірки КРУ 10 кВ з вимикачами	15,0	5,0	972,0	145,8	48,6	194,4
	Кабельна лінія ААБл-(3х120)	5,0	5,0	102480,0	5124,0	5124,0	10248,0
	Разом						10442,4

Вартість втрат електроенергії

Варіант №1.

Річна вартість втрат електроенергії в елементах системи зовнішнього електропостачання обчислюється на основі діючого тарифу c_0 за виразом:

$$B = c_0 \cdot \Delta E = 8,4820 \cdot 621443,2 = 5271,1 \text{ тис. грн};$$

де ΔE_n – сумарні річні втрати електроенергії в мережі, які складаються з навантажувальних втрат у ПЛ та загальних втрат у силових трансформаторах:

$$\Delta E = \Delta E_{пл} + \Delta E_{тр} = 333944,6 + 287498,6 = 621443,2 \text{ кВт·год};$$

$\Delta E_{пл}$ – змінні втрати енергії в ПЛ:

$$\Delta E_{пл} = \Delta P_{н.пл} \cdot \tau = 86,6 \cdot 3857,3 = 333944,6 \text{ кВт·год};$$

ΔP_n – сумарні навантажувальні втрати потужності у повітряних лініях:

$$\Delta P_{н.пл} = \Delta p_{пл} \cdot l \cdot k_3^2 = 130 \cdot 24,4 \cdot 0,17^2 = 86,6 \text{ кВт};$$

$\Delta E_{тр}$ – сумарні річні втрати електроенергії у двох силових трансформаторах ГЗП складаються з постійної та змінної складових:

$$\Delta E_{тр} = \Delta E_{т.х} + \Delta E_{т.н} = 140160 + 147338,6 = 287498,6 \text{ кВт·год};$$

$\Delta E_{т.хх}$ – постійні втрати енергії (холостого ходу):

$$\Delta E_{т.хх} = n \cdot \Delta P_{н.хх} \cdot T_b = 2 \cdot 8 \cdot 8760 = 140160 \text{ кВт·год};$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	47

$\Delta E_{\text{т.н}}$ – змінні (навантажувальні) втрати енергії:

$$\Delta E_{\text{т.н}} = n \cdot \Delta p_{\text{н.кз}} \cdot \tau \cdot k_{\text{з.т}}^2 = 2 \cdot 46,5 \cdot 3857,3 \cdot 0,641^2 = 147338,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Варіант №2. Використовуємо методику аналогічну варіанту №1.

Вартість втрат електроенергії у КЛ 10 кВ:

$$B = c_0 \cdot \Delta E_{\text{кл.н}} = 11,348 \cdot 2641706,9 = 29978,1 \text{ тис. грн.};$$

$$\Delta E_{\text{кл.н}} = \Delta P_{\text{н.кл}} \cdot \tau_{\text{м}} = 684,9 \cdot 3857,3 = 2641706,9 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta P_{\text{н.кл}} = \Delta p_{\text{кл}} \cdot l \cdot k_{\text{з}}^2 = 54 \cdot 48,8 \cdot 0,51^2 = 684,9 \text{ кВт.}$$

Господарські збитки від порушення електропостачання

Значення господарських збитків від порушення електропостачання визначаються тоді, коли варіанти схеми різняться по надійності.

Варіант №1. (Живлення повітряними лініями).

Оцінка очікуваних економічних збитків, зумовлених імовірними перервами в електропостачанні обчислюється за виразом:

$$З = z_0 \cdot P_{\text{ср}} \cdot T_{\text{а}} = 155 \cdot 4953 \cdot 0,104 \cdot 10^{-3} = 79,85 \text{ тис. грн.};$$

$P_{\text{ср}}$ – середньорічне активне навантаження групи промислових споживачів:

$$P_{\text{ср}} = P_{\text{р}} \cdot T_{\text{м}} / 8760 = 8041,8 \cdot 5395,7 / 8760 = 4953,3 \text{ кВт};$$

$T_{\text{а}}$ – математичне очікування сумарного часу аварійного простою системи протягом року:

$$T_{\text{а}} = K_{\text{а}}^{(2)} \cdot 8760 = 1,188 \cdot 10^{-5} \cdot 8760 = 0,104 \text{ год};$$

$K_{\text{а}}^{(2)}$ – коефіцієнт, що враховує імовірність аварійного простою обох паралельних кіл живлення:

$$K_{\text{а}}^{(2)} = K_{\text{а}}^2 + 2K_{\text{ап}} = (5,324 \cdot 10^{-5})^2 + 2 \cdot 5,94 \cdot 10^{-6} = 1,188 \cdot 10^{-5};$$

$K_{\text{ап}}$ – коефіцієнт простою, зумовленого накладанням аварійної відмови одного кола на період планового (профілактичного) ремонту іншого:

$$K_{\text{ап}} = 0,5 \lambda_{\text{а}} \cdot K_{\text{п}} = 0,5 \cdot 0,229 \cdot (7,2 \cdot 10^{-3})^2 = 5,94 \cdot 10^{-6};$$

$\lambda_{\text{а}}$ – еквівалентний параметр потоку відмов послідовних елементів одного кола:

$$\lambda_{\text{а}} = \sum n \lambda_{\text{аі}} = n_{\text{р}} \cdot \lambda_{\text{а.р}} + n_{\text{в}} \cdot \lambda_{\text{а.в}} + \lambda_{\text{а.пл}} + \lambda_{\text{а.т}} = 4 \cdot 0,008 + 2 \cdot 0,008 + 0,171 + 0,01 = 0,229;$$

$K_{\text{п}}$ – еквівалентний коефіцієнт планового простою елементів одного кола:

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		48

$$K_{\Pi} = 1,2 \cdot K_{\Pi, \max} = 1,2 \cdot 6 \cdot 10^{-3} = 7,2 \cdot 10^{-3};$$

K_a – імовірність відмови одного ізольованого кола:

$$K_a = \lambda_a \cdot T_B = 0,229 \cdot 2,33 \cdot 10^{-4} = 5,32 \cdot 10^{-5};$$

T_B – середній час відновлення працездатності одного кола:

$$T_B = \frac{\sum \lambda_{a,i} \cdot T_{B,i}}{\lambda_a} = \frac{(4 \cdot 0,008 \cdot 0,34 + 2 \cdot 0,008 \cdot 0,51 + 0,171 \cdot 0,1 + 0,01 \cdot 1,71) 10^{-3}}{0,229} =$$

$$= 2,33 \cdot 10^{-4} \text{ год/рік.}$$

Обчислення очікуваних економічних збитків, зумовлених перервами в електропостачанні (аварійним недовідпуском електроенергії), для варіанта №2 виконується за методикою, аналогічною до попереднього розрахунку. Вихідні параметри надійності елементів мережі та підсумкові результати обчислення збитків систематизовано у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок очікуваних збитків від недоданої електроенергії

№ вар.	T_B , год/рік	K_a	K_{Π}	λ_a , 1/рік	$K_{ап}$	$K_a^{(2)}$	T_a , год	$З$, тис. грн
I	$2,33 \cdot 10^{-4}$	$5,32 \cdot 10^{-5}$	$7,2 \cdot 10^{-3}$	0,229	$5,94 \cdot 10^{-6}$	$1,2 \cdot 10^{-5}$	0,104	79,85
II	$1,705 \cdot 10^{-3}$	$3,33 \cdot 10^{-3}$	$4,2 \cdot 10^{-3}$	1,954	$1,72 \cdot 10^{-5}$	$4,55 \cdot 10^{-5}$	0,399	306,3

Узагальнені показники техніко-економічного порівняння розглянутих варіантів зовнішнього електропостачання систематизовано у табл. 4.4.

Таблиця 4.4. Техніко-економічні показники варіантів схеми приєднання

Показники	Од. вим.	Варіант	
		1	2
Капіталовкладення в схему	тис. грн.	145254,0	103452,0
Поточні витрати на ремонт та відновлення	тис. грн. /рік	29050,8	10442,4
Вартість втрат електричної енергії	тис. грн. / рік	5271,1	29978,1
Збитки від недоданої електроенергії	тис. грн. /рік	79,85	306,3
Приведені витрати	тис. грн. /рік	51832,2	53141,0

Повірюємо визначені річні зведені витрати за обома варіантами:

$$З_{в2} = 53141,0 > З_{в1} = 51832,2, \text{ тис. грн};$$

Оскільки варіант №1 є економічно доцільнішим і забезпечує мінімум зведених витрат, до подальшого проєктування приймається схема приєднання з на базі ГЗП.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					49

4.2 Вибір схем внутрішнього електропостачання промислового вузла

Конфігурація внутрішньої мережі електропостачання (радіальна, магістральна або змішана) промислових споживачів визначається їх територіальним розміщенням, величиною навантажень та вимогами до надійності.

Радіальні схеми передбачають передачу електроенергії безпосередньо від джерела до прийомного пункту. Вони забезпечують глибоке секціонування мережі. Зазвичай вони обмежуються одним або двома ступенями розподілу і застосовуються переважно для живлення потужних або зосереджених споживачів.

Магістральні схеми доцільні за наявності великої кількості розподілених споживачів, особливо при лінійному розміщенні підстанцій. Їхня головна перевага – зменшення кількості комутаційних апаратів. До однієї магістралі бажано підключати до 3 цехових трансформаторів потужністю до 2500 кВ·А кожен.

Одиночні магістралі не мають резервування на стороні низької напруги, тому застосовуються лише для споживачів III категорії. Натомість схеми з двома і більше наскрізними магістралями гарантують високу надійність для електроприймачів будь-якої категорії. У разі пошкодження однієї з ліній живлення автоматично переводиться на робочу магістраль за допомогою пристроїв АВР (час спрацювання 0,1–0,2 с), що не порушує технологічний процес.

На практиці найвищі техніко-економічні показники забезпечує комплексне застосування обох принципів: потужні та відповідальні об'єкти живляться за радіальною схемою, а дрібні та середні – за магістральною.

З огляду на наведені фактори, категорійність електроприймачів та необхідний рівень резервування, внутрішня мережа електропостачання промислової зони виконується за магістральною схемою: живлення всіх підприємств здійснюється від двох наскрізних магістралей.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						50

5 РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

5.1 Режими реактивної потужності промислових споживачів

Оцінка режимів реактивної потужності та вибір оптимальних засобів її компенсації базується на розрахунку сумарних електричних навантажень.

Сумарне споживання активної потужності на стороні 10 кВ головної знижувальної підстанції становить:

$$P_{p.\Sigma} = P_{н.\Sigma} + \Delta P_{тр.\Sigma} = 8553,2 + 76,1 = 8629,3 \text{ кВт};$$

де $P_{н.\Sigma}$ – сумарна активна потужність, що споживається на стороні 0,4 кВ електроприймачами всіх підприємств:

$$P_{н.\Sigma} = \sum P_{тп.i} = 865,8 + 423,3 + 849,1 + 861,0 + 878,0 + 836,0 + 852,5 + \\ + 863,8 + 838,5 + 839,6 + 436,5 = 8553,2 \text{ кВт};$$

$\Delta P_{тр.\Sigma}$ – сумарні втрати активної потужності в цехових трансформаторах:

$$\Delta P_{тр} = \sum \Delta P_{тр.i} = 8 + 4 + 7,7 + 7,9 + 8,2 + 7,5 + 7,8 + 6,6 + 7,6 + 7,6 + 3,2 = 76,1 \text{ кВт};$$

Відповідно, сумарне розрахункове навантаження за реактивною потужністю визначається як:

$$Q_{p.\Sigma} = Q_{н.\Sigma} + \Delta Q_{тр.\Sigma} = 8383,8 + 383,4 = 8767,2 \text{ квар};$$

де $Q_{н.\Sigma}$ – загальна реактивна потужність споживачів на напрузі 0,4 кВ:

$$Q_{н.\Sigma} = \sum Q_{тп.i} = 1048,1 + 374,7 + 836,3 + 803,2 + 992,1 + 1132,1 + 612,9 + 576,3 + \\ + 767,0 + 850,6 + 390,5 = 8383,8 \text{ квар};$$

$\Delta Q_{тр.\Sigma}$ – сумарні втрати реактивної потужності в цехових трансформаторах:

$$\Delta Q_{тр.\Sigma} = \sum \Delta Q_{тр.i} = 40,3 + 20,1 + 39,0 + 39,9 + 41,2 + 38,1 + 39,3 + 33,1 + \\ + 38,3 + 38,3 + 15,9 = 383,4 \text{ квар}.$$

Оптимальне значення реактивної потужності, яку може видати ОЕС:

$$Q_e = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{св} = 8629,3 \cdot 0,15 = 1294,4 \text{ квар}.$$

Мінімально необхідна кількість цехових трансформаторів у розподільній мережі 10 кВ розраховується з урахуванням оптимального коефіцієнта завантаження:

$$N = P_{н} / (k_3 \cdot S_{т.ном}) = 8553,2 / (0,7 \cdot 630) = 19,4 \text{ шт}.$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		51

Для забезпечення надійності та з огляду на стандартизацію до встановлення приймається 20 шт. трансформаторів.

Максимальна реактивна потужність, що може бути передана через обрані цехові трансформатори до споживачів 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(n \cdot S_{\text{т.ном}} \cdot k_3)^2 - P_{\text{н}}^2} = \sqrt{(20 \cdot 630 \cdot 0,7)^2 - 8553,2^2} = 2152,8 \text{ квар.}$$

Потужність пристроїв компенсації реактивної потужності, які необхідно встановити безпосередньо в мережі 0,4 кВ, обчислюється як різниця між навантаженням та пропускною здатністю трансформаторів: :

$$Q_{\text{ку.н}} = Q_{\text{н}} - Q_1 = 8383,8 - 2152,8 = 6231,0 \text{ квар.}$$

До встановлення приймаються низьковольтні конденсаторні установки сумарною потужністю $Q_{\text{ку.н}} = 6400$ квар (комплектція: 4х450, 2х425, 1х350, 7х300, 2х250, 4х200 квар).

Після вибору стандартних установок уточнюється фактичне перетікання реактивної потужності через трансформатори:

$$Q_1 = Q_{\text{н}} - Q_{\text{ку.н}} = 8383,8 - 6400 = 1983,8 \text{ квар.}$$

Дефіцит реактивної потужності, який необхідно компенсувати на вищому (у мережі 10 кВ:

$$Q_{\text{ку.в}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{ку.н}} - Q_{\text{е}} = 8767,2 - 6400 - 1294,4 = 1072,8 \text{ квар.}$$

До встановлення на стороні 10 кВ приймаються ПКРП (конденсаторні установки) потужністю $Q_{\text{ку.в}} = 1200$ квар (2х600 квар).

Перевірка загального балансу реактивної потужності підтверджує правильність обраних рішень:

$$\Delta Q_{\text{р}} - Q_{\text{ку.в}} - Q_{\text{ку.н}} - Q_{\text{е}} = 8767,2 - 1200 - 6400 - 1294,4 = -127,2 \approx 0 \text{ квар.}$$

Незначна від'ємна розбіжність свідчить про наявність невеликого запасу генеруючої потужності, що є допустимим і технологічно виправданим

5.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування конденсаторних установок

Рациональне розміщення КУ здійснюється з метою максимального розвантаження елементів системи електропостачання від реактивних струмів та зниження втрат електроенергії.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						52

Високовольтні КУ напругою 10 кВ встановлюються безпосередньо в ЗРУ 10 кВ ГЗП. Таке рішення дозволяє збалансувати реактивну потужність на межі балансової належності та розвантажити силові трансформатори ГЗП і живлячі ПЛ 35 кВ.

Розподіл та вибір потужності низьковольтних КУ здійснюється за принципом групової компенсації з максимальним наближенням до електроприймачів. Це дає змогу розвантажити цехові трансформатори та внутрішньозаводську розподільну мережу 0,4 кВ.

Методику розрахунку розглянемо на прикладі ТП-1 (КП Добровеличківське РАБМО «Райагробуд»).

Визначаємо розрахункову величину реактивної потужності, яку необхідно компенсувати в мережі 0,4 кВ даної підстанції:

$$Q_1 = \sqrt{(n \cdot S_{\text{т.ном}} \cdot k_3)^2 - P_{\text{ном}}^2} = \sqrt{(2 \cdot 630 \cdot 0,7)^2 - 865,8^2} = 168,2 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{ку.н}} = Q_{\text{н}} - Q_1 = 1048,1 - 168,2 = 879,9 \text{ квар.}$$

Зважаючи на отримане розрахункове значення та стандартний ряд номінальних потужностей КУ, приймаємо до встановлення дві автоматичні КУ типу КРМ-0,4-450-25.

Аналогічна методика розрахунку та вибору застосовується для решти трансформаторних підстанцій промислових підприємств. Підсумкові результати обчислень та обрані типи установок зведено до табл. 5.2.

Таблиця 5.1. Вибір конденсаторних установок 0,4 кВ

№ ТП	$N_{\text{тр}}$	$P_{\text{р}},$ кВт	$Q_{\text{р}},$ квар	$Q_1,$ квар	$Q_{\text{ку}},$ квар	$N_{\text{ку}}$	Тип КУ	$\Sigma Q_{\text{ку}},$ квар	$S, \text{кВА}$	k_3
ТП-1	2	865,8	1048,1	168,2	879,9	2	КРМ-0,4-450-9 УЗ	900,0	878,4	0,70
ТП-2	1	432,3	374,7	86,9	287,8	1	КРМ-0,4-300-6 УЗ	300,0	438,8	0,70
ТП-3	2	849,1	836,3	238,5	597,8	2	КРМ-0,4-300-6 УЗ	600,0	881,4	0,70
ТП-4	2	861,0	803,2	191,5	611,7	2	КРМ-0,4-300-6 УЗ	600,0	884,6	0,70
ТП-5	2	878,0	992,1	83,6	908,5	2	КРМ-0,4-450-9 УЗ	900,0	882,8	0,70
ТП-6	2	836,0	1132,1	281,0	851,1	2	КРМ-0,4-425-9 УЗ	850,0	882,3	0,70
ТП-7	2	852,5	612,9	226,0	386,9	2	КРМ-0,4-200-4 УЗ	400,0	878,7	0,70
ТП-8	2	863,8	576,3	178,3	398,0	2	КРМ-0,4-200-4 УЗ	400,0	881,6	0,70
ТП-9	2	838,5	767,0	273,5	493,5	2	КРМ-0,4-250-5 УЗ	500,0	880,0	0,70
ТП-10	2	839,6	850,6	270,3	580,3	2	КРМ-0,4-300-6 УЗ	600,0	876,2	0,70
ТП-11	1	436,5	390,5	62,8	327,6	1	КРМ-0,4-350-7 УЗ	350,0	438,4	0,70
Разом	20	8553,2	8383,8	2060,7	6323,1	20		6400,0		

6 ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ

6.1 Вибір кількості та потужності трансформаторів ГЗП

Проектними рішеннями передбачається спорудження ГЗП за двотрансформаторною схемою. Така конфігурація гарантує високий рівень надійності та безперебійності електропостачання споживачів усіх категорій (зокрема I та II) як у нормальних, так і в післяаварійних режимах експлуатації.

Детальне обґрунтування кількості та розрахунок номінальної потужності силових трансформаторів ГЗП виконано у розділі 4 роботи під час техніко-економічного вибору схеми приєднання групи промислових споживачів.

6.2 Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування ЦТП

У розподільних мережах 10 кВ промислових споживачів передбачено встановлення 11 цехових підстанцій (ТП), з яких виконані за двотрансформаторною схемою, а 2 – за однострансформаторною. Обґрунтування місця розташування, кількості, одиничної потужності та типу силових трансформаторів базується на комплексному аналізі таких критеріїв:

- величини сумарного розрахункового навантаження;
- вимог до надійності живлення (категорія електроприймачів);
- допустимої перевантажувальної здатності трансформаторного обладнання;
- умов навколишнього середовища та специфіки виробництва;
- питомої густини електричного навантаження;
- необхідність уніфікації обладнання та наявність складського резерву.

Кількість і номінальна потужність трансформаторів ЦТП є взаємопов'язаними параметрами: за заданої розрахункової потужності споживача S_p кількість необхідних трансформаторів варіюється залежно від прийнятого стандарту одиничної потужності.

Визначення кількості трансформаторів здійснено за оптимізованою методикою на основі раціональних коефіцієнтів завантаження k_3 у нормальному режимі:

- $k_3 = 0,65 \dots 0,70$ – для цехів з переважанням навантажень I та II категорій (застосовуються двотрансформаторні підстанції);

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		54

- $k_3 = 0,70 \dots 0,80$ – для цехів з переважанням навантажень II категорії при застосуванні однострансформаторних підстанцій, об'єднаних лініями взаємного резервування на стороні 0,4 кВ.

Виходячи із сумарного навантаження споживачів і прийнятих коефіцієнтів завантаження, загальна кількість цехових трансформаторів становить 20 одиниць (для 11 підстанцій) з уніфікованою номінальною потужністю $S_{T,ном} = 630$ кВ·А.

Перевірку правильності вибору кількості та потужності апаратів виконано на прикладі промислового підприємства ВАТ «Добровеличківська райагротехніка» за методом питомої густини навантаження. Згідно з цим методом, необхідна кількість трансформаторів N_T визначається за виразом:

$$N_T = S_p / (k_{з.тр} / S_{н.е}) = 1668,3 / (0,7 \cdot 630) = 3,8 \approx 4 \text{ шт.}$$

Усі обрані трансформатори підлягають обов'язковій перевірці за критерієм забезпечення живлення в післяаварійному режимі (за умови відключення одного з трансформаторів на двотрансформаторній ТП):

$$S_{н.т} \cdot k_{п} > S_{ав.р};$$

Результати вибору та перевірки параметрів трансформаторів для кожної цехової підстанції систематизовано у табл. 6.1. Аналіз підтвердив, що обрані трансформатори серії ТМГ-630/10/0,4 за умови допустимого перевантаження гарантовано забезпечують споживачів необхідною потужністю в післяаварійних режимах. На підставі цього вони остаточно приймаються до встановлення.

Місце розташування цехових ТП на генеральному плані підприємств визначається величиною, характером розподілу навантажень та принципом максимального наближення до ЦЕН. Таке компонування дозволяє суттєво скоротити довжину низьковольтних мереж 0,4 кВ, що призводить до пропорційного зниження втрат активної потужності та електроенергії, а також покращення рівнів напруги у споживачів.

Проектом передбачається виконання цехових ПС у вигляді прибудованих до виробничих корпусів споруд з орієнтацією на максимальне наближення до найбільш енергоємного технологічного обладнання. Компонування кожної ТП обирається індивідуально з урахуванням архітектурно-будівельних нормативів, експлуатаційних вимог, конфігурації приміщень, умов природного охолодження та жорстких вимог пожежної і електричної безпеки.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						55

Таблиця 6.1. Вибір трансформаторів ЦТП промислових споживачів

№ ТП	Назва споживача	Категорія ЕП по безперейності електропостачання	S_p , кВт	$N_{г, шт}$	$k_{зд}$	$k_{з,ав}$	$S_{р,т}$, кВА	Кількість та тип трансформаторів	$k_{п}$	$S_{н,г} \cdot k_{п} > S_{ав,р}$, кВА
	КП Добровеличківське РАБМО «Райагробуд»			3						
1		II	878,4		0,697	1,39	439,2	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 > 878,4
2		II, III	438,8		0,696	0,70	438,8	ТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 > 438,8
	«Добровеличківський комбикормовий завод»			6						
3		II	881,4		0,700	1,40	440,7	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 > 881,4
4		II	884,6		0,702	1,40	442,3	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 > 884,6
5		II, III	882,8		0,701	1,40	441,4	2хТМГ-630/10/0,4		882,0 > 882,8
	ВАТ «Добровеличківська райагротехніка»			4						
6		II, III	882,3		0,700	1,40	441,2	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 > 882,3
7		II, III	878,7		0,697	1,39	439,4	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 > 878,7
	Хлібокомбінат «Добровеличківського РСТ»			6						
8		II	881,6		0,700	1,40	440,8	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 > 881,6
9		II, III	880,0		0,466	0,70	293,3	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	1764,0 > 880,0
	ВАТ «Добровеличківський консервний завод»			2						
10		II	876,2		0,695	1,39	438,1	2хТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 > 876,2
11		II, III	438,4		0,696	0,70	219,2	ТМГ-630/10/0,4	1,4	882,0 > 438,4

7 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ І ВИСОКОВОЛЬТНИХ МЕРЕЖ

7.1 Розрахунок струмів КЗ

Методику обчислення струмів КЗ продемонстровано на прикладі однієї магістральної лінії КЛ-11–КЛ-13 за умов максимального режиму роботи СЕП. Розрахунок струмів КЗ для решти ліній зведено до табл. 7.1. Розрахункова схема системи електропостачання представлена на рис. 7.1.

За базисні величини прийнято напруги: $U_{\text{бI}} = 36,8$ кВ, $U_{\text{бII}} = 10,5$ кВ, , а також базисну потужність $S_{\text{б}} = 630$ МВ·А. Виходячи з цього, значення базисних струмів визначатимуться наступним чином:

$$I_{\text{бI}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3}U_{\text{бI}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 36,8} = 9,9 \text{ кА};$$

$$I_{\text{бII}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3}U_{\text{бII}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,6 \text{ кА}.$$

Параметри схеми заміщення (рис. 7.2) системи електропостачання промислових споживачів:

- опір живлячої енергосистеми

$$x_{\text{с*}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3}I_{\text{к.с.мак}} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 5,1 \cdot 36,8} = 1,94;$$

- трансформатора ГЗП:

$$r_{\text{т*}} = \Delta P_{\text{кз}} \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}^2} = 0,0465 \cdot \frac{630}{6,3^2} = 0,74;$$

$$x_{\text{т*}} = \frac{u_{\text{к}}}{100\%} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{630}{6,3} = 7,5;$$

- повітряної лінії

ПЛ-1

$$r_{\text{пл1*}} = r_0 \cdot l_{\text{пл1}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,249 \cdot 12,2 \cdot \frac{630}{36,8^2} = 1,413;$$

$$x_{\text{пл1*}} = x_0 \cdot l_{\text{пл1}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,414 \cdot 12,2 \cdot \frac{63}{36,8^2} = 2,35;$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		57

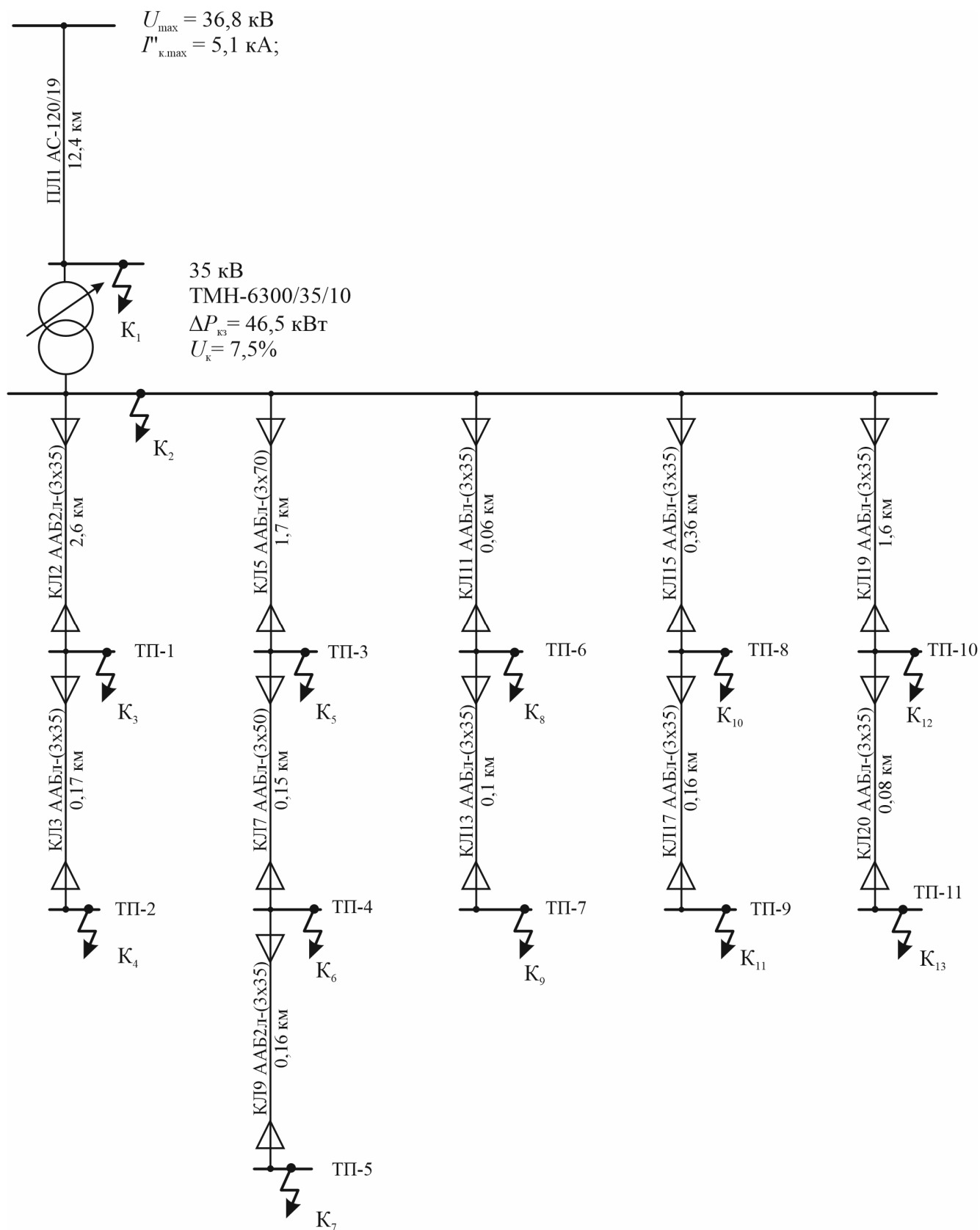


Рисунок 7.1 – Розрахункова схема системи електропостачання промислових споживачів (I с.ш. ГЗП 35/10 кВ)

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					58

- кабельних ліній:

КЛ-11:

$$r_{\text{кл11}*} = r_0 \cdot l_{\text{кл11}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,89 \cdot 0,06 \cdot \frac{630}{10,5^2} = 0,305;$$

$$x_{\text{кл11}*} = x_0 \cdot l_{\text{кл11}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,099 \cdot 0,06 \cdot \frac{630}{10,5^2} = 0,034;$$

КЛ-13:

$$r_{\text{кл13}*} = r_0 \cdot l_{\text{кл13}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,89 \cdot 0,1 \cdot \frac{630}{10,5^2} = 0,509;$$

$$x_{\text{кл13}*} = x_0 \cdot l_{\text{кл}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,099 \cdot 0,1 \cdot \frac{630}{10,5^2} = 0,057;$$

Результуючий опір у колі точки КЗ:

- точка К₁:

$$r_{\text{рез1}*} = r_{\text{с}*} + r_{\text{пл1}*} = 0 + 1,413 = 1,413;$$

$$x_{\text{рез1}*} = x_{\text{с}*} + x_{\text{пл1}*} = 1,94 + 2,35 = 4,288;$$

$$z_{\text{рез1}*} = \sqrt{r_{\text{рез1}*}^2 + x_{\text{рез1}*}^2} = \sqrt{1,413^2 + 4,288^2} = 4,515;$$

- точка К₂:

$$r_{\text{рез2}} = r_{\text{рез1}} + r_{\text{т}*} = 1,413 + 0,74 = 2,151;$$

$$x_{\text{рез2}*} = x_{\text{рез1}*} + x_{\text{т}*} = 4,288 + 7,5 = 11,788;$$

$$z_{\text{рез2}*} = \sqrt{r_{\text{рез2}*}^2 + x_{\text{рез2}*}^2} = \sqrt{2,151^2 + 11,788^2} = 11,982;$$

- точка К₈:

$$r_{\text{рез2}*} = r_{\text{рез2}} + r_{\text{кл11}*} = 2,151 + 0,305 = 2,456;$$

$$x_{\text{рез8}*} = x_{\text{рез2}*} + x_{\text{кл13}} = 11,788 + 0,034 = 11,822;$$

$$z_{\text{рез8}*} = \sqrt{r_{\text{рез8}*}^2 + x_{\text{рез8}*}^2} = \sqrt{2,456^2 + 11,822^2} = 12,074;$$

- точка К₉:

$$r_{\text{рез9}*} = r_{\text{рез8}*} + r_{\text{кл13}*} = 2,456 + 0,509 = 2,965;$$

$$x_{\text{рез9}*} = x_{\text{рез8}*} + x_{\text{кл13}} = 11,822 + 0,057 = 11,878;$$

$$z_{\text{рез9}*} = \sqrt{r_{\text{рез9}*}^2 + x_{\text{рез9}*}^2} = \sqrt{2,965^2 + 11,878^2} = 12,243;$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						59

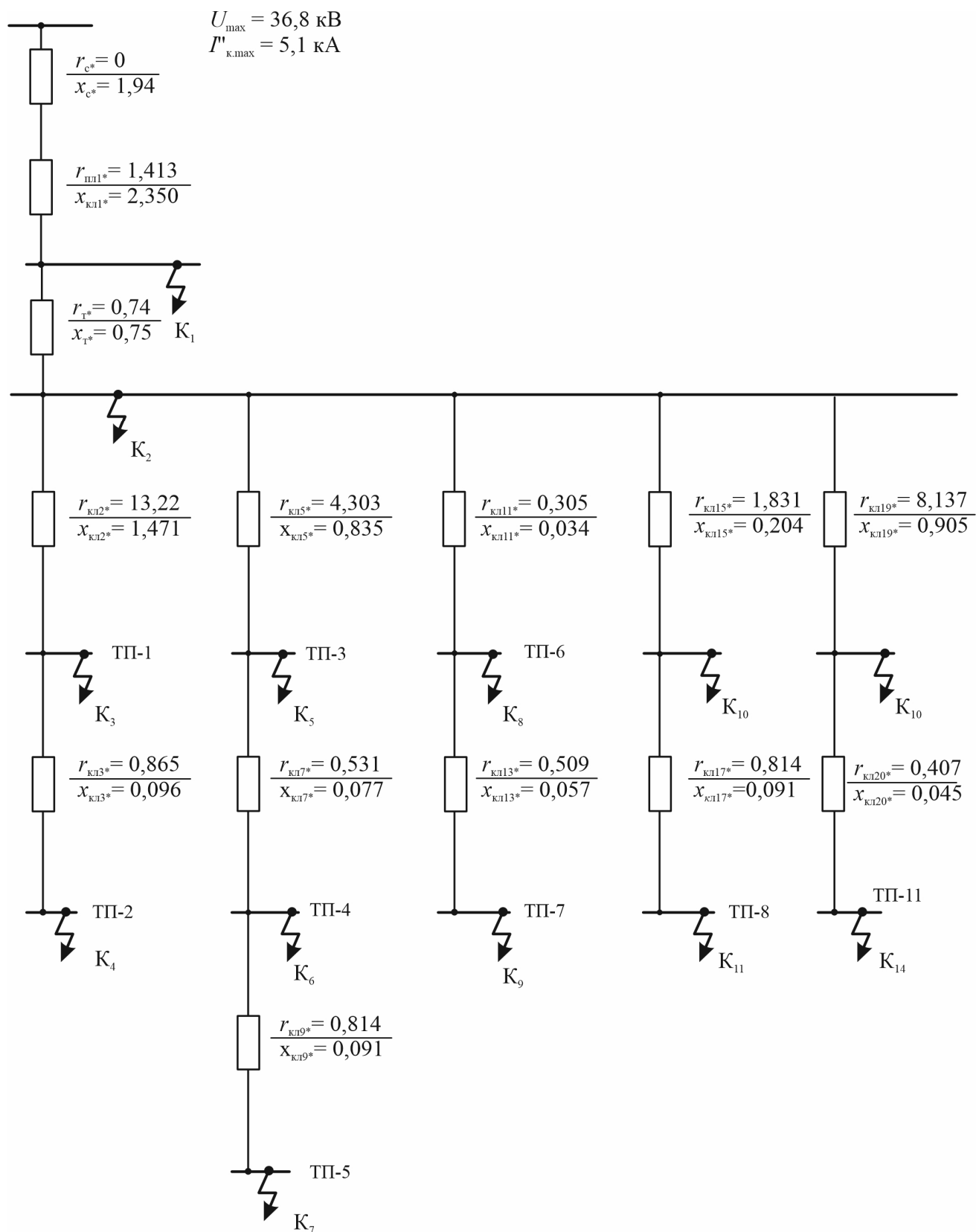


Рисунок 7.2 – Схема заміщення системи електропостачання
промислових споживачів (I с.ш. ГЗП 35/10 кВ)

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						60

Значення надперехідних струмів:

$$I_1'' = \frac{E'' \cdot I_{\text{бI}}}{z_{\text{рез1*}}} = \frac{1 \cdot 9,9}{4,515} = 2,19 \text{ кА};$$

$$I_2'' = \frac{E'' \cdot I_{\text{бII}}}{z_{\text{рез2*}}} = \frac{1 \cdot 34,5}{11,982} = 2,89 \text{ кА};$$

$$I_8'' = \frac{E'' \cdot I_{\text{бII}}}{z_{\text{рез8*}}} = \frac{1 \cdot 34,5}{12,074} = 2,87 \text{ кА};$$

$$I_9'' = \frac{E'' \cdot I_{\text{бII}}}{z_{\text{рез9*}}} = \frac{1 \cdot 34,5}{12,243} = 2,83 \text{ кА}.$$

Ударні коефіцієнти:

$$k_{y1} = 1 + e^{(-0,01/T_{a1})} = 1 + e^{(-0,01/0,0097)} = 1,355;$$

$$k_{y2} = 1 + e^{(-0,01/T_{a2})} = 1 + e^{(-0,01/0,0031)} = 1,041;$$

$$k_{y8} = 1 + e^{(-0,01/T_{a8})} = 1 + e^{(-0,01/0,0031)} = 1,04;$$

$$k_{y9} = 1 + e^{(-0,01/T_{a9})} = 1 + e^{(-0,01/0,0022)} = 1,039;$$

де T_a – час затухання аперіодичної складової струму КЗ:

$$T_{a1} = \frac{x_{\text{рез1}}}{\omega \cdot r_{\text{рез1}}} = \frac{4,288}{314,16 \cdot 1,413} = 0,0097 \text{ с};$$

$$T_{a2} = \frac{x_{\text{рез2}}}{\omega \cdot r_{\text{рез2}}} = \frac{11,788}{314,16 \cdot 2,151} = 0,0031 \text{ с};$$

$$T_{a8} = \frac{x_{\text{рез8}}}{\omega \cdot r_{\text{рез8}}} = \frac{11,822}{314,16 \cdot 2,456} = 0,0031 \text{ с};$$

$$T_{a9} = \frac{x_{\text{рез9}}}{\omega \cdot r_{\text{рез9}}} = \frac{11,878}{314,16 \cdot 2,965} = 0,0031 \text{ с}.$$

Ударні струми створювані системою:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_{y1} \cdot I_1'' = \sqrt{2} \cdot 1,355 \cdot 2,19 = 4,2 \text{ кА};$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_{y2} \cdot I_2'' = \sqrt{2} \cdot 1,041 \cdot 2,89 = 4,26 \text{ кА};$$

$$i_{y8} = \sqrt{2} \cdot k_{y8} \cdot I_8'' = \sqrt{2} \cdot 1,04 \cdot 2,87 = 4,16 \text{ кА};$$

$$i_{y9} = \sqrt{2} k_{y9} I_9'' = \sqrt{2} \cdot 1,039 \cdot 2,83 = 4,02 \text{ кА}.$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		61

Таблиця 7.1. Розрахунок струмів КЗ

Точка КЗ	Параметри ПЛ, КЛ						Проміжні розрахунки				Складові та параметри струмів КЗ			
	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	l , км	$r_{кл}$, В.О.	$x_{кл}$, В.О.		$r_{рез}$, В.О.	$x_{рез}$, В.О.	$z_{рез}$, В.О.	T_a , с	k_y	I'' , кА	$i_{уд}$, кА	
K_1	0,249	0,414	12,2	1,413	2,350		1,413	4,288	4,515	0,0097	1,355	2,19	4,20	
K_2	-	-	-	-	-		2,151	11,788	11,982	0,0031	1,041	2,89	4,26	
K_3	0,89	0,099	2,600	13,223	1,471		15,374	13,259	20,302	0,0021	1,008	1,71	2,43	
K_4	0,89	0,099	0,170	0,865	0,096		16,239	13,355	21,025	0,0020	1,007	1,65	2,35	
K_5	0,443	0,086	1,700	4,303	0,835		6,455	12,623	14,178	0,0028	1,029	2,44	3,56	
K_6	0,62	0,09	0,150	0,531	0,077		6,986	12,700	14,495	0,0028	1,028	2,39	3,47	
K_7	0,89	0,099	0,160	0,814	0,091		7,800	12,791	14,981	0,0027	1,025	2,31	3,35	
K_8	0,89	0,099	0,060	0,305	0,034		2,456	11,822	12,074	0,0031	1,040	2,87	4,22	
K_9	0,89	0,099	0,100	0,509	0,057		2,965	11,878	12,243	0,0031	1,039	2,83	4,16	
K_{10}	0,89	0,099	0,360	1,831	0,204		3,982	11,991	12,635	0,0030	1,037	2,74	4,02	
K_{11}	0,89	0,099	0,160	0,814	0,091		4,796	12,082	12,999	0,0030	1,034	2,66	3,90	
K_{12}	0,89	0,099	1,600	8,137	0,905		10,288	12,693	16,339	0,0025	1,018	2,12	3,05	
K_{13}	0,89	0,099	0,080	0,407	0,045		10,695	12,738	16,633	0,0024	1,017	2,08	2,99	

7.2 Вибір кабельних ліній

Для визначення розрахункових струмів виконано розрахунок електричних навантажень магістралей за методом впорядкованих діаграм (результати зведено у табл. 7.2).

Послідовність вибору продемонстровано на прикладі КЛ, що живлять ТП-1. Розрахунковий струм у КЛ-1 для номінального режиму роботи становить:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1307,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 36 \text{ А.}$$

За попередніми даними до прокладання приймається кабель марки ААБл-(3х35). Його тривало допустиме струмове навантаження становить $I_{доп} = 110 \text{ А}$, а питомі втрати потужності дорівнюють $\Delta P_{кз} = 42 \text{ кВт/км}$.

З огляду на спільне прокладання 4-х КЛ в одній траншеї (відповідно до генплану), необхідно врахувати поправочний коефіцієнт на зниження струмового навантаження. Дійсний допустимий струм у нормальному режимі становитиме:

$$I'_{доп} = k_{с.з} \cdot I_{доп} = 0,84 \cdot 110 = 92,4 \text{ А.}$$

Коефіцієнт завантаження КЛ у нормальному режимі роботи дорівнює:

$$k_з = \frac{I_p}{I_{доп}} = \frac{36}{110} = 0,33.$$

В аварійному режимі КЛ, що залишилася в роботі, здатна забезпечити живлення всіх електроприймачів без перевантаження:

$$I_{п.а} = 2 \cdot 36 = 72 < I'_{доп} = 92,4 \text{ А.}$$

Оскільки попередньо обраний кабель ААБл-(3х35) задовольняє вимоги щодо нагрівання робочим струмом, здійснюється його перевірка на термічну стійкість до струмів КЗ:

$$F_{min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_k} = \frac{1}{100} \cdot \sqrt{4,6} \cdot 1000 = 21,4 \text{ мм}^2;$$

$$B_k = I''^2 (t_b + T_a) = 2,89^2 (0,542 + 0,0031) = 4,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

отже,

$$F_{min} = 21,4 < F_{кл} = 35 \text{ мм}^2.$$

На основі проведених розрахунків до прокладання остаточно приймаються два кабелі марки ААБл-(3х35). Вибір перерізів для решти КЛ мережі здійснюється за аналогічною послідовністю, а підсумкові результати наведено в табл. 7.3.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		63

Таблиця 7.2. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 10 кВ для вибору магістральних ліній

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ЕС	Встановлена потужність, кВт		m	K _в	cosφ	tgφ	Середнє наван- таження за зміну			K _м	Розрахункова потужність,		
			одного	сумарна					P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар	n _е		P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Кабельні лінії 6, 7														
	ТП-4 (2х630)														
	силова	76	1,5 - 110,0	1274,4	73	0,54	0,71	1,00	686,1	688,9	23	1,16	794,9	688,9	1051,9
	освітлювальна								82,3	142,6			66,0	114,4	
	батареї конденсаторів													-600,0	
	ТП 5 (2х630)														
	силова	95	2 - 55,0	1201,4	28	0,53	0,68	1,07	636	681	44	1,10	698,5	681,2	975,7
	освітлювальна								196,7	340,7			179,5	310,9	
	батареї конденсаторів													-900,0	
	Всього														
	силова	171	1,5 - 110,0	2475,8	>3	0,53	0,69	1,04	1322,2	1370,0	45	1,10	1448,1	1370,0	1993,5
	освітлювальна								279,1	483,3			245,5	425,3	
	батареї конденсаторів													-1500,0	
	Всього по ТП 1, 2 (2х630)								1601,2	1853,4			1693,6	295,3	1719,1
	втрати в трансформаторах												15,8	79,6	
	Всього по КЛ6, 7												1709,3	374,9	1750,0

Таблиця 7.3. Вибір КЛІ 10 кВ

№ КЛІ	№ ЕП	l, км	I _p , А	T _{max} , год	Тип КЛІ	I _{доп} , А	k _{с.з}	I' _д , А	k _з	k _{дав.п}	k _{ап}	I _{ав}	<	I _{доп.ав} , А
КЛІ, 2	ТП-1	2,60	36,0	5671,9	ААБл-(3х35)	110	0,84	92,4	0,33	1,00	2,0	72,0	<	92,4
КЛІ3	ТП-2	0,17	24,6	5671,9	ААБл-(3х35)	110	1	110,0	0,22	1,00	1,0	24,6	<	110,0
КЛІ4, 5	ТП-3	1,70	72,0	5282,4	ААБл-(3х70)	162	0,84	136,1	0,44	1,15	2,0	143,9	<	156,5
КЛІ6, 7	ТП-4	0,15	48,2	5282,4	ААБл-(3х50)	134	0,92	123,3	0,36	1,00	2,0	96,3	<	123,3
КЛІ8, 9	ТП-5	0,16	24,7	5282,4	ААБл-(3х35)	110	0,92	101,2	0,22	1,00	2,0	49,3	<	101,2
КЛІ10, 11	ТП-6	0,06	47,1	4734,6	ААБл-(3х35)	110	0,92	101,2	0,43	1,00	2,0	94,1	<	101,2
КЛІ12, 13	ТП-7	0,10	24,7	4734,6	ААБл-(3х35)	110	0,92	101,2	0,22	1,00	2,0	49,4	<	101,2
КЛІ14, 15	ТП-8	0,36	47,8	5959,2	ААБл-(3х35)	110	0,84	92,4	0,43	1,15	2,0	95,7	<	106,3
КЛІ16, 17	ТП-9	0,16	24,8	5959,2	ААБл-(3х35)	110	0,92	101,2	0,23	1,00	2,0	49,6	≈	101,2
КЛІ18, 19	ТП-10	1,60	35,9	5404,1	ААБл-(3х35)	110	0,84	92,4	0,33	1,00	2,0	71,7	<	92,4
КЛІ20	ТП-11	0,08	24,4	5404,1	ААБл-(3х35)	110	1	110,0	0,22	1,00	1,0	24,4	<	110,0
КЛІ21, 22	КУ 10 кВ	0,02	33,0	5395,7	ААБл-(3х35)	110	1	110,0	0,30	1,00	1,0	33,0	<	110,0

7.3 Вибір високовольтного електрообладнання

Обґрунтування комутаційних апаратів ВН здійснюється на базі їхніх номінальних параметрів. Обов'язковим етапом є подальша перевірка обраних пристроїв на здатність витримувати електродинамічні та термічні навантаження, що виникають під час КЗ. Результати порівняння фактичних розрахункових показників із заводськими характеристиками обладнання зручно зводити у табличну форму. Електроапарат вважається придатним до експлуатації, якщо його паспортні дані перевищують отримані розрахункові значення.

7.3.1 Вибір вимикачів.

Для комплектування відхідної лінії (на РУ 35 кВ ПС «Липняжка»), а також як ввідний комутаційний апарат для ВРУ 35 кВ проєктованої ГЗП, до розгляду приймається вимикач ВР35НС-35-20/1600У1. Перевірку відповідності цього обладнання заданим умовам наведено в табл. 7.4.

Таблиця 7.4. Вибір ввідного вимикача 35 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{max} = 40,5 \text{ кВ}$
$I_p = 64,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{p.ав} = 128,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{пт} \approx I'' = 5,1 \text{ кА}$	$I_{вим.н} = 20 \text{ кА}$
$i_{a.т} = 3,1 \text{ кА}$	$i_{a.н} = \sqrt{2}\beta_n I_{вим.ном} = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 20/100 = 7,1 \text{ кА}$
$I'' = 5,1 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд} I'' = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 5,1 = 14,0 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 55,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

де I_p – розрахункове значення струму:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{8203,8}{2\sqrt{3}36,8} = 64,4 \text{ А};$$

$I_{ав.р}$ – найбільше струмове навантаження у післяаварійному стані:

$$I_{max} = k_{ап} \cdot I_p = 2 \cdot 64,4 = 128,8 \text{ А};$$

$i_{ат}$ – аперіодична складова струму КЗ у розрахунковий момент часу τ :

$$i_{a.т} = \sqrt{2}I''e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 5,1 \cdot e^{-0,06/0,07} = 3,1 \text{ кА};$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		66

де τ – мінімальний проміжок часу від КЗ до моменту розмикання дугогасильних контактів:

$$\tau = t_{3,\min} + t_{\text{в.ч}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с};$$

$t_{\text{в}}$ – повний час відключення апарата визначається як:

$$t_{\text{в}} = t_{\text{в.ч}} + t_{\text{рз.мах}} = 0,05 + 2,0 = 2,05 \text{ с};$$

$B_{\text{к}}$ – значення теплового імпульсу:

$$B_{\text{к}} = I''^2 \cdot (t_{\text{в}} + T_{\text{а}}) = 5,1^2 (2,05 + 0,07) = 55,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Виконаний аналіз підтверджує, що технічні характеристики вимикача ВР35НС-35-20/1600У1 повністю відповідають вимогам вибору. З огляду на це, приймаємо його до встановлення та ГЗП.

Аналогічним чином виконуємо вибір інших високовольтних вимикачів.

Таблиця 7.5. Вибір ввідного вимикача ЗРУ 10 кВ (ГЗП)

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{мах}} = 12 \text{ кВ}$
$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{8075,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 222 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{р.ав}} = k_{\text{ап}} \cdot I_{\text{р}} = 2 \cdot 222 = 444,0 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \approx I'' = 2,9 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.н}} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2}I''e^{-\tau/T_{\text{а}}} = \sqrt{2} \cdot 2,9 \cdot e^{-0,052/0,0031} \approx 0 \text{ кА}$	$i_{\text{а.н}} = \sqrt{2}\beta I_{\text{вим.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30 \cdot 12,5}{100} = 5,3 \text{ кА}$
$I'' = 3,59 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = \sqrt{2}k_{\text{уд}} \cdot I'' = \sqrt{2} \cdot 1,041 \cdot 2,89 = 4,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12,5 = 31,8 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I''^2 \cdot (t_{\text{в}} + T_{\text{а}}) =$ $= 2,89^2 (1,542 + 0,0031) = 12,9 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_{\text{к}} = I_{\text{н.т}}^2 \cdot t_{\text{т.н}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Розрахункові проміжки часу

$$\tau = t_{3,\min} + t_{\text{в.ч}} = 0,01 + 0,042 = 0,052 \text{ с};$$

$$t_{\text{в}} = t_{\text{в.ч}} + t_{\text{рз.мах}} = 0,042 + 1,0 = 1,042 \text{ с}.$$

З огляду на результати перевірки, комутаційний апарат ВР1-10-20/630У2 повністю відповідає розрахунковим критеріям, що дає підстави затвердити його

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		67

для монтажу. Що стосується решти приєднань 10 кВ у СЕП, для них доцільно застосувати аналогічну модель. Таке уніфіковане технічне рішення обґрунтовується тим, що обраний апарат є початковим у відповідній лінійці виробника, тоді як фактичні робочі й аварійні навантаження I_p , $I_{п.ав}$, I'' , B_k) на відхідних лініях гарантовано не перевищуватимуть значень на ввідному вузлі.

7.3.2 Вибір роз'єднувачів, вимикачів навантаження

Критерії вибору цих комутаційних апаратів є аналогічними до тих, що застосовуються для високовольних вимикачів. Єдиною суттєвою відмінністю буде те, що при перевірці за струмом відключення до порівняння береться струм післяаварійного режиму, а не струм КЗ.

Для встановлення у ВРУ 35 кВ попередньо розглядається роз'єднувач серії РДЗ-2-35/1000УХЛ. Зведені результати його перевірки на відповідність заданим параметрам наведено в табл. 7.6.

Таблиця 7.6. Вибір роз'єднувачів для ВРУ 35 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{дій} = 35 \text{ кВ}$	$U_{max} = 35 \text{ кВ}$
$I_{п.ав} = 128,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 14,0 \text{ кА}$	$i_{дин.ном} = 63 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) = 5,1^2 \cdot (2,05 + 0,07) = 55,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Отже, електроапарат РДЗ-2-35/1000УХЛ повністю задовольняє всім технічним вимогам, тому приймається до встановлення.

Для цехових ТП попередньо розглядаємо вимикач навантаження марки ВНР-10/400-10зУЗ. Зведені результати перевірки його експлуатаційних параметрів відображено в табл. 7.7. Під час обчислення термічного імпульсу для цього комутаційного апарата, розрахунковий час відключення струму КЗ приймається на рівні 0,008 с, що відповідає усередненій тривалості перегорання плавкої вставки запобіжника.

Зважаючи на повну відповідність розрахунковим критеріям, комутаційний апарат марки ВНР-10/400-10зУЗ остаточно приймається до монтажу.

Таблиця 7.7. Вибір вимикача навантаження (на прикладі, ТП-7)

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{дій}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{max}} = 12, \text{кВ}$
$I_p = 24,6 \text{ А}$	$I_{\text{відкл.ном}} = 400, \text{А}$
$I_{\text{max}} = 49,2 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 800, \text{А}$
$i_{\text{уд}} = 2,43 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.ном}} = 25, \text{кА}$
$B_k = I'^2 t_b + T_a = 1,71^2 \cdot (0,008 + 0,0031) = 0,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{н.т}}^2 \cdot t_{\text{т.н}} = 10^2 \cdot 1 = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.3.3. Вибір високовольтних запобіжників

Для захисту цехових трансформаторів попередньо вбираємо запобіжник серії ПКТ102-10-50-12,5УЗ. Його заводські характеристики передбачають номінальний струм патрона $I_{\text{п.ном}} = 100 \text{ А}$ та струм плавкої вставки $I_{\text{п.в}} = 50 \text{ А}$.

Результати перевірки відповідності цього апарата експлуатаційним вимогам зведено до табл. 7.8.

Таблиця 7.8. Перевірка високовольтних запобіжників

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{дій}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{max}} = 12 \text{ кВ}$
$I_p = 24,6 \text{ А}$	$I_{\text{пв.н}} = 50 \text{ А}$
$I_{\text{max}} = 49,2 \text{ А}$	$I_{\text{пв.н}} = 50 \text{ А}$
$I' = 1,71 \text{ кА}$	$I_{\text{від.гр}} = 12,5 \text{ кА}$

Оскільки апарат ПКТ102-10-50-12,5УЗ повністю відповідає умовам безпечної роботи приймаємо його до встановлення.

7.3.4. Вибір трансформаторів власних потреб

Оскільки сумарне енергоспоживання приймачів власних потреб є порівняно невеликим, їх живлення організовується від мережі 0,4 кВ (220/380 В) через окремі знижувальні трансформатори. Визначення їх необхідної номінальної потужності базується на розрахунковому навантаженню з обов'язковим врахуванням коефіцієнтів одночасності та завантаження.

Для ПС, що працюють без постійного оперативного персоналу та комплектуються двома ТВП, головна умова вибору має такий вигляд:

$$S_T \geq S_p;$$

Детальні результати обчислення навантажень для системи власних потреб ГЗП зведено до табл. 7.9.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		69

Таблиця 7.9. Навантаження власних потреб ГЗП 35/10 кВ

Вид споживача	Установлена активна потужність, кВт		Навантаження
	одиниці	сумарна	$P_{уст}$, кВт
Підігрів приводів ВРУ 35 кВ роз'єднувачів	6x0,6	3,6	3,6
Підігрів приводів ВРУ 35 кВ вимикачів	2x1,15	2,3	2,3
Освітлення ВРУ 35 кВ	2,0	2,0	2,0
Підігрів комірок КРУ 10 кВ	0,6 x 20	12,0	12,0
Підігрів комірок РЗА	0,5 x 20	10,0	10,0
Опалення, освітлення приміщ. ЗРУ	-	5,0	5,0
Споживання оперколами	-	2	2,0
Разом			36,9

Розрахункове навантаження:

$$S_p = k_p \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \sqrt{36,9^2 + 0} = 36,9 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Враховуючи отримані результати, для встановлення приймаються трансформатори марки ТМ-40/10, оскільки їх параметри задовольняють вимогі вибору:

$$S_{т.ном} = 40 > S_p = 37 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

8 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.

«РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМЕРЦІЙНОГО ТА ТЕХНІЧНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ»

8.1 Обґрунтування систем комерційного та технічного обліку

Організація достовірного та точного обліку електричної енергії є одним із найважливіших етапів проектування системи електропостачання. У межах даної роботи об'єктом автоматизації обліку розглядається спроектована ГЗП 35/10 кВ, яка перебуває на балансі ОСР і здійснює живлення 5-ти промислових підприємств.

За таких умов система обліку має чітко розмежовувати дві основні функції: комерційну та технічну.

Комерційний облік призначений для здійснення фінансових розрахунків за спожиту електричну енергію між ОСР, постачальниками та кінцевими споживачами. Точки комерційного обліку розташовуються на межі балансової належності електромереж. У нашому випадку такими точками є

- на стороні живлення спроектованої ГЗП (35 кВ): контактні з'єднання лінійних роз'єднувачів 35 кВ відповідних вихідних фідерів на ПС «Липняжка», від яких відходять повітряні лінії;
- на стороні розподілу (10 кВ): лінійні шафи вихідних фідерів 10 кВ у ЗРУ 10 кВ ГЗП, від яких здійснюється безпосереднє живлення п'яти промислових підприємств.

Технічний облік впроваджується для внутрішніх потреб ОСР. Його головна мета – забезпечення контролю за раціональним використанням електроенергії, зведення балансів на ГЗП та оперативне виявлення осередків понаднормативних (технічних або комерційних) втрат у мережі. Точки технічного обліку розташовуються на вводах ЗРУ 10 кВ, а також на лініях власних потреб підстанції.

Впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) та технічного обліку (АСТОЕ) на досліджуваній ГЗП вирішує такі основні завдання:

- безперервний автоматичний збір даних про обсяги переданої та спожитої активної і реактивної енергії із заданим періодом інтеграції (зазвичай 30 хвилин);

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		71

- формування профілів електричного навантаження по кожному з п'яти промислових споживачів для контролю дотримання договірних величин потужності;
- синхронне зведення балансу електроенергії по шинах 10 кВ ГЗП (порівняння обсягів енергії, що надійшла від трансформаторів, із сумарним відпуском по фідерах підприємств);
- дистанційний моніторинг параметрів якості електроенергії (рівнів напруги, струмів, коефіцієнта потужності) у точках обліку;
- своєчасне виявлення несанкціонованих втручань у роботу вимірювальних комплексів (спроб розкрадання енергії, пошкодження кіл струму чи напруги) та передача тривожних повідомлень диспетчеру.

Правильне визначення завдань та точок розміщення комерційного й технічного обліку створює необхідну базу для розгортання автоматизованої системи. Чітке фіксування меж балансової належності на стороні 35 кВ та 10 кВ гарантує прозорі фінансові розрахунки між ОСР і підприємствами, а технічний облік на вводах трансформаторів ГЗП дозволить оперативно зводити баланси, контролювати профілі навантажень і своєчасно виявляти понаднормативні втрати електроенергії.

8.2 Мета і задачі комерційного та технічного обліку

Функціонування автоматизованої системи комерційного та технічного обліку електричної енергії на об'єкті розподільної мережі спрямоване на досягнення двох головних цілей:

1. Забезпечення точності та прозорості взаєморозрахунків між оператором системи розподілу (ОСР), постачальниками та кінцевими споживачами відповідно до фактичних обсягів передачі та споживання активної і реактивної електроенергії.
2. Оптимізація та зниження витрат підприємств на оплату спожитої електричної енергії та потужності за рахунок раціонального управління режимами електроспоживання.

Для досягнення зазначених цілей автоматизована система повинна забезпечувати вирішення таких завдань:

- високоточне вимірювання параметрів електроспоживання (струмів, напруг, частоти, активної та реактивної потужності) за рахунок застосування сучасних засобів вимірювальної техніки вищих класів точності та забезпечення максимальної синхронності збору первинних даних;

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		72

- безперервна діагностика повноти та контроль достовірності інформації, що надходить із приладів обліку, з метою автоматичного виявлення збоїв у каналах зв'язку, обривів вимірювальних кіл або фактів несанкціонованого втручання в роботу системи;

- комплексний багатотарифний облік активної та реактивної електроенергії і контроль її параметрів як по кожному з п'яти споживачів на межі балансової належності, так і по внутрішніх об'єктах інфраструктури підстанції;

- моніторинг профілів навантаження у заданих часових інтервалах (зокрема, 30-хвилинних) та контроль дотримання встановлених лімітів, режимних і технологічних обмежень за потужністю, що особливо важливо в періоди максимальних навантажень енергосистеми;

- автоматична фіксація та реєстрація відхилень контрольованих параметрів від нормативних значень (наприклад, вихід напруги за допустимі межі, асиметрія фаз, просідання напруги) для подальшого аналізу якості електроенергії та оцінки стабільності технологічних процесів;

- оперативна сигналізація та сповіщення персоналу (через графічний інтерфейс АРМ та звукові попередження) про вихід контрольованих величин за межі встановлених уставок, що дозволяє диспетчеру приймати швидкі рішення для запобігання аварійним ситуаціям;

- коротко-, середньо- та довгострокове прогнозування графіків електроспоживання та обсягів споживання потужності, що дає змогу підприємствам ефективно планувати витрати, обирати оптимальні тарифні меню та корегувати власні виробничі плани;

- автоматизоване управління електроспоживанням на основі заданих критеріїв і пріоритетних схем обмеження навантаження, що дозволяє задіяти споживачі-регулятори для зниження піків потужності без порушення основного технологічного процесу.

- підтримання єдиного системного часу (синхронізація часу всіх лічильників від єдиного еталонного джерела), що є базовою умовою для виконання синхронних вимірювань і точного зведення балансів електроенергії по шинах підстанції.

Таким чином, вирішення означених завдань дозволяє перетворити систему обліку з елементарного засобу фіксації показників на потужну аналітичну платформу для енергетичного менеджменту. Це гарантує абсолютну прозорість фінансових розрахунків на межах балансової належності та сприяє суттєвій раціоналізації витрат промислових підприємств.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		73

Для повноцінного та безперебійного виконання цих функцій, а також для надійного збереження і безпечної трансляції масивів інформації, вимагається відповідна апаратно-програмна організація комплексу. З огляду на специфіку об'єкта та суворі вимоги нормативних документів, побудова автоматизованої системи обліку здійснюється за принципом розподіленої архітектури, яка має чітку багаторівневу ієрархію.

8.3 Структура та багаторівнева ієрархія системи обліку

Проектована АСКОЕ будується за ієрархічним принципом, її структурна схема багаторівневої системи обліку наведена на рис. 8.1.

Організація рівнів збору даних:

- нижній рівень (рівень вимірювань): Основна частина лічильників постійно пов'язана з центрами збору даних першого рівня за допомогою прямих каналів зв'язку. Опитування приладів обліку здійснюється автоматично відповідно до заданого розкладу;

- середній рівень (центр збору даних 1-го рівня): забезпечує первинну консолідацію інформації. Дані, отримані з лічильників, записуються в базу даних (БД) центру для первинної обробки. За умови невеликої кількості точок обліку на об'єкті, цей центр може додатково виконувати функції автоматизованого робочого місця (АРМ). Зв'язок із вищим рівнем реалізується через виділені, комутовані канали або пряме з'єднання по локальній мережі;

- верхній рівень (центр збору та обробки даних 2-го рівня): Здійснює фінальне агрегування, структурування та довгострокове зберігання інформації у центральній БД. Сервер автоматично запитує необхідні масиви інформації з підпорядкованих центрів 1-го рівня за встановленим графіком. АРМ користувачів підключаються до цього рівня через локальну мережу.

Для забезпечення надійності архітектури передбачена індивідуальна конфігурація параметрів кожного каналу зв'язку залежно від його характеристик та типу лінії. У системі реалізована можливість паралельної роботи декількох комунікаційних серверів. При цьому опис усіх електричних і розрахункових схем, характеристики опитування, а також первинні та агреговані дані централізовано зберігаються виключно на сервері БД верхнього рівня. Для керування такими масивами рекомендується застосовувати сучасні надійні реляційні СУБД (наприклад, актуальні версії промислових СУБД типу Oracle).

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						74

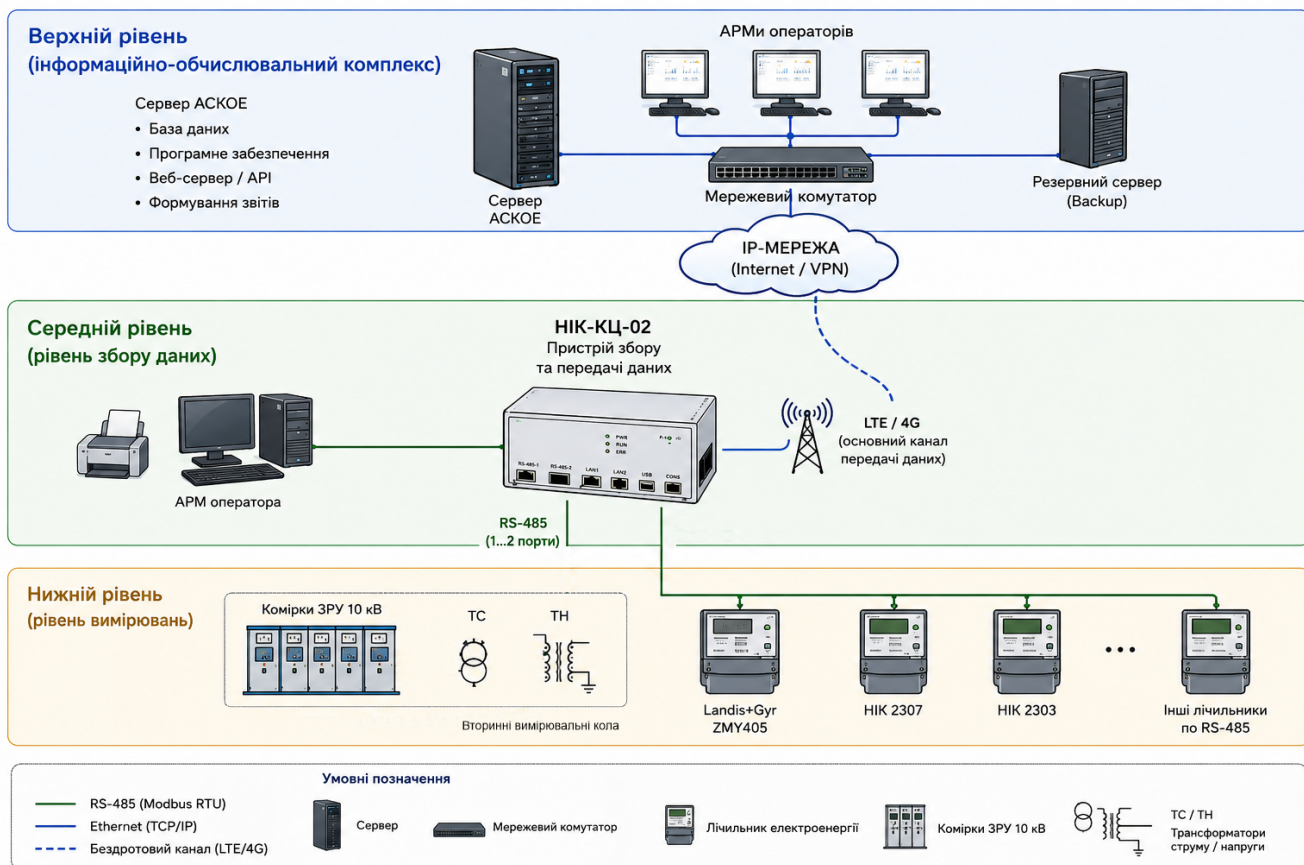


Рисунок 8.1 – Структурна схема багаторівневої системи обліку

Розгортання такої багаторівневої структури дозволяє централізовано реалізувати функції діагностики повноти даних та стану системи, супровід нормативно-довідкової інформації, ведення договорів, а також автоматичне формування платіжних документів і звітів.

При розробці структури АСКОЕ для проектованої ГЗП враховано вимоги ПУЕ щодо визначення меж балансової належності:

- оскільки живильні повітряні лінії (ПЛ-1 та ПЛ-2) не належать енергосистемі, розрахункові лічильники активної та реактивної електроенергії встановлюються на стороні живлення – у точках приєднання цих ліній на ПС «Липняжка»;

- усі відхідні кабельні лінії від проектованої ГЗП належать безпосередньо споживачам, тому розрахункові прилади обліку монтуються на цих лініях.

Відповідно до структурної схеми (рис. 8.1), апаратний комплекс ГЗП включає:

- контролер збору даних (КЗД): на базі пристрою NIK KC-02;
- серверне/клієнтське обладнання: персональні комп'ютери типу IBM PC;
- прилади комерційного обліку серій ZMY405 (Landis+Gyr), NIK 2307;
- прилади технічного обліку серії NIK 2303.

8.4 Вибір вимірювальних трансформаторів

Нижній рівень будь-якої автоматизованої системи обліку базується на первинних джерелах інформації. В умовах розподільних мереж напругою 10 та 35 кВ безпосереднє підключення приладів обліку до струмоведучих частин є технічно неможливим. Тому в ролі первинних вимірювальних перетворювачів в АСКОЕ виступають вимірювальні трансформатори струму (ТС) та трансформатори напруги (ТН).

У межах спроектованої системи вимірювальні трансформатори виконують три головні функції:

- масштабування інформаційного сигналу: лінійне перетворення високих первинних струмів та напруг (35 кВ, 10 кВ) до стандартних значень, прийнятих для вимірювальних кіл електронних лічильників (зазвичай 5 А або 1 А для струму та 100 В для напруги);
- гальванічна розв'язка: забезпечення надійної ізоляції низьковольтних вторинних кіл обліку від небезпечного потенціалу високовольтної мережі, що гарантує безпеку обслуговчого персоналу та захист мікропроцесорної апаратури;
- забезпечення точності: формування аналогового сигналу з мінімальними кутовими та струмовими похибками, що є критично важливим для комерційних розрахунків.

Оскільки від роботи первинних перетворювачів безпосередньо залежить загальна похибка всього вимірювального комплексу, до ТС і ТН висуваються жорсткі нормативні вимоги згідно з Кодексом комерційного обліку електричної енергії. Для точок комерційного обліку (на фідерах 10 кВ промислових підприємств та вводах 35 кВ) застосовуються вимірювальні ТС з класом точності не нижче 0,5S, що гарантує високу точність вимірювань навіть при малих навантаженнях (від 1% до 120% номінального струму). Для точок технічного обліку допускається використання обмоток ТС класу точності 0,5.

Важливою умовою коректної роботи первинних перетворювачів в АСКОЕ є дотримання режиму навантаження їхніх вторинних кіл. Сумарна потужність, яку споживають струмові котушки та котушки напруги лічильників Landis+Gyr і NIK, а також опір з'єднувальних провідників (мідних кабелів перерізом не менше 2,5 мм²), не повинні перевищувати номінальну потужність трансформаторів у заданому класі точності.

Розглянемо детально за цими критеріями вибір та перевірку параметрів ТС і ТН, що становлені у ВРУ 35 кВ та у ЗРУ 10 кВ ГЗП.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					76

8.4.1. Вибір трансформаторів струму

Вимірювальні трансформатори струму підбираються з огляду на їх номінальну напругу та робочий струм первинного кола. Обов'язковою вимогою є узгодження вторинного навантаження із заданим класом точності ТС, після чого здійснюється його перевірка на електродинамічну та термічну стійкість до струмів КЗ.

Для відхідної лінії (від ВРУ 35 кВ ПС «Липняжка») та ввідного вузла (ВРУ 35 кВ ГЗП) попередньо приймаємо ТС типу ТФЗМ35А-І-150/5. порівняння його каталожних параметрів із розрахунковими вимогами виконано в табл. 8.1.

Таблиця 8.1. Вибір ТС ВРУ 35 кВ

Розрахункові дані	Паспортні параметри
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{max} = 40,5 \text{ кВ}$
$I_p = 64,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$
$I_{p.max} = 128,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$
Клас точності 0,5S	0,5S
$i_{уд} = 14,0 \text{ кА}$	$i_{дин} = 31 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 (t_b + T_a) = 5,1^2 (2,05 + 0,07) = 55,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 5,8^2 \cdot 3 = 100,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 0,584 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2,0 \text{ Ом}$

Оскільки індуктивна складова струмових кіл є мізерно малою, повний опір вторинного навантаження ТС приймається рівним активному: $Z_2 \approx r_2$.

Опір підключених вимірювальних приладів становить:

$$r_{прил} = S_{прил} / I_2^2 = 0,225 / 5^2 = 0,009 \text{ Ом};$$

Опір з'єднувальних проводів (попередньо) [9]:

$$r'_{пр} = Z_{2ном} - r_{прил} - r_k = 2 - 0,009 - 0,05 = 1,941 \text{ Ом};$$

Перехідний опір контактів r_k приймається на рівні 0,05 Ом, зважаючи на те, що кількість приєднаних приладів у колі не перевищує чотирьох. Номенклатуру самих приладів та споживану ними потужність зведено до табл. 8.2.

Виходячи зі знайденого допустимого опору кабелю, визначається необхідний переріз його мідних жил:

$$S'_{пр} = \frac{\rho_{Cu} \cdot l}{r'_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,941} = 0,676 \text{ мм}^2;$$

Таблиця 8.2. Вторинне навантаження трансформатора струму

Вимірювальний прилад	Тип	Навантаження фази, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Е-377	0,1	0,1	0,1
Лічильник електричної енергії	Landis+Gyr ZMY405	0,125	0,125	0,125
Всього		0,225	0,225	0,225

де l – довжина з'єднувальної траси l для схеми повна зірка:

$$l = l_{\text{роз}} = 75 \text{ м};$$

$l_{\text{роз}}$ – розрахункова довжина з'єднувальних проводів, приймаємо 75 м.

За умовою міцності приймаємо $s_{\text{ст}} = 2,5 \text{ мм}^2$.

Дійсний опір з'єднувальних проводів

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho_{\text{Al}} \cdot l}{s_{\text{ст}}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{2,5} = 0,525 \text{ Ом.}$$

Дійсне вторинне навантаження ТС:

$$Z_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{прил}} + r_{\text{к}} = 0,525 + 0,009 + 0,05 = 0,584 \text{ Ом.}$$

Отже, трансформатор струму ТФЗМ35А-150/5 приймаємо до встановлення
Методика вибору трансформаторів інших приєднань алогічна розглянутій і представлений у вигляді табл. 8.3-8.6.

Таблиця 8.4. Потужність навантажень ТС

Місце встановлення приладів	Навантаження	Прилади обліку та вимірювання			Всього, В·А
		Лічильник НІК 2307	Лічильник НІК 2303	Амперметр Е-377	
КЛ-4, 5, 10, 11, 14, 15, 18, 19	А	0,05	-	0,1	0,15
	В	-	-	-	-
	С	0,05	-	0,1	0,15
КЛ-21, 22, ввід 10 кВ ЗРУ	А	-	0,05	0,1	0,15
	В	-	-	-	-
	С	-	0,05	0,1	0,15
Секційний вимикач 10 кВ	А	-	-	0,1	0,1
	В	-	-	-	-
	С	-	-	0,1	0,1

Таблиця 8.5. Розрахунок вторинного навантаження ТС

Призначення ТС	Розрахункові величини							
	$r_{\text{прил}}, \text{Ом}$	$r'_{\text{пр}}, \text{Ом}$	$S_{\text{пр}}, \text{мм}^2$	$l_{\text{роз}}, \text{м}$	$l, \text{м}$	$S_{\text{ст}}, \text{мм}^2$	$r_{\text{пр}}, \text{Ом}$	$Z_2, \text{Ом}$
КЛ-4, 5, 10, 11, 14, 15, 18, 19	0,006	0,346	0,529	6	10,4	2,5	0,073	0,129
КЛ-21, 22, ввід 10 кВ ЗРУ	0,006	0,344	0,529	6	10,4	2,5	0,073	0,129
Секційний вимикач ЗРУ 10 кВ	0,004	0,346	0,526	6	10,4	2,5	0,073	0,127

Таблиця 8.6. Вибір ТС

Умова вибору	Од. вим.	Призначення ТС		
		Ввід ГЗП 35 кВ	Ввід ЗРУ 10 кВ	СВ ЗРУ 10 кВ
$U_{\text{уст}} < U_{\text{мах}}$	кВ	$36,8 < 40,5$	$10,5 < 12$	$10,5 < 12$
$I_{\text{р}} < I_{\text{ном}}$	А	$64,4 < 150$	$222 < 600$	$222 < 300$
$I_{\text{ав}} < I_{\text{ном}}$	А	$128,8 < 150$	$444 < 600$	$222 < 300$
Клас точності	-	0,5	0,5	0,5
$i_{\text{уд}} < i_{\text{дин}}$	кА	$14 < 31$	$4,3 < 81$	$4,3 < 52$
$B_{\text{к.р}} < B_{\text{к.н}}$	$\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$55 < 5,8^2 \cdot 3 = 100,9$	$12,9 < 31,5^2 \cdot 3 = 2977$	$8,7 < 16^2 \cdot 3 = 768$
$Z_2 < Z_{\text{ном}}$	Ом	$1,53 < 2,0$	$0,129 < 0,4$	$0,127 < 0,4$
Тип ТС прийнятого до установки		ТФЗМ35А-І-150/5	ТЛК-10-3/600/5	ТЛК-10-3/300/5

продовження табл. 8.6.

Умова вибору	Од. вим.	Призначення ТС			
		КЛ-4, 5	КЛ-10, 11, 14, 15	КЛ-1, 2, 18, 19	КЛ-21, 22
$U_{\text{уст}} < U_{\text{мах}}$	кВ	$10,5 < 12$	$10,5 < 12$	$10,5 < 12$	$10,5 < 12$
$I_{\text{р}} < I_{\text{ном}}$	А	$72 < 150$	$47,1 < 100$	$36 < 75$	$33 < 50$
$I_{\text{ав}} < I_{\text{ном}}$	А	$144 < 150$	$94,2 < 100$	$72 < 75$	$33 < 50$
Клас точності	-	0,5S	0,5S	0,5S	0,5
$i_{\text{уд}} < i_{\text{дин}}$	кА	$4,3 < 52$	$4,3 < 52$	$4,3 < 52$	$4,3 < 25$
$B_{\text{к.р}} < B_{\text{к.н}}$	$\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$4,6 < 10^2 \cdot 3 = 300$	$4,6 < 10^2 \cdot 3 = 300$	$4,6 < 10^2 \cdot 3 = 300$	$4,6 < 4^2 \cdot 3 = 48$
$Z_2 < Z_{\text{ном}}$	Ом	$0,129 < 0,4$			
Тип ТС прийнятого до установки		ТЛК-10-3/150/5	ТЛК-10-3/100/5	ТЛК-10-3/75/5	ТЛК-10-3/50/5

8.4.2. Вибір трансформаторів напруги

Вибір ТН здійснюється за номінальними параметрами (напругою мережі та необхідним класом точності, що регламентується умовами комерційного обліку) з обов'язковою перевіркою за потужністю вторинного навантаження. Для забезпечення заявленої точності вимірювань сумарна потужність, яку споживають паралельно підключені котушки напруги всіх вимірювальних приладів, не повинна перевищувати номінальну потужність трансформатора у відповідному класі точності.

Вихідні дані щодо підключених приладів та результати розрахунку сумарного вторинного навантаження ТН систематизовано у табл. 8.7.

Остаточний вибір типу трансформаторів напруги та перевірка їхніх параметрів наведені у табл. 8.8.

Таблиця 8.7. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги

Місце установки	Вимірювальний прилад	Тип	S , однієї обмотки В·А	Кількість обмоток	Кількість приладів	Загальна споживана потужність, В·А
ГЗП 35кВ	Вольтметр	E377	2	1	1	2
	Разом					2
ЗРУ 10 кВ	Лічильник	НІК 2307	5	2	5	50
	Лічильник	НІК 2303	5	2	2	20
	Вольтметр	E377	2	1	1	2
	Всього					76

Таблиця 8.8. Вибір трансформаторів напруги

Місце установки	марка	Умова вибору			
		$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ кВ	Схема з'єднань	Клас точності	$S_p \leq S_{\text{ном}}$
ГЗП 35 кВ	НАМІ-35-I	35 = 35	1/1-0	0,5	2 < 360
ЗРУ 10 кВ	НАМІ-10-I	10 = 10	Y ₀ /Y ₀ / Δ-0	0,5	76 < 120

8.5 Вибір електричних схем підключення лічильників електричної енергії

Для організації високоточного комерційного обліку на базі багатфункціональних лічильників Landis+Gyr ZMY405 CW1U0.01.1025S2 у мережах напругою 35 кВ застосовується схема підключення з використанням 3-х трансформаторів струму та вимірювальних трансформаторів напруги (рис. 8.2). Дана конфігурація реалізує повноцінну роботу трьох вимірювальних елементів приладу.

При такому варіанті приєднання вторинні струмові кола кожної з фаз (А, В, С) підключаються до відповідних незалежних струмових входів лічильника. Кола напруги подаються від вторинних обмоток ТН, з'єднаних за схемою «зірка з нулем».

Основні технічні та експлуатаційні переваги застосування схеми на три ТС:

- висока точність за умов асиметрії: Схема гарантує абсолютно коректне обчислення активної та реактивної енергії навіть за наявності значних несиметрій струмів і напруг по фазах, що є типовим явищем для промислових розподільних мереж;
- глибока діагностика мережі: Наявність трьох незалежних каналів вимірювання дозволяє мікропроцесору лічильника безперервно будувати векторні діаграми, оперативно виявляти обриви окремих фаз, помилки фазування або спроби несанкціонованого втручання в роботу вимірювального комплексу;

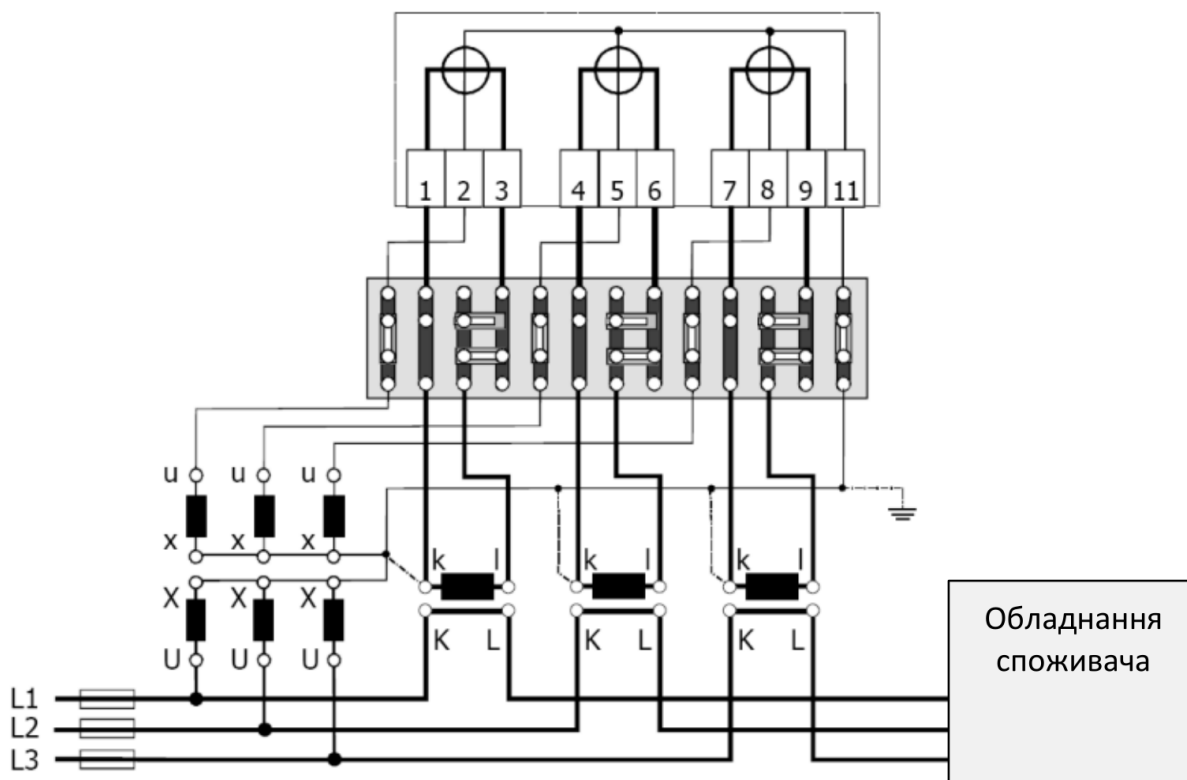


Рисунок 8.2 – Схема підключення лічильника Landis+Gyr ZMY405
за допомогою ТН і ТС (повна зірка)

- апаратна надійність: у разі пошкодження одного з трансформаторів струму (або обриву його вторинного кола), прилад продовжує здійснювати облік по двох інших робочих фазах. При цьому факт відсутності струму негайно фіксується в енергонезалежному журналі подій лічильника, що є необхідним для подальшого розрахунку обсягів недооблікованої електроенергії.

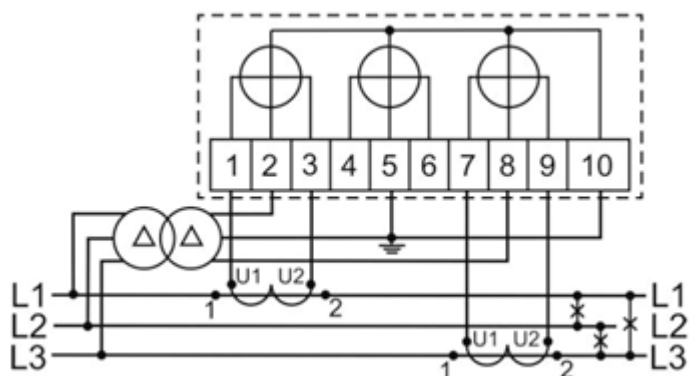
Монтаж вторинних кіл до лічильників серії ZMY405 (номінальний струм 5 А) виконується мідними провідниками через спеціалізовану випробувальну перехідну колодку (блок). Вона дозволяє персоналу енергопостачальної організації безпечно закорочувати кола струму та відключати кола напруги під час проведення регламентних робіт або заміни приладу без зняття напруги з силового обладнання 10 кВ.

Для організації комерційного обліку на базі лічильників НІК 2307 у мережах 10 кВ з ізолюваною нейтраллю застосовується схема неповного вмикання – з використанням вимірювального ТН та двох ТС(на фазах А і С).

Оскільки в такій мережі фізично відсутній струм нульової послідовності (сума миттєвих значень струмів трьох фаз завжди дорівнює нулю), застосування двох ТС забезпечує абсолютно точний і достовірний облік. При такому підключенні вторинні струмові кола фаз А і С підводяться до відповідних клем лічильника, тоді як струмові входи фази В не задіюються. Водночас на кола напруги приладу обов'язково подаються всі три лінійні фази (А, В, С) від вторинних обмоток ТН.

Головною перевагою такої конфігурації є суттєва оптимізація капітальних витрат (завдяки відсутності потреби у встановленні третього високовольного ТС) без жодного зниження метрологічних характеристик вимірювального комплексу. Як і для інших вузлів комерційного обліку, підключення вторинних кіл до лічильника НІК 2307 здійснюється виключно через випробувальну перехідну колодку для гарантування безпечного обслуговування.

До встановлення прийнята наступна модифікація лічильника електроенергії НІК 2307 0.5S.ARTT.1.0.2.0.0.2.5



Роз'єм M1, M2 (тип RJ45)							
8	7	6	5	4	3	2	1
RS-485							
B	B	A	A	GND	GND	GND	GND
RS-485 (з виходом живлення 5V)							
B	B	A	A	+5V	+5V	GND	GND

Рисунок 8.3 – Схема підключення лічильників НІК 2307 за допомогою ТН і ТС (неповна зірка) з інтерфейсом RS-485

Для організації технічного обліку електроенергії (контроль балансів на вводах силових трансформаторів та облік витрат на власні потреби ГЗП) вибрано трифазні прилади серії НІК 2303. З огляду на різні рівні напруги в точках вимірювання, застосовуються дві різні модифікації лічильників та відповідні схеми їх підключення:

1) трансформаторне (непряме) вмикання у мережі 10 кВ (модифікація НІК 2303-АРТ1.11.2.0). Для точок технічного обліку на стороні високої напруги (де мережа працює з ізольованою нейтраллю) застосовується схема, повністю ідентична вузлам комерційного обліку. Лічильник підключається через вимірювальний трансформатор напруги (ТН) та два трансформатори струму (2хТС) за схемою Арона (рис. 8.4). Кола струму фази В залишаються незадіяними, що є технічно достатнім і нормативно дозволеним для точного обліку в трипровідних високовольтних мережах.

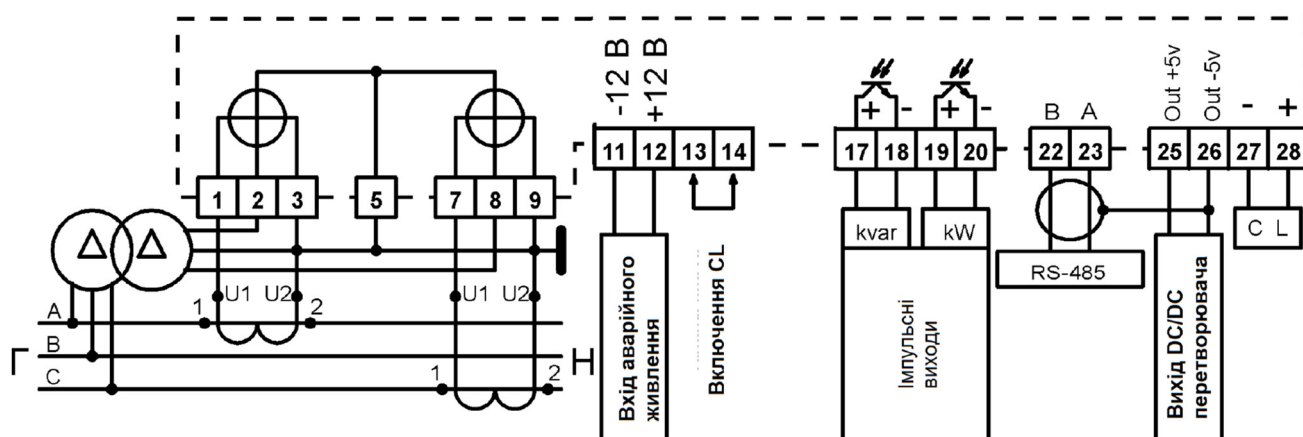


Рисунок 8.4 – Схема підключення лічильників НІК 2303 за допомогою ТН і ТС (неповна зірка) з додатковим інтерфейсом RS-485

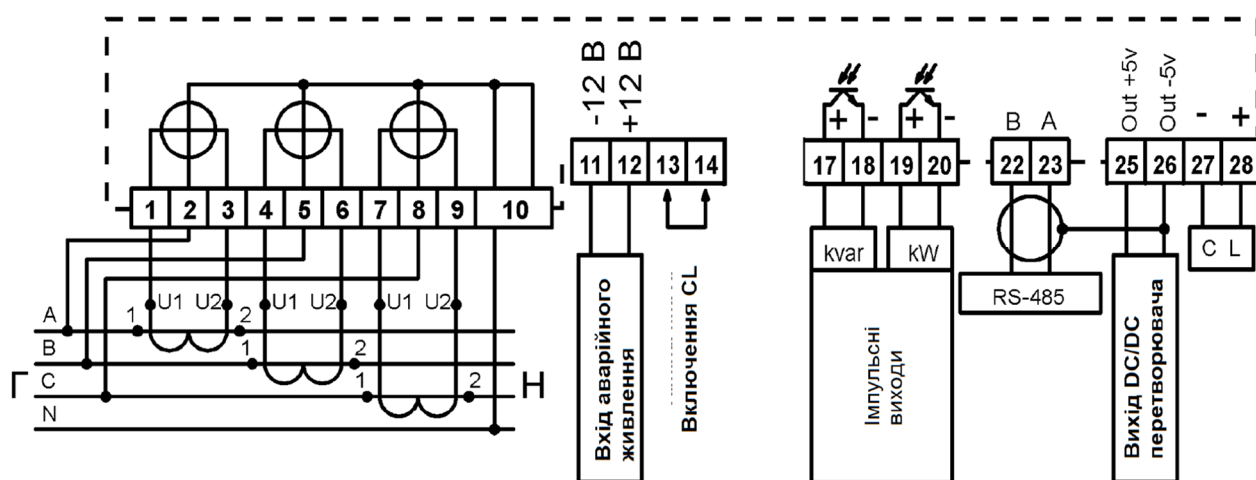


Рисунок 8.5 – Схема підключення лічильників НІК 2303 за допомогою ТС (чотирипровідна схема) з додатковим інтерфейсом RS-485

2) напівнепряме вмикання у мережі 0,4 кВ (модифікація НІК 2303-АРП2.11.20). Для обліку електроенергії, що споживається на власні потреби підстанції, вимірювання здійснюється у чотирипровідній мережі 0,4 кВ із глухозаземленою нейтраллю. У такому разі застосовується схема напівнепрямого вмикання: кола напруги лічильника підключаються безпосередньо до шин 0,4 кВ (пряме вмикання за напругою, без ТН), а струмові кола обов'язково підключаються через три низьковольтні вимірювальні ТС (рис. 8.5). Використання саме 3-х ТС у мережах із нульовим проводом є суворою метрологічною вимогою, що гарантує відсутність похибок при несиметрії фазних навантажень.

Отже, застосований комплекс багатофункціональних лічильників Landis+Gyr та НІК повністю задовольняє актуальні нормативні вимоги щодо класів точності та надійності обліку в розподільних мережах 10 кВ і 0,4 кВ. Водночас наявність у цих приладах сучасних цифрових інтерфейсів гарантує їхню безперешкодну та стабільну інтеграцію до середнього рівня АСКОЕ для подальшої автоматизованої передачі даних.

8.6 Вибір контролера збору даних

Основою середнього рівня спроектованої системи АСКОЕ є контролер збору даних (КЗД) з приладів обліку марки НІК-КЦ-02 (рис. 8.6). Він виконує роль центрального комунікаційного та обчислювального вузла на головній знижувальній підстанції. Його головне завдання – консолідація первинної інформації, що надходить від локальної мережі лічильників, та її гарантована трансляція на центральний сервер оператора системи розподілу.

З огляду на апаратну конфігурацію та структурну схему системи, контролер забезпечує фізичне поєднання різних цифрових інтерфейсів:

- локальна шина опитування (RS-485), призначена для зв'язку з приладами комерційного (НІК 2307) та технічного (НІК 2303) обліку задіяні вбудовані порти RS-485. Ці комунікаційні модулі мають надійну гальванічну розв'язку, що ефективно захищає процесорний блок контролера від перенапруг і високочастотних завад, характерних для приміщень ЗРУ 10 кВ;

- глобальний канал зв'язку (LTE/4G), призначений для передачі зведених масивів даних на верхній рівень здійснюється через інтегрований бездротовий стільниковий модем. Використання сучасних мереж LTE дозволяє оперативно передавати великі обсяги інформації, включаючи півгодинні профілі навантаження та розширені журнали подій. Для подолання екрануючого ефекту залізобетонних стін підстанції модем агрегується із зовнішньою виносною антеною;

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		84

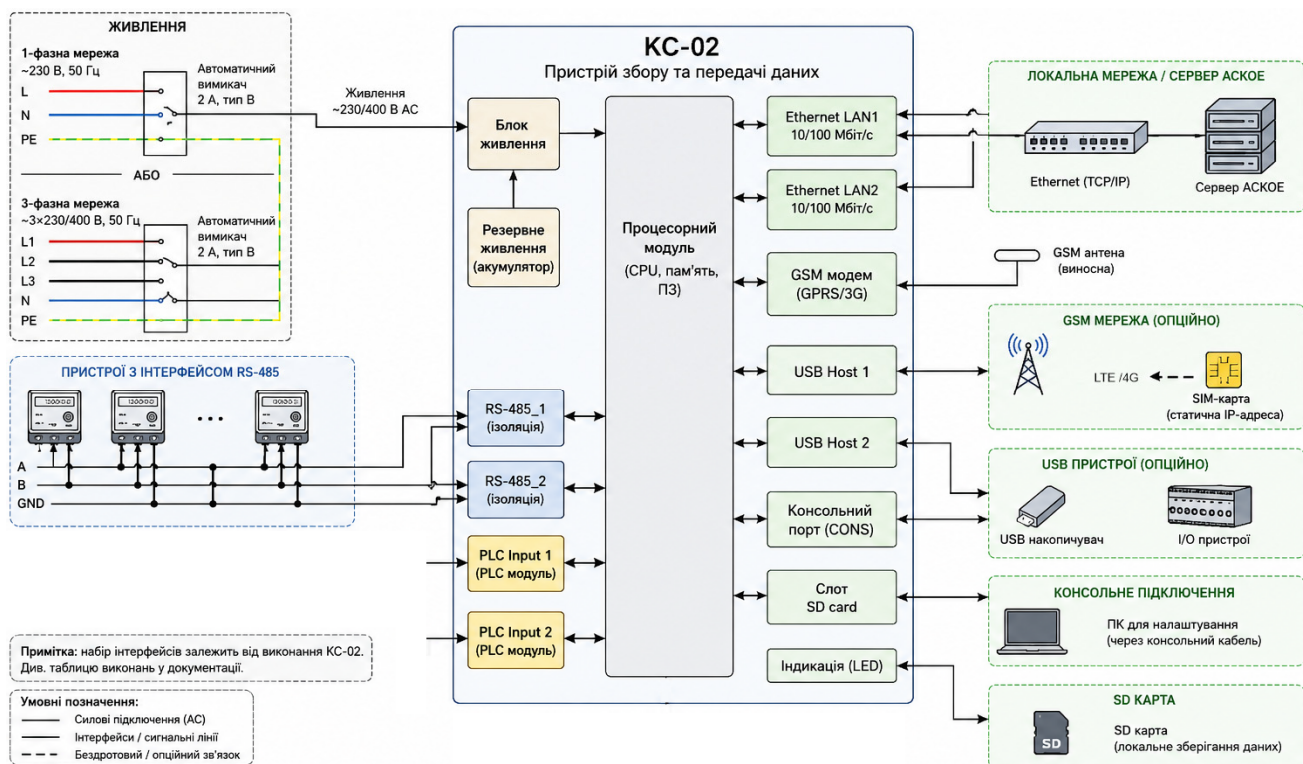


Рисунок 8.6. Структурна схема підключення контролеру збору даних NIK-RC-02

- інтерфейс локального доступу (Ethernet). Порти LAN резервуються для сервісного налаштування параметрів пристрою.

Функціональне призначення та програмні можливості NIK-KЦ-02 у межах спроектованої системи охоплюють такі технічні аспекти:

- безперервне автоматичне опитування підключених електронних лічильників за заданим циклічним розкладом (стандартним є опитування кожні 30 хвилин для формування комерційних графіків);

- конвертація промислових протоколів обміну даними між рівнем (Modbus RTU або фірмові стандарти лічильників) та рівнем сервера баз даних (TCP/IP);

- проміжне накопичення та надійне збереження інформації. Завдяки наявності місткої енергонезалежної пам'яті (та підтримці зовнішніх носіїв стандарту SD), контролер формує локальні архіви даних. Це повністю унеможливорює втрату комерційної інформації у разі тимчасових перебоїв у роботі стільникової мережі оператора. Після відновлення зв'язку пристрій автоматично досилає на сервер відсутні пакети даних;

- синхронізація системного часу. Контролер регулярно отримує точний час від сервера ОСР (через протокол NTP) і синхронізує внутрішні годинники всіх підпорядкованих лічильників, забезпечуючи сувору єдність часової сітки вимірювань;

- захист інформації. Передача даних здійснюється з використанням криптографічного шифрування трафіку та організації захищених VPN-тунелів, що мінімізує ризики кібератак та несанкціонованого доступу до комерційних даних.

Додатковим фактором надійності АСКОЕ є організація безперебійного живлення КЗД. Контролер НІК-КЦ-02 обладнаний вбудованим резервним джерелом живлення (акумуляторною батареєю). У випадку повної аварійної втрати напруги власних потреб на ГЗП, пристрій здатен підтримувати автономну роботу комунікаційних модулів протягом часу, достатнього для фіксації аварії та гарантованого відправлення тривожних повідомлень диспетчерській службі.

8.7 Аналіз та вибір каналів зв'язку для передачі даних

Каналом зв'язку (або трактом передачі інформації) називається сукупність технічних засобів і фізичного середовища, призначених для передачі стандартизованих повідомлень від джерела (передавача) до приймача. Фізичне середовище, по якому безпосередньо поширюються сигнали (кабелі, проводи, оптичне волокно, радіоефір), визначається як лінія зв'язку.

За напрямком передачі інформації канали класифікуються на:

- симплексні: передача здійснюється лише в одному напрямку;
- напівдуплексні: двостороння передача здійснюється по черзі (найпоширеніший варіант для послідовного опитування приладів обліку);
- дуплексні: одночасна двостороння передача інформації.

У сучасних АСКОЕ для передачі даних застосовуються провідні (електричні), оптичні та бездротові (електромагнітні) канали зв'язку.

Вита пара (Twisted Pair) – це найпоширеніший тип кабелю, що складається з однієї або кількох пар скручених між собою ізольованих мідних провідників (скручування мінімізує електромагнітні наведення). В АСКОЕ вита пара використовується у двох основних конфігураціях:

- промислова шина (стандарт RS-485): використовується екранована вита пара (STP) для об'єднання лічильників у шлейф на нижньому рівні. Завдяки диференційному способу передачі сигналу, цей інтерфейс має високу завадостійкість і дозволяє передавати дані на відстань до 1200 м;

- локальні мережі (Ethernet): застосовується для зв'язку між контролерами, комутаторами та серверами на швидкостях 100/1000 Мбіт/с у межах однієї будівлі або диспетчерського пункту.

- PLC (Power Line Communication): технологія передачі даних безпосередньо по силових електромережах (найчастіше на рівні 0,4 кВ). Її головна перевага – відсутність необхідності прокладати додаткові інформаційні кабелі. Проте суттєвими недоліками є залежність якості зв'язку від стану електромережі та високий рівень завад від

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		86

імпульсних блоків живлення споживачів. Технологія масово застосовується для побутового обліку, але майже не використовується на промислових об'єктах 10–35 кВ.

Волоконно-оптична лінія зв'язку (ВОЛЗ): інформація передається за допомогою світлових імпульсів по нитках з оптично прозорого матеріалу (скла чи пластику). Головна і абсолютна перевага ВОЛЗ для енергетики – повна несприйнятливість до будь-яких електромагнітних полів і завад, що дозволяє прокладати кабель безпосередньо по опорах високовольтних ПЛ у вигляді вбудованого в грозозахисний трос модуля (OPGW). Забезпечують величезну пропускну здатність. Недоліком є висока вартість матеріалів, монтажу та зварювання волокон. Використовуються переважно як магістральні канали між підстанціями та центральними серверами ОСР.

Стільникові мережі (LTE/4G, 3G): найбільш затребуваний спосіб організації зв'язку між рівнем підстанції та сервером. Перевагами є використання готової розгалуженої інфраструктури мобільних операторів та відсутність витрат на прокладання ліній. Сучасні модеми працюють у швидкісних мережах 4G/LTE, залишаючи стандарти 3G/GPRS як резервні. До недоліків належить залежність від працездатності обладнання провайдера та екранування радіосигналу масивними залізобетонними конструкціями підстанцій, що вимагає встановлення виносних зовнішніх антен.

LPWAN (LoRaWAN, NB-IoT): сучасні енергоефективні радіомережі дальнього радіусу дії. Забезпечують зв'язок на відстані до 10–15 км у відкритій місцевості та мають високу проникну здатність у забудовах. Застосовуються переважно для збору даних із розподілених точок технічного обліку. Їх обмеженням є низька швидкість передачі, що ускладнює збір масивних похвилинних профілів навантаження для комерційних цілей.

На базі проведеного аналізу характеристик та з огляду на специфіку спроектованої ГЗП (наявність сильних електромагнітних полів від комутаційного обладнання 10–35 кВ, зосередженість лічильників у межах одного закритого розподільного пристрою та віддаленість підстанції від інформаційного центру ОСР), у проєктованій АСКОЕ лінії зв'язку організовуються наступним чином:

Нижній рівень (локальна мережа збору даних): для передачі інформації від багатофункціональних лічильників Landis+Gyr та НІК до контролера збору даних (КЦ-02) приймається дротовий канал на базі екранованої крученої пари за напівдуплексним інтерфейсом RS-485. Це рішення гарантує максимальну завадостійкість та апаратну надійність у межах приміщення ЗРУ 10 кВ.

Верхній рівень (зовнішня мережа передачі даних): для інтеграції локального контролера підстанції з сервером збору даних приймається бездротовий стільниковий канал LTE/4G через вбудований у контролер модем. Зважаючи на можливе екранування сигналу металевими шафами комірок та стінами будівлі, передбачається використання зовнішньої виносної антени. Такий підхід забезпечує оптимальний баланс між швидкістю розгортання каналу, його вартістю та необхідною пропускну здатністю.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		87

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розроблено комплексний проєкт СЕП групи промислових споживачів, що живляться від ПС «Добровеличківка» 35/10 кВ. За результатами проєктування отримано такі основні результати:

За методом впорядкованих діаграм визначено розрахункові потужності структурних підрозділів. Сумарне навантаження на шинах 35 кВ ГЗП склало 8,0 МВт та 8,8 Мвар. На базі типових добових графіків (з урахуванням сезонності та режиму робочих/вихідних днів) побудовано графіки навантажень підприємств, що дозволило визначити річну витрату електроенергії, час використання максимуму навантаження та втрат.

На основі техніко-економічного порівняння двох варіантів (ПЛ 35 кВ із ГЗП проти КЛ 10 кВ із ЦРУ) за критерієм мінімуму зведених витрат до проєктування прийнято перший варіант. Схема передбачає спорудження двох ПЛ 35 кВ довжиною 12,2 км від ПС «Липняжка» та будівництво ГЗП 35/10 кВ із ремонтною перемичкою на роз'єднувачах.

Спроектовано двотрансформаторну ГЗП із силовими трансформаторами ТМН-6300-35/10 кВ. Для розподілу енергії в цехових мережах 10 кВ вибрано вісім двотрансформаторних та дві однострансформаторні ПС із трансформаторами ТМГ-630/10/0,4. Оптимізацію режимів реактивної потужності реалізовано шляхом встановлення конденсаторних установок КРМ-10-600У3 на стороні 10 кВ та КРМ-0,4 (450–200 квар) на стороні 0,4 кВ.

Розрахунок струмів КЗ у відносних базисних одиницях дозволив здійснити обґрунтований вибір високовольної апаратури. Встановлено вакуумні вимикачі ВР35НС-35-20/1600У1 та ВР1-10-20/630У3, вимикачі навантаження ВНРп-10/400-10У3, трансформатори струму ТЛК-10-3, запобіжники ПКТ-103-10-50-12,5У3, а також розраховано перерізи КЛ 10 кВ.

У спеціальному розділі спроектовано систему обліку електроспоживання. Вимірювальний рівень реалізовано на багатофункціональних лічильниках Landis+Gyr ZMY405 та НІК 2307 (комерційний облік) і НІК 2303 (технічний облік). Збір та консолідацію даних забезпечує КЗД НІК-КЦ-02. Впровадження цієї системи дозволить оперативно моніторити енергоспоживання, прогнозувати технологічні показники та виявляти резерви економії енергії.

Запропоновані у проєкті рішення повністю відповідають діючим нормативним вимогам і забезпечують надійне, економічно доцільне та безпечне функціонування СЕП підприємств.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		88

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
2. Василега П. О. Електропостачання: підручник. Суми: Сумський державний університет, 2019. 521 с.
3. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
4. Маліновський А. А. Основи електропостачання / А. А. Маліновський, Б. К. Хохулін. Львів: Видавництво Національного університет "Львівська політехніка", 2005.
5. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування. Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. 153 с.
6. Перехідні процеси в системах електропостачання: / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. Харків: ТОВ «В справі», 2016. – 260 с.
7. Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів./ Г. Г. Півняк, В. М. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен / За ред. Г. Г. Півняка. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2002.
8. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський та ін. М-во освіти і науки України, Центральнoукр. нац. техн. ун-т. Кропивницький: ЦНТУ, 2020. 274 с.
9. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
10. Рожков П. П., Рожкова С. Е. Контроль та облік електричної енергії: конспект лекцій. Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 107 с.
11. Коцар О. В. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Дніпро Середняк Т. К., 2017. 44 с.
12. Е570 серія 2 2G/4G 3-фазний електронний лічильник електроенергії трансформаторного включення. Керівництво користувача. Landis+Gyr. 118 с.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		89

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
2. Василега П. О. Електропостачання: підручник. Суми: Сумський державний університет, 2019. 521 с.
3. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
4. Маліновський А. А. Основи електропостачання / А. А. Маліновський, Б. К. Хохулін. Львів: Видавництво Національного університет "Львівська політехніка", 2005.
5. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування. Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. 153 с.
6. Перехідні процеси в системах електропостачання: / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. Харків: ТОВ «В справі», 2016. – 260 с.
7. Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів./ Г. Г. Півняк, В. М. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен / За ред. Г. Г. Півняка. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2002.
8. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський та ін. М-во освіти і науки України, Центральнoукр. нац. техн. ун-т. Кропивницький: ЦНТУ, 2020. 274 с.
9. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
10. Рожков П. П., Рожкова С. Е. Контроль та облік електричної енергії: конспект лекцій. Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 107 с.
11. Коцар О. В. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Дніпро Середняк Т. К., 2017. 44 с.
12. Е570 серія 2 2G/4G 3-фазний електронний лічильник електроенергії трансформаторного включення. Керівництво користувача. Landis+Gyr. 118 с.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		90

Додаток А. Перелік умовних позначень, символів, одиниць

Розділ 2.2:

$F_{\text{пш}}$ – площа промислового приміщення, м²;

p_0 – питома активна потужність, що споживає освітлювальне навантаження, кВт/м²;

n – кількість поверхів виробничого цеху, будівлі, шт.;

k_1 – коефіцієнт, що враховує втрати потужності в пускорегулювальній апаратурі світильника;

$k_{\text{п}}$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

$\text{tg}\varphi$ – коефіцієнт потужності.

Розділ 2.3:

n – кількість трансформаторів;

$\Delta P_{\text{х}}$ – втрати активної потужності в сталі трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{к}}$ – втрати активної потужності в обмотках трансформатора, кВт;

$I_{\text{хх}}$ – струм холостого ходу трансформатора, %;

$U_{\text{кз}}$ – напруга короткого замикання трансформатора, %;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

k_3 – коефіцієнт завантаження;

Розділ 3:

n – кількість підприємств підключених до ЦРУ 10 кВ, ГЗП;

x_i та y_i – координати i -го підприємства на генеральному плані;

$P_{\text{осв.}i}$ – освітлювальне розрахункове навантаження i -го підприємства, кВт;

Розділ 4:

$k_{\text{с.з}}$ – коефіцієнт зниження навантаження, внаслідок прокладки двох кабельних ліній у одній траншеї,

$k_{\text{ап}}$ – коефіцієнт аварійного перевантаження КЛ

C – поточні витрати по передачі та розподілу електроенергії, грн./рік;

$E_{\text{н}}$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – сумарні капіталовкладення в схему тис. грн.;

B – вартість втрат електроенергії, грн./рік;

Z – збитки від аварійної перерви в електропостачанні, які зумовлені рівнем надійності схеми, грн/рік;

K_i – вартість елемента схеми i -го варіанту;

c_0 – тариф на електроенергію, грн. / кВт·год;

$\Delta p_{\text{кл}}$ – питомі втрати активної потужності у кабельних лініях при повному навантаженні, кВт/км;

l – довжина кабельної лінії, км;

$n_{\text{ш}}$ – кількість лінійних шаф 10 кВ;

$\lambda_{\text{а.ш}}, \lambda_{\text{а.кл}}$ – параметри потоку відмов однієї ланки, 1/рік, відповідно, лінійної шафи, кабельної лінії;

$I_{\text{доп}}$ – тривало допустиме струмове навантаження кабелю, А.

Розділ 5:

$k_{\text{п}}$ – коефіцієнт аварійного перевантаження трансформаторів;

$S_{\text{па.р}}$ – розрахункова потужність у післяаварійному режимі, кВА.

Розділ 7:

x_0, r_0 – відповідно, питомий індуктивний та активний опори КЛ, Ом/км;

E'' – надперехідна ЕРС, в.о.;

$k_{\text{с.з}}$ – коефіцієнт зниження навантаження, внаслідок прокладки кількох КЛ у одній траншеї;

$k_{\text{ап}}$ – коефіцієнт аварійного перевантаження КЛ на час ліквідації аварії;

C – коефіцієнт, рівний 70, 100, $\text{А} \cdot \text{с}^{0.5} / \text{мм}^2$, відповідно, для КЛ -35 кВ, 10 кВ;

$t_{\text{в}}$ – час вимкнення струму КЗ, с;

$t_{\text{в.в}}$ – власний час відключення вимикача, с;

$t_{\text{рз.мах}}$ – максимальний час спрацювання релейного захисту;

β – нормоване значення вмісту аперіодичної складової у відключаємому струмі;

$I_{\text{відкл.ном}}$ – номінальний струм відключення, кА;

$I_{\text{найб}}$ – найбільший струм відключення, кА;

$k_{\text{п}}$ – коефіцієнт попиту;

Розділ 8:

Z_2 – вторинне навантаження ТС;

I_2 – вторинний номінальний струм ТС, А;

ρ – питомий опір проводів, Ом/м·мм²;

$r_{\text{к}}$ – опір контактних з'єднують у вимірювальному колі ТС, Ом;

$S_{\text{прил}}$ – споживана приладами потужність, В·А.

Додаток Б. Розрахунки графіків електричних навантажень

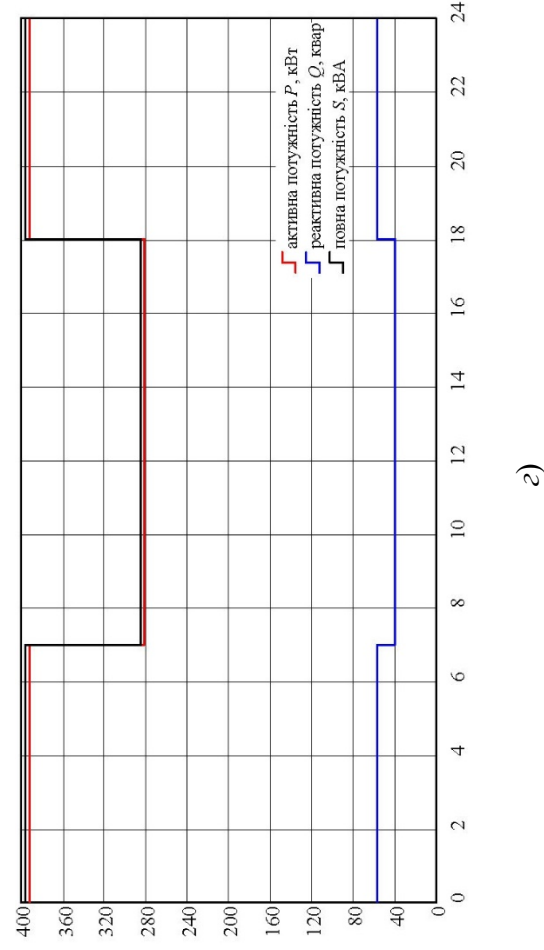
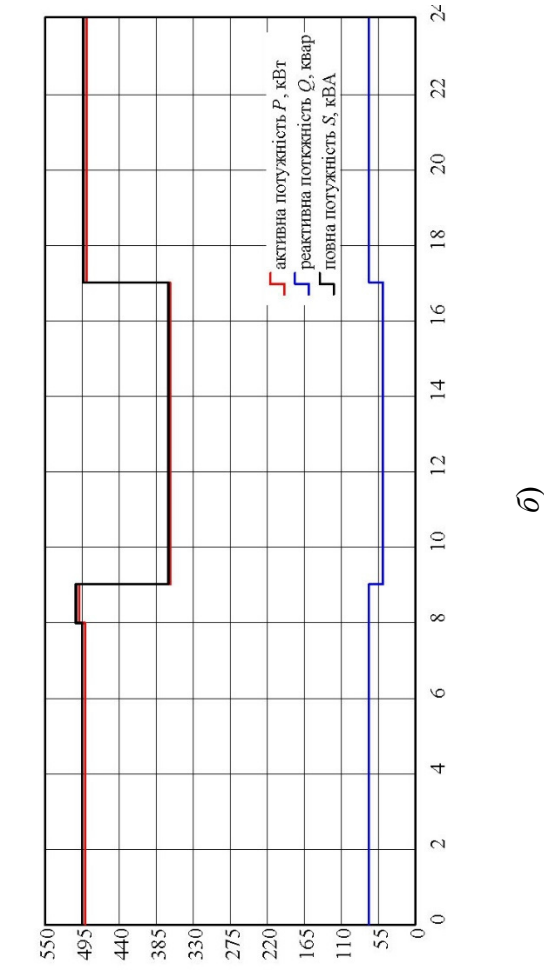
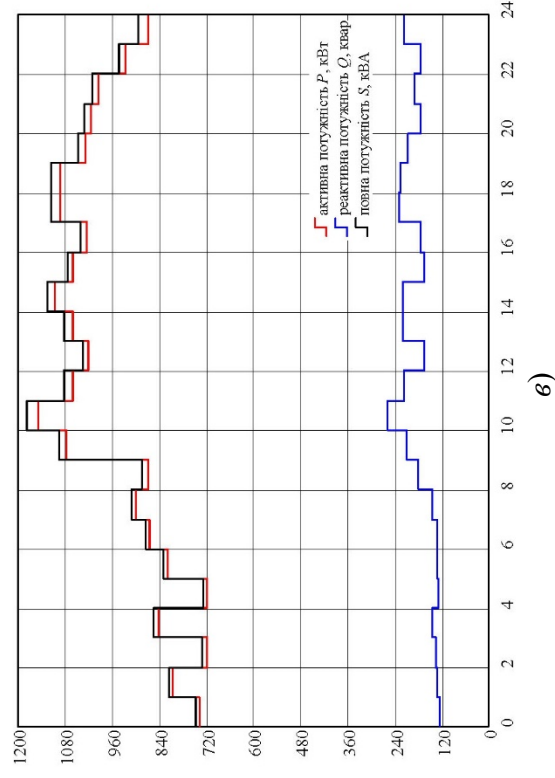
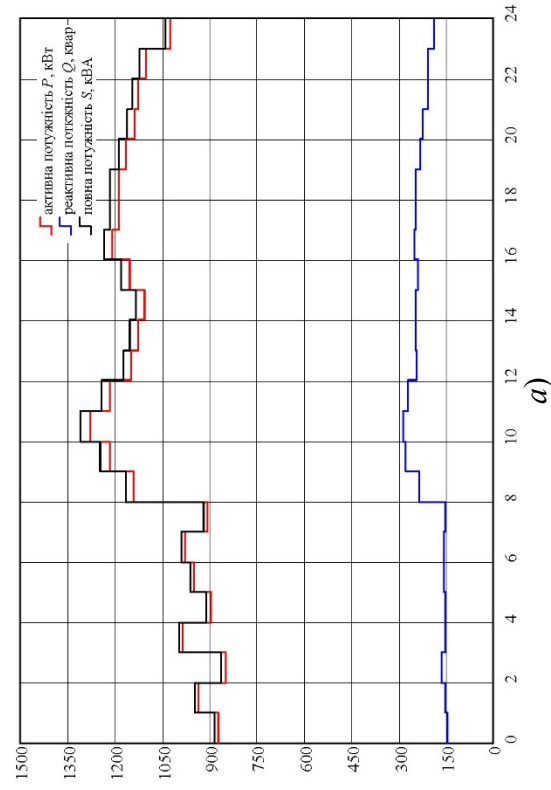


Рисунок Б.1 – Добові графіки електричних навантажень КП Добровеличківське РАБМО «Райагробуд»:
зимовий період: а) робоча доба; б) вихідна доба; літній період: в) робоча доба, г) вихідна доба

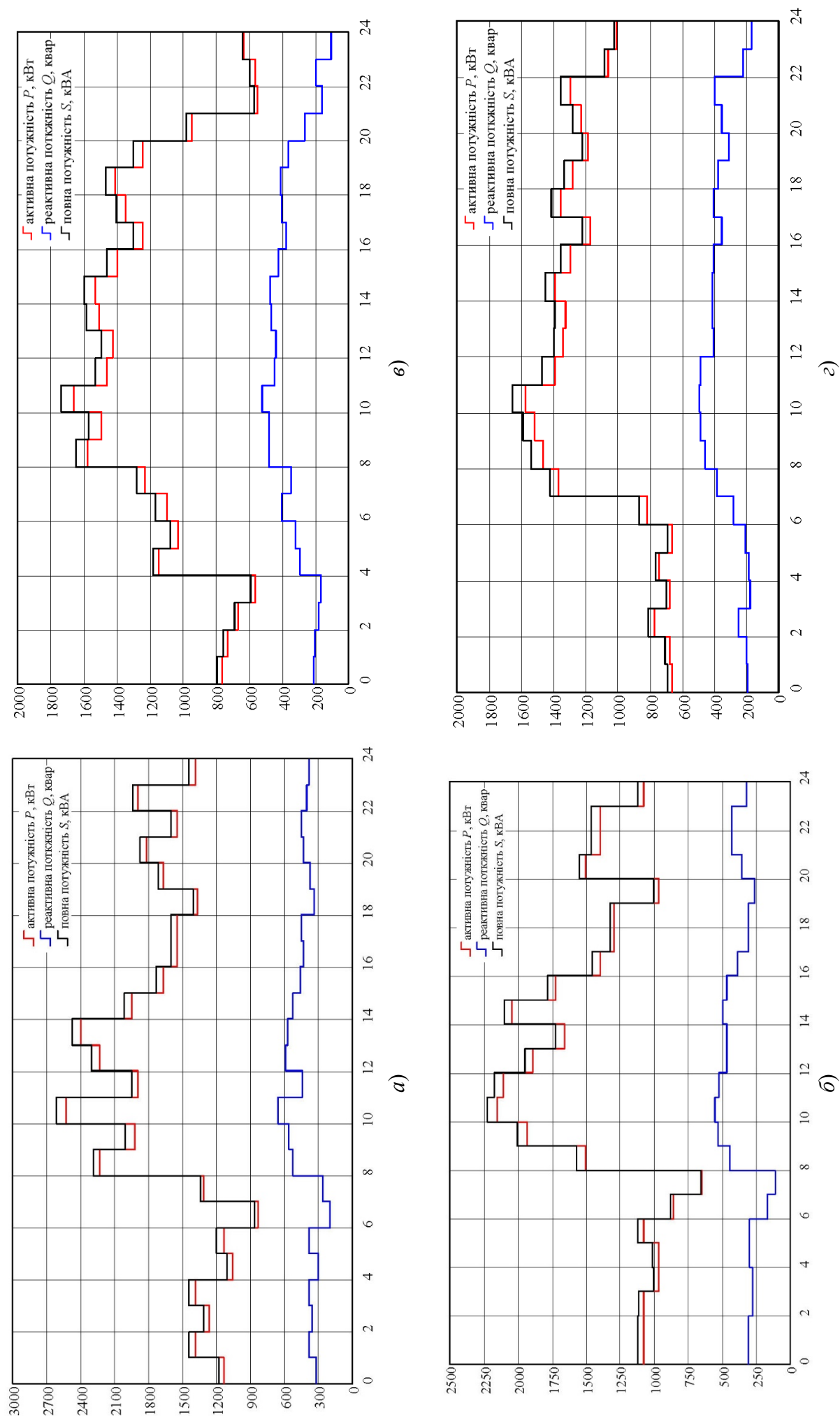


Рисунок Б.2 – Добові графіки електричних навантажень:
«Добровеличківський комбикормовий завод»: а) робоча, б) вихідна доба;
Хлібокомбінат «Добровеличківський РСТ»: в) робоча доба, г) вихідна доба

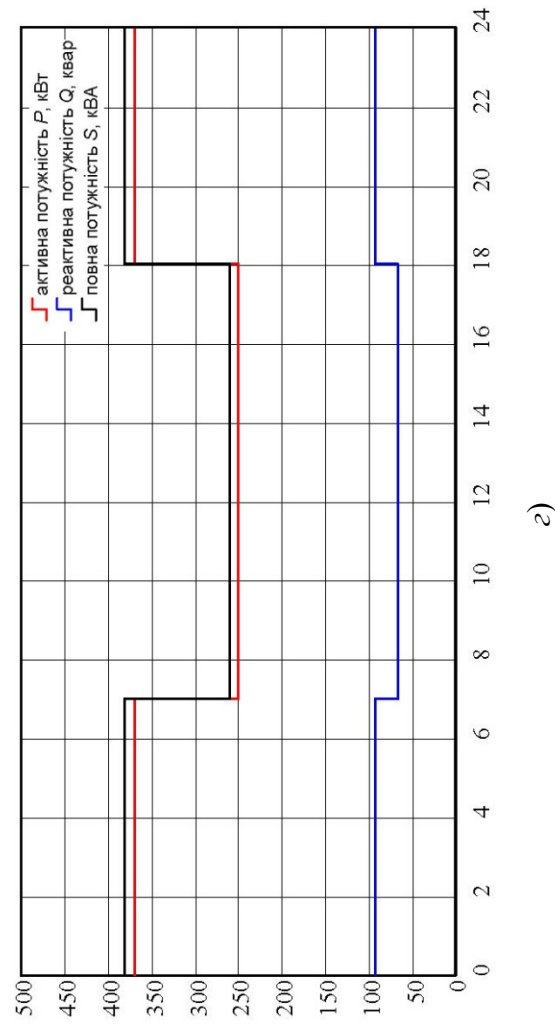
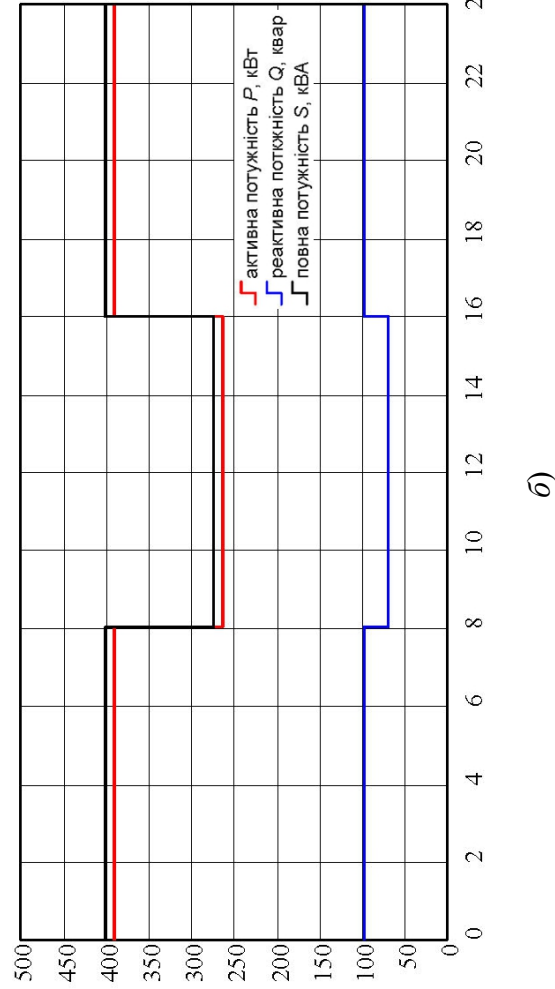
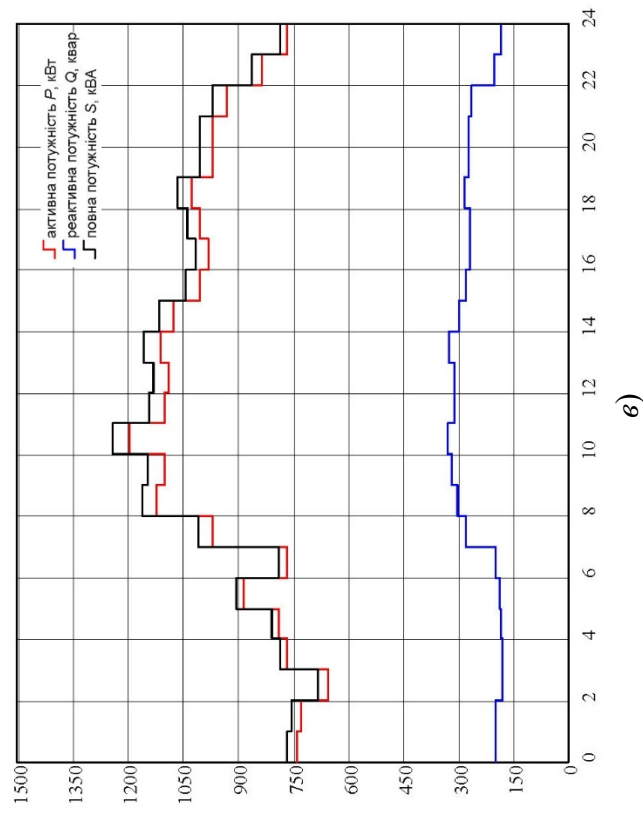
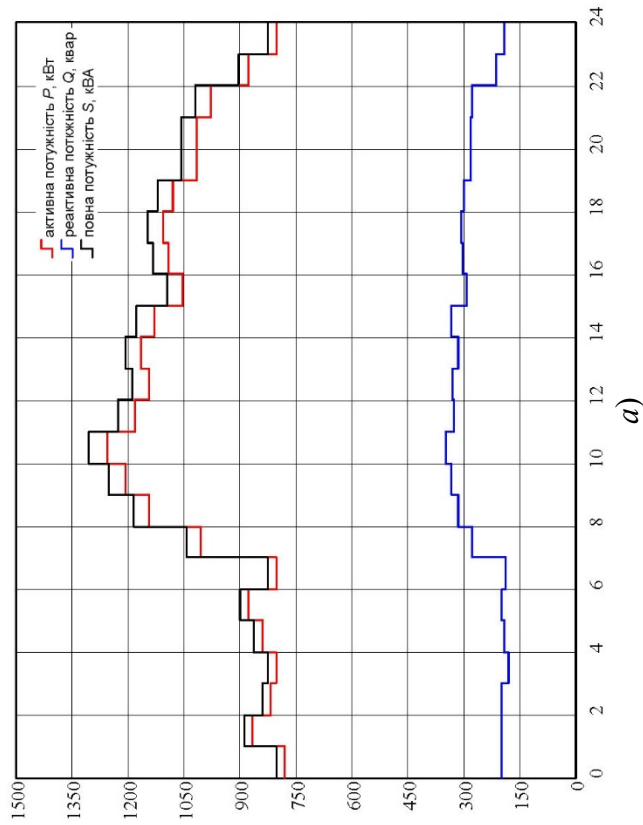


Рисунок Б.3 – Добові графіки електричних навантажень ВАТ «Добровеличківський консервний завод»:
зимовий період: а) робоча доба, б) вихідна доба; літній період: в) робоча доба, г) вихідна доба

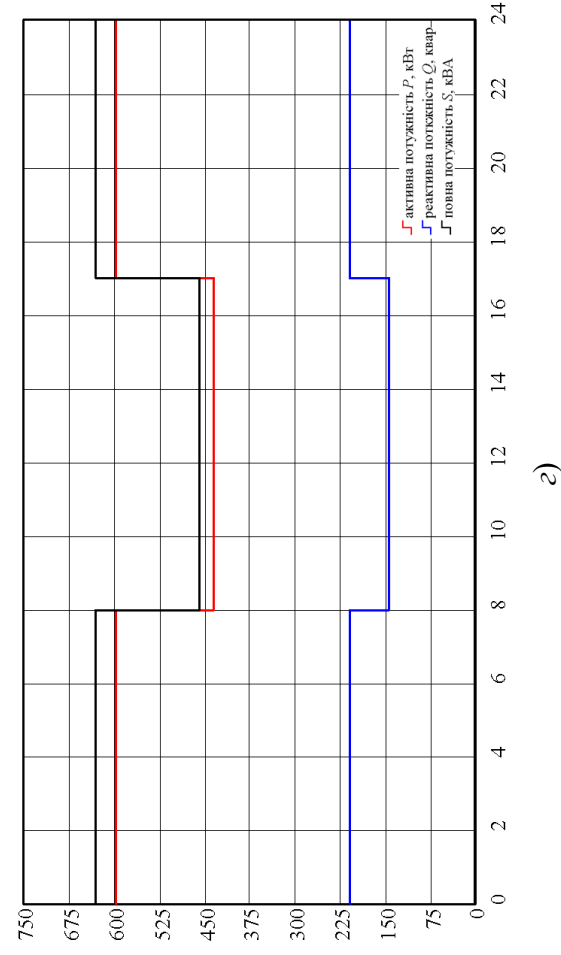
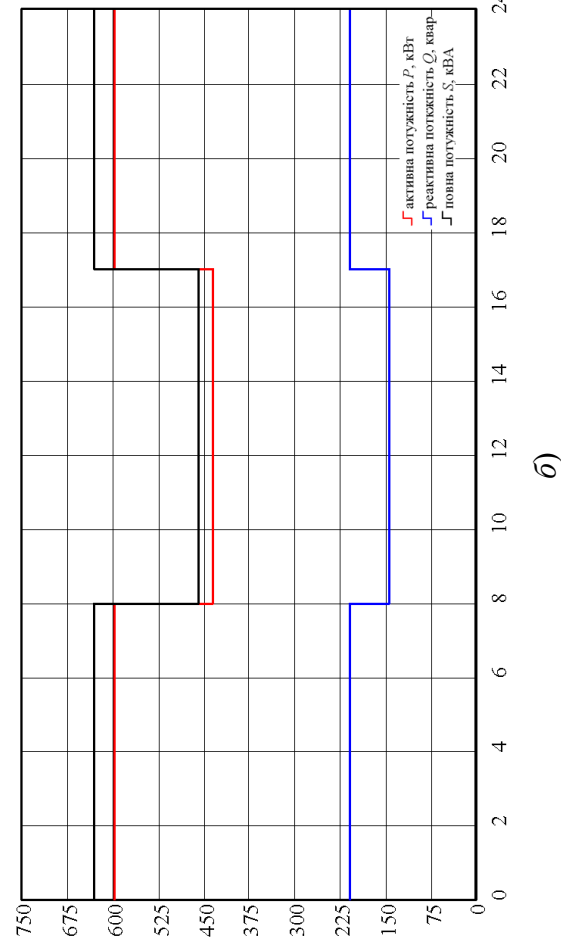
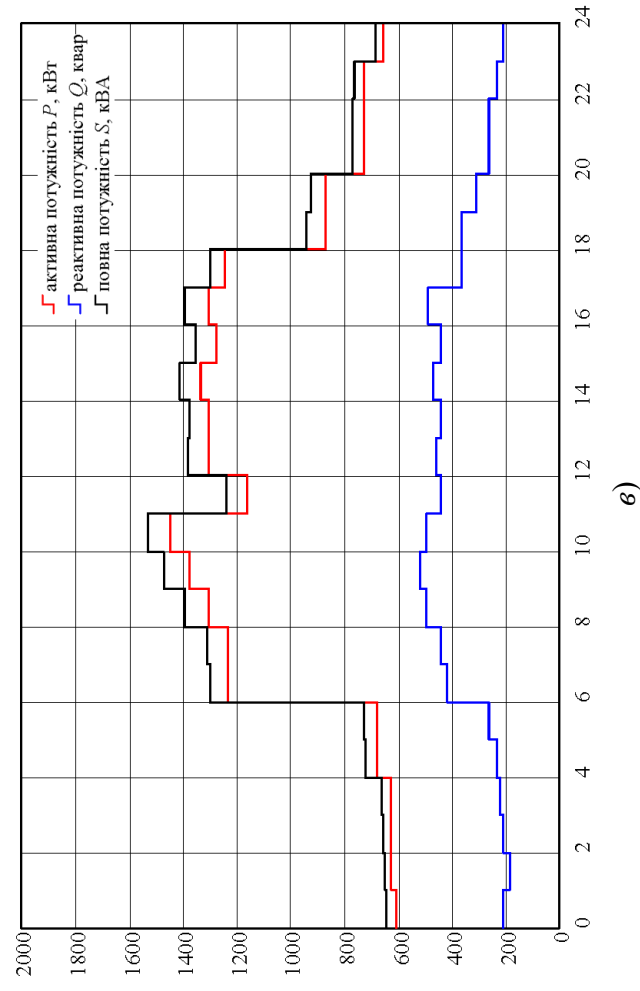
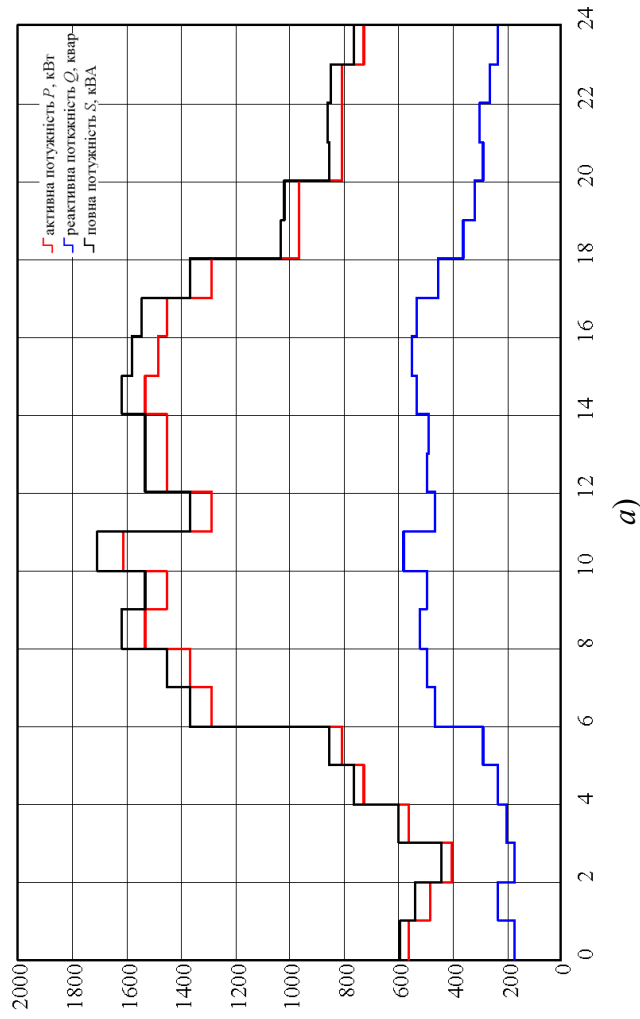


Рисунок Б.4 – Добові графіки електричних навантажень ВАТ «Добровеличківська райагротехніка»:
зимовий період: а) робоча доба, б) вихідна доба, літній період: в) робоча доба, г) вихідна доба

Таблиця Б.1. Розрахунок добових графіків активної, реактивної і повної потужностей
робочої зимової доби ГЗП (на стороні 35 кВ)

Номер інтервалу	Інтервал t , год	$n_{pi}, \%$	$P_{jз}, \text{кВт}$	$n_{qi}, \%$	$Q_{jз}, \text{квар}$	$S_{jз}, \text{кВА}$
1	0 – 1	49,4	3972,6	44,5	722,1	4037,7
2	1 – 2	52,9	4254,1	50,1	813,0	4331,1
3	2 – 3	48,0	3860,1	46,2	749,7	3932,2
4	3 – 4	51,7	4157,6	46,9	761,0	4226,7
5	4 – 5	56,1	4511,4	48,5	787,0	4579,6
6	5 – 6	57,7	4640,1	56,6	918,4	4730,1
7	6 – 7	60,1	4833,1	55,9	907,1	4917,5
8	7 – 8	70,0	5629,3	61,8	1002,8	5717,9
9	8 – 9	91,4	7350,2	86,6	1405,3	7483,3
10	9 – 10	87,5	7036,6	89,7	1455,6	7185,5
11	10 – 11	100,0	8041,8	100,0	1622,7	8203,9
12	11 – 12	84,5	6795,3	80,2	1301,4	6918,8
13	12 – 13	88,7	7133,1	87,9	1426,4	7274,3
14	13 – 14	91,9	7390,4	87,3	1416,6	7525,0
15	14 – 15	86,9	6988,3	87,7	1423,1	7131,8
16	15 – 16	81,1	6521,9	80,8	1311,1	6652,4
17	16 – 17	78,5	6312,8	77,7	1260,8	6437,5
18	17 – 18	77,7	6248,5	76,9	1247,9	6371,9
19	18 – 19	72,2	5806,2	67,8	1100,2	5909,5
20	19 – 20	72,8	5854,4	65,3	1059,6	5949,6
21	20 – 21	68,7	5524,7	63,0	1022,3	5618,5
22	21 – 22	60,0	4825,1	59,8	970,4	4921,7
23	22 – 23	62,9	5058,3	54,4	882,7	5134,7
24	23 – 24	54,9	4414,9	47,3	767,5	4481,2

Таблиця Б.2. Розрахунок добових графіків активної, реактивної і повної потужностей
вихідної зимової доби ГЗП (на стороні 35 кВ)

Номер інтервалу	Інтервал t , год	$n_{pi}, \%$	$P_{jз}, \text{кВт}$	$n_{qi}, \%$	$Q_{jз}, \text{квар}$	$S_{jз}, \text{кВА}$
1	0 – 1	40,5	3256,9	38,6	626,4	3316,6
2	1 – 2	43,1	3466,0	41,9	679,9	3532,1
3	2 – 3	40,8	3281,1	39,6	642,6	3343,4
4	3 – 4	41,1	3305,2	40,5	657,2	3369,9
5	4 – 5	44,2	3554,5	40,8	662,1	3615,6
6	5 – 6	43,7	3514,3	46,2	749,7	3593,3
7	6 – 7	40,9	3289,1	39,9	647,5	3352,2
8	7 – 8	48,2	3876,1	41,2	668,6	3933,4
9	8 – 9	59,9	4817,0	56,9	923,3	4904,7
10	9 – 10	53,7	4318,4	57,8	937,9	4419,1
11	10 – 11	62,9	5058,3	64,3	1043,4	5164,8
12	11 – 12	53,0	4262,2	50,1	813,0	4339,0
13	12 – 13	56,5	4543,6	57,6	934,7	4638,8
14	13 – 14	59,6	4792,9	57,7	936,3	4883,5
15	14 – 15	54,4	4374,7	55,6	902,2	4466,8
16	15 – 16	49,5	3980,7	50,2	814,6	4063,2
17	16 – 17	47,7	3835,9	47,9	777,3	3913,9
18	17 – 18	52,3	4205,9	52,9	858,4	4292,6
19	18 – 19	51,0	4101,3	47,4	769,2	4172,8
20	19 – 20	52,6	4230,0	47,6	772,4	4299,9
21	20 – 21	50,8	4085,2	46,7	757,8	4154,9
22	21 – 22	42,7	3433,8	43,8	710,7	3506,6
23	22 – 23	47,1	3787,7	42,5	689,6	3850,0
24	23 – 24	41,9	3369,5	38,1	618,2	3425,8

Таблиця Б.3. Розрахунок добових графіків активної, реактивної повної потужностей
робочої літньої доби ГЗП (на стороні 35 кВ)

Номер інтервалу	Інтервал t , год	$n_{pi}, \%$	$P_{jl}, \text{кВт}$	$n_{qj}, \%$	$Q_{jl}, \text{квар}$	$S_{jl}, \text{кВА}$
1	0 – 1	50,9	3692,1	49,1	709,9	3759,8
2	1 – 2	52,0	3771,9	48,6	702,7	3836,8
3	2 – 3	51,1	3706,6	49,5	715,7	3775,1
4	3 – 4	51,5	3735,7	47,2	682,4	3797,5
5	4 – 5	51,8	3757,4	49,0	708,5	3823,6
6	5 – 6	54,8	3975,0	51,3	741,7	4043,6
7	6 – 7	60,4	4381,2	53,3	770,6	4448,5
8	7 – 8	68,2	4947,0	59,5	860,3	5021,3
9	8 – 9	83,4	6049,6	87,3	1262,2	6179,9
10	9 – 10	93,1	6753,2	96,6	1396,7	6896,1
11	10 – 11	100,0	7253,7	100,0	1445,8	7396,4
12	11 – 12	90,6	6571,9	93,2	1347,5	6708,6
13	12 – 13	88,4	6412,3	84,9	1227,5	6528,7
14	13 – 14	85,9	6230,9	87,4	1263,7	6357,8
15	14 – 15	92,3	6695,2	89,1	1288,2	6818,0
16	15 – 16	84,5	6129,4	82,7	1195,7	6244,9
17	16 – 17	78,1	5665,1	77,3	1117,6	5774,3
18	17 – 18	79,7	5781,2	72,2	1043,9	5874,7
19	18 – 19	73,9	5360,5	71,6	1035,2	5459,5
20	19 – 20	66,8	4845,5	62,4	902,2	4928,7
21	20 – 21	72,4	5251,7	66,9	967,3	5340,0
22	21 – 22	71,1	5157,4	73,3	1059,8	5265,1
23	22 – 23	65,7	4765,7	61,2	884,8	4847,1
24	23 – 24	58,1	4214,4	52,4	757,6	4282,0

Таблиця Б.4. Розрахунок добових графіків активної, реактивної і повної потужностей
вихідної літньої доби ГЗП (на стороні 35 кВ)

Номер інтервалу	Інтервал t , год	$n_{pi}, \%$	$P_{jl}, \text{кВт}$	$n_{qj}, \%$	$Q_{jl}, \text{квар}$	$S_{jl}, \text{кВА}$
1	0 – 1	40,0	2901,5	40,3	582,7	2959,4
2	1 – 2	40,2	2916,0	40,5	585,6	2974,2
3	2 – 3	41,4	3003,0	41,2	595,7	3061,5
4	3 – 4	38,7	2807,2	38,0	549,4	2860,4
5	4 – 5	39,6	2872,5	39,7	574,0	2929,3
6	5 – 6	40,0	2901,5	40,6	587,0	2960,3
7	6 – 7	39,2	2843,5	35,9	519,1	2890,4
8	7 – 8	38,6	2799,9	32,9	475,7	2840,0
9	8 – 9	51,2	3713,9	55,9	808,2	3800,8
10	9 – 10	57,5	4170,9	62,2	899,3	4266,7
11	10 – 11	61,2	4439,3	63,9	923,9	4534,4
12	11 – 12	58,1	4214,4	61,9	895,0	4308,4
13	12 – 13	54,6	3960,5	55,2	798,1	4040,1
14	13 – 14	51,3	3721,1	55,3	799,5	3806,1
15	14 – 15	57,2	4149,1	57,2	827,0	4230,7
16	15 – 16	51,7	3750,2	55,2	798,1	3834,1
17	16 – 17	45,8	3322,2	47,9	692,6	3393,6
18	17 – 18	46,9	3402,0	45,4	656,4	3464,7
19	18 – 19	51,0	3699,4	48,2	696,9	3764,5
20	19 – 20	45,5	3300,4	42,6	615,9	3357,4
21	20 – 21	53,2	3859,0	50,6	731,6	3927,7
22	21 – 22	52,6	3815,4	56,5	816,9	3901,9
23	22 – 23	49,5	3590,6	49,1	709,9	3660,1
24	23 – 24	44,6	3235,2	40,4	584,1	3287,5

Таблиця Б.5. Розрахунок річних графіків за активної, реактивної та повної потужностей

№ п/п	Тривалість ступеня T , год	Потужність P , кВт	Тривалість ступеня T , год	Потужність Q , квар	Тривалість ступеня T , год	Потужність S , кВА
1	2	3	4	5	6	7
1	147	8041,8	147	1622,7	147	8203,9
2	147	7390,4	147	1455,6	147	7525,0
3	147	7350,2	147	1426,4	147	7483,3
4	105	7253,7	147	1423,1	105	7396,4
5	147	7133,1	147	1416,6	147	7274,3
6	147	7036,6	147	1405,3	147	7185,5
7	147	6988,3	147	1311,1	147	7131,8
8	147	6795,3	147	1301,4	147	6918,8
9	105	6753,2	147	1260,8	105	6896,1
10	105	6695,2	147	1247,9	105	6818,0
11	105	6571,9	147	1100,2	105	6708,6
12	147	6521,9	147	1059,6	147	6652,4
13	105	6412,3	65	1043,4	105	6528,7
14	147	6312,8	147	1022,3	147	6437,5
15	147	6248,5	147	1002,8	147	6371,9
16	105	6230,9	147	970,4	105	6357,8
17	105	6129,4	65	937,9	105	6244,9
18	105	6049,6	65	936,3	105	6179,9
19	147	5854,4	65	934,7	147	5949,6
20	147	5806,2	48	923,9	147	5909,5
21	105	5781,2	105	923,9	105	5874,7
22	105	5665,1	65	923,3	105	5774,3
23	147	5629,3	147	918,4	147	5717,9
24	147	5524,7	147	907,1	147	5618,5
25	105	5360,5	65	902,2	105	5459,5
26	105	5251,7	48	899,3	105	5340,0
27	105	5157,4	105	899,3	105	5265,1
28	65	5058,3	48	895,0	65	5164,8
29	147	5058,3	105	895,0	147	5134,7
30	105	4947,0	147	882,7	105	5021,3
31	105	4845,5	65	858,4	105	4928,7
32	147	4833,1	105	827,0	147	4921,7
33	147	4825,1	48	827,0	147	4917,5
34	65	4817,0	105	816,9	65	4904,7
35	65	4792,9	48	816,9	65	4883,5
36	105	4765,7	65	814,6	105	4847,1
37	147	4640,1	65	813,0	147	4730,1
38	65	4543,6	147	813,0	65	4638,8
39	147	4511,4	48	808,2	147	4579,6
40	48	4439,3	105	808,2	48	4534,4
41	147	4414,9	105	799,5	147	4481,2
42	105	4381,2	48	799,5	65	4466,8
43	65	4374,7	105	798,1	105	4448,5
44	65	4318,4	48	798,1	65	4419,1
45	65	4262,2	48	798,1	65	4339,0
46	147	4254,1	105	798,1	147	4331,1

Продовження табл. Б.5.

1	2	3	4	5	6	7
47	65	4230,0	147	787,0	48	4308,4
48	48	4214,4	65	777,3	65	4299,9
49	105	4214,4	65	772,4	65	4292,6
50	65	4205,9	65	769,2	105	4282,0
51	48	4170,9	147	767,5	48	4266,7
52	147	4157,6	147	761,0	48	4230,7
53	48	4149,1	65	757,8	147	4226,7
54	65	4101,3	147	749,7	65	4172,8
55	65	4085,2	65	749,7	65	4154,9
56	65	3980,7	48	731,6	65	4063,2
57	105	3975,0	105	731,6	105	4043,6
58	147	3972,6	147	722,1	48	4040,1
59	48	3960,5	65	710,7	147	4037,7
60	65	3876,1	105	709,9	65	3933,4
61	147	3860,1	48	709,9	147	3932,2
62	48	3859,0	105	696,9	48	3927,7
63	65	3835,9	48	696,9	65	3913,9
64	48	3815,4	105	692,6	48	3901,9
65	65	3787,7	48	692,6	65	3850,0
66	105	3771,9	65	689,6	105	3836,8
67	105	3757,4	65	679,9	48	3834,1
68	48	3750,2	65	668,6	105	3823,6
69	105	3735,7	65	662,1	48	3806,1
70	48	3721,1	65	657,2	48	3800,8
71	48	3713,9	105	656,4	105	3797,5
72	105	3706,6	48	656,4	105	3775,1
73	48	3699,4	65	647,5	48	3764,5
74	105	3692,1	65	642,6	105	3759,8
75	48	3590,6	65	626,4	48	3660,1
76	65	3554,5	65	618,2	65	3615,6
77	65	3514,3	48	615,9	65	3593,3
78	65	3466,0	105	615,9	65	3532,1
79	65	3433,8	48	595,7	65	3506,6
80	48	3402,0	105	595,7	48	3464,7
81	65	3369,5	105	587,0	65	3425,8
82	48	3322,2	48	587,0	48	3393,6
83	65	3305,2	105	585,6	65	3369,9
84	48	3300,4	48	585,6	48	3357,4
85	65	3289,1	105	584,1	65	3352,2
86	65	3281,1	48	584,1	65	3343,4
87	65	3256,9	48	582,7	65	3316,6
88	48	3235,2	105	582,7	48	3287,5
89	48	3003,0	105	574,0	48	3061,5
90	48	2916,0	48	574,0	48	2974,2
91	48	2901,5	48	549,4	48	2960,3
92	48	2901,5	105	549,4	48	2959,4
93	48	2872,5	48	519,1	48	2929,3
94	48	2843,5	105	519,1	48	2890,4
95	48	2807,2	105	475,7	48	2860,4
96	48	2799,9	48	475,7	48	2840,0
Всього	8760		8760		8760	