

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
“ ____ ” _____2024р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ
ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**«Обґрунтування системи енергетичного контролю
промислового підприємства з впровадженням
енергоаудиту та енергозбереження»**

Виконав здобувач вищої освіти
ІІ курсу магістратури, групи ЕНМ-23М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Владислав ВОЗНЮК

« ____ » _____2024 р.

Керівник роботи професор, к.т.н.

_____Петро ПЛІШКОВ

« ____ » _____2024 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Енергетичний менеджмент»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Вознюк Владислав Вячеславович

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Обґрунтування системи енергетичного контролю
промислового підприємства з впровадженням енергоаудиту та
енергозбереження

Study of the energy control system of an industrial enterprise with the introduction of
energy audit and energy saving

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

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 12.12.2024 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) _____
Вступ; Етапи розвитку енергетичного контролю; Порядок оформлення
результатів обліку енергоресурсів на підприємствах; Організація системи
контролю та обліку споживання енергоресурсів; Реалізація схем енергетичного
контролю підприємства та системи обліку енергоресурсів; Проведення
енергоаудиту насосних установок; Впровадження заходів з енергозбереження
для насосних установок; Висновки

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>07.10.24</i>	
2	<i>Етапи розвитку енергетичного контролю</i>	<i>15.10.24</i>	
3	<i>Порядок оформлення результатів обліку енергоресурсів на підприємствах</i>	<i>22.10.24</i>	
4	<i>Організація системи контролю та обліку споживання енергоресурсів</i>	<i>04.11.24</i>	
5	<i>Реалізація схем енергетичного контролю підприємства та системи обліку енергоресурсів;</i>	<i>12.11.24</i>	
6	<i>Проведення енергоаудиту насосних установок</i>	<i>18.11.24</i>	
7	<i>Впровадження заходів з енергозбереження для насосних установок</i>	<i>24.11.24</i>	
8	<i>Висновки</i>	<i>02.12.24</i>	
9	<i>Оформлення пояснювальної записки ВКР</i>	<i>08.12.24</i>	
10	<i>Оформлення презентаційної частини ВКР</i>	<i>10.12.24</i>	

Дата видачі завдання
Підпис керівника _____

«___» _____ 2024 р.
Петро ПЛЄШКОВ

Завдання прийнято до виконання
Підпис здобувача _____

«___» _____ 2024 р.
Владислав ВОЗНЮК

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 126 с.; 19 рис.; 14 табл.; 18 джерел.

Вознюк В.В. Обґрунтування системи енергетичного контролю промислового підприємства з впровадженням енергоаудиту та енергозбереження. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2024 рік.

Об'єктом досліджень є системи енергетичного контролю.

Предмет досліджень – насосні установки.

Метою кваліфікаційної роботи є обґрунтування системи енергетичного контролю промислового підприємства з впровадженням енергоаудиту та енергозбереження.

Основною задачею роботи є організація системи контролю та обліку споживання енергоресурсів. Дослідження показали, що система обліку має бути адаптована до сучасних економічних умов та технологічного середовища, включаючи схеми електричних мереж, режими роботи та інфраструктуру енергетичної системи, де функціонують як оптові, так і роздрібні ринки. В роботі детально обґрунтовано вибір системи комерційного та технічного контролю і обліку енергоресурсів.

Значну увагу приділено найбільш енергоємній виробничій системі, одному з суб'єктів енергозбереження – насосним установкам. Було проведено енергоаудит насосних установок, спрямований на зниження енергоспоживання та досягнення економічних переваг.

В роботі наведено порядок оформлення результатів обліку енергоресурсів на підприємствах.

Дані, отримані в ході енергетичного контролю та аудиту, є важливим ресурсом для планування і впровадження подальших змін у виробничих процесах. Вони дають змогу виявити проблемні ділянки, де можливе енергозбереження, та розробити ефективні стратегії для підвищення енергоефективності.

Ключові слова: енергетичний аудит, системи контролю, енергозбереження, паливно-енергетичні ресурси, оптимальність електроспоживання, раціональність електро-використання, маркетинг енергії, енергоефективність.

ANNOTATION

Qualification work: 126 p.; Fig. 19; 14 tables; 18 sources.

Vozniuk V.V. Justification of the energy control system of the industrial enterprise with the introduction of energy audit and energy saving. - Manuscript.

Master's thesis on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Energy Management". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2024.

The object of research is energy control systems.

The subject of research is pumping installations.

The purpose of the qualification work is to substantiate the energy control system of the industrial enterprise with the introduction of energy audit and energy saving.

The main task of the work is the organization of the system of control and accounting of energy consumption. Studies have shown that the accounting system must be adapted to the current economic conditions and technological environment, including electrical network schemes, operating modes and infrastructure of the energy system, where both wholesale and retail markets function. In the work, the choice of a system of commercial and technical control and accounting of energy resources is justified in detail.

Considerable attention is paid to the most energy-intensive production system, one of the subjects of energy saving - pumping units. An energy audit of pumping units was conducted, aimed at reducing energy consumption and achieving economic benefits.

The paper describes the procedure for processing the results of energy resource accounting at enterprises.

The data obtained during energy control and audit is an important resource for planning and implementing further changes in production processes. They make it possible to identify problem areas where energy savings are possible and to develop effective strategies to increase energy efficiency.

Key words: energy audit, control systems, energy saving, fuel and energy resources, optimality of electricity consumption, rationality of electricity use, energy marketing, energy efficiency.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	6
1	ЕТАПИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОНТРОЛЮ.....	8
2	ПОРЯДОК ОФОРМЛЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ОБЛІКУ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ НА ПІДПРИЄМСТВАХ.....	13
2.1.	Юридичне оформлення відповідальних за споживання та облік енергоресурсів на підприємстві.....	13
2.2.	Межа розподілу відповідальності постачальника та споживача.	14
3	ОРГАНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ТА ОБЛІКУ СПОЖИВАННЯ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ.....	16
3.1.	Контроль та енергооблік промислових підприємств.....	16
3.2.	Технічні засоби обліку. Вимоги до їх конструкції та технічного стану, умов монтажу.	22
3.3.	Цифрові електронні лічильники для обліку електроенергії.....	24
3.4.	Види і методи вимірювання електричних режимів.....	38
3.5.	Перевірка засобів обліку енергоспоживання. Метрологічні аспекти системи обліку енергоресурсів.....	43
4	РЕАЛІЗАЦІЯ СХЕМ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОНТРОЛЮ ПІДПРИЄМСТВА ТА СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ..	53
4.1.	Обґрунтування вибору системи комерційного та технічного контролю і обліку енергоресурсів.....	53
4.2.	Розробка системи комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання.....	57
4.3.	Вибір комплексних схем обліку та допоміжних технічних засобів контролю за електроспоживанням.....	59
4.4.	Вибір електричних схем підключення комплексних систем, лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги.....	61
4.5.	Розрахунок метрологічних характеристик системи обліку електроспоживання.....	68

5	ПРОВЕДЕННЯ ЕНЕРГОАУДИТУ НАСОСНИХ УСТАНОВОК	75
5.1.	Загальні відомості про енергетичний аудит.....	75
5.2.	Особливості розподілу енергії в насосних агрегатах.....	77
5.3.	Аналітичне визначення складових енергобалансу насосних систем.....	82
6	ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ДЛЯ НАСОСНИХ УСТАНОВОК.....	95
6.1.	Основні можливості енергозбереження для насосних установок..	95
6.2.	Засоби економії електроенергії для систем водоспоживання.....	97
6.3.	Економічна оцінка ефективності впровадження енергозберігаючих заходів.....	98
6.4.	Оцінка ефективності заміни недовантаженою двигуна двигуном меншої потужності.....	103
6.5.	Оцінка ефективності заміни насосів застарілих типів на сучасні..	105
6.6.	Оцінка ефективності застосування регулювання продуктивності шляхом зміни частоти обертання.....	106
6.7.	Економічний ефект за рахунок зменшення витоків в подаючих системах.....	107
6.8.	Встановлення індивідуальної компенсації електроприводу насоса.....	108
7	ОХОРОНА ПРАЦІ НА ПРИ ВИПРОБОВУВАННІ, МОНТАЖІ ТА ДОСЛІДЖЕННІ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ...	112
7.1.	Заходи по усуненню небезпечних факторів при експлуатації та монтажі вимірювальних трансформаторів.	112
7.2.	Розрахунок контуру заземлення.....	119
	ВИСНОВКИ.....	122
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	124

ВСТУП

Енергетичний контроль на підприємстві передбачає систематичний збір, обробку та подання даних про енергетичні системи підприємства з метою виявлення недоліків, підвищення енергоефективності та скорочення енергоспоживання.

Ключовим елементом енергетичного контролю є інформація, яка дає повне розуміння про надходження та споживання енергії на підприємстві. Ці дані повинні бути детальними та включати різні параметри енергетичних потоків, такі як електроенергія, теплоносії та інші середовища, що використовуються у виробничих процесах. Інформація має відображати як загальні обсяги енергії, спожиті або розподілені за певні періоди, так і точні дані про розподіл енергії між підрозділами, виробничими вузлами та окремими споживачами.

Другим важливим елементом енергетичного контролю є інформаційний блок, який виявляє слабкі місця в системах енергопостачання та енергоспоживання на підприємстві. Цей блок містить рекомендації для усунення цих недоліків і підвищення енергоефективності. Він ґрунтується на ретельному аналізі даних першого блоку й пропонує шляхи вдосконалення систем, а також оцінює ефективність реалізації запропонованих рішень. Ключовим аспектом цього блоку є правильне визначення пріоритетних заходів і врахування їх взаємозв'язку для досягнення максимального результату.

Дані, отримані в ході енергетичного контролю та аудиту, є важливим ресурсом для планування і впровадження подальших змін у виробничих процесах. Вони дають змогу виявити проблемні ділянки, де можливе енергозбереження, та розробити ефективні стратегії для підвищення енергоефективності. Окрім цього, інформаційний блок аудиту допомагає зрозуміти слабкі місця в системах енергопостачання та енергоспоживання, а також визначити шляхи їх покращення.

Отримання такої інформації стає особливо важливим, коли на підприємстві виникають технічні або організаційні труднощі з системами контролю та обліку енергії, і отримати точні дані самостійно стає складно або неможливо. Енергоаудит дозволяє систематизувати ці дані та надати підприємству інструменти для покращення його енергетичних систем.

1 ЕТАПИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОНТРОЛЮ

Питання точного обліку електроенергії на всіх етапах її виробництва, передачі та споживання вже давно набуло особливої важливості. Наразі багато промислових підприємств у країні пропонують встановлення різних типів приладів та інформаційно-вимірювальних систем, що забезпечують контроль і облік енергії на різних рівнях.

З позиції енергетичного обліку, стандартна структура промислового підприємства складається з ієрархії промислово-організаційних одиниць (об'єднання-підприємство-цех-ділянка-споживач) та комерційно незалежних, але пов'язаних через енергоспоживання, структур (абонент та субабонент). До цього додаються власні джерела енергоресурсів, такі як котельні, а також невикористані господарські об'єкти, як-от дитсадки, гуртожитки, профілакторії, бази відпочинку тощо. Промислове підприємство разом із своєю інфраструктурою отримує енергоресурси від різних постачальників: електроенергію — від енергомережі, газ — через газопровід облгазу, теплофікаційну воду для опалення та гарячу воду для побутових потреб — від теплопостачальних компаній, а холодну воду — від водоканалу. Облік енергоресурсів певною мірою ведеться як постачальниками, так і самими промисловими споживачами. Економічні та технічні вимоги до системи обліку енергії формуються під впливом розвитку відносин між постачальниками та споживачами енергоресурсів, а також завдяки вдосконаленню технологій обліку й автоматизації. [2]

У часи, коли енергоресурси були дешевими, а їх постачальники мали абсолютну монополію, приладний облік енергоресурсів був досить обмеженим і умовним, оскільки витрати на його впровадження часто не виправдовували очікуваного результату в умовах адміністративно-командної економіки. У промисловості облік енергії, а особливо його автоматизацію, в першу чергу запроваджували керівники великих енергоємних підприємств.

Більшість компаній здійснювала розрахунки з постачальниками енергоресурсів, використовуючи показники приладів з обмеженою точністю і надійністю, що вимагали ручного збору даних через зчитування з табло або самописців. Витрати на такий облік енергії для підприємств компенсувалися невисокою ціною енергоресурсів і директивним збутом будь-якої продукції в рамках планової економіки. Економічна ситуація минулих років сприяла приблизному і умовному обліку енергії, який лише грубо відображав фактичне споживання енергії. Це відображалось в застосуванні простих тарифів на основний енергоресурс — електроенергію (рис. 1.3).

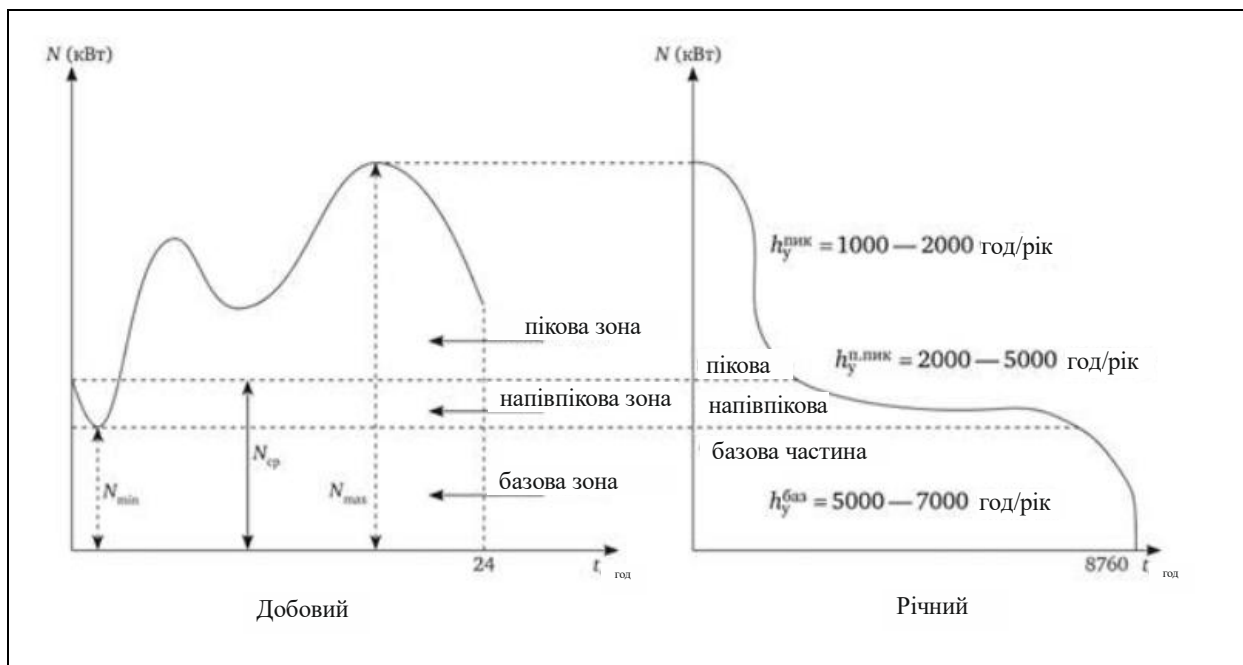


Рисунок 1.3 - Графік електроспоживання і тарифні системи.

Одноставковий тариф для промислових споживачів з підключенням навантаженням до 750 кВА спрощував складний графік споживання електроенергії підприємством, представляючи його у вигляді прямокутника з одним параметром — середньою потужністю $P_{\text{ср}}$, яка була усереднена за період розрахунку або вимірювання.

На початку 70-х років, у відповідь на розвиток світової енергетичної кризи, підвищення вартості та обмеження енергоресурсів, виникла

необхідність ускладнення тарифів для точнішого контролю графіка навантаження як окремих підприємств, так і всієї енергосистеми. Це призвело до запровадження двоставкового тарифу для великих споживачів з навантаженням понад 750 кВА. Такий тариф апроксимував криву споживання електроенергії двома параметрами: обсягом спожитої енергії E та заявленою потужністю P , яка використовувалася під час пікових навантажень в енергосистемі. Для фіксації максимальної потужності в пікові години до електролічильників додавали спеціальний пристрій, відомий як прилад Ганца або суматор.

Для приладного обліку минулих років були характерні такі особливості:

- Грубе спрощення реального процесу споживання електроенергії, яке полягало у фіксації лише кінцевих результатів вимірювань за розрахунковий період.

- Неповний та фрагментарний облік енергії, що охоплював лише точку розподілу між підприємством і постачальником, при цьому не всі енергоносії реєструвалися, або не в повному обсязі.

- Низька точність і неповна достовірність вимірювань, обумовлені застарілими приладами та методами, а також людським фактором під час ручного зняття показників.

- Анахронізм обліку, який полягав у неодночасному знятті показів з приладів, розташованих у різних місцях, що ускладнювало отримання повної картини по одному виду енергоносія. Крім того, облік був малоінформативним і трудомістким через ручний збір і обробку даних.

Енергооблік минулих років більше не задовольняє потреби сучасних промислових підприємств через значне зростання цін на енергоресурси і перехід від планової до ринкової економіки, де важливо виробляти конкурентоспроможну продукцію з мінімальними енерговитратами. Підприємства прагнуть модернізувати свій енергооблік, щоб він відповідав сучасним вимогам.

Сьогодні торгівля енергоресурсами базується на автоматизованому приладному обліку, який мінімізує втручання людини на етапах вимірювання, збору та обробки даних. Це забезпечує точний, надійний, оперативний облік, адаптований до різних тарифних систем як для постачальників, так і для споживачів енергії. Для цього обидві сторони впроваджують автоматизовані системи контролю і управління енергоресурсами (АСКУЕ). Завдяки сучасній АСКУЕ підприємства повністю контролюють споживання енергії і можуть узгоджено з постачальниками гнучко переходити на різні тарифні системи, знижуючи свої енерговитрати.

Розвиток тарифних систем, спрямований на збалансування інтересів постачальників і споживачів енергоресурсів, є загальною світовою практикою. Восени 1996 року були введені зонні тарифи на електроенергію як альтернатива двоставковому тарифу для промислових підприємств (див. рис. 1.3). Згідно з цими тарифами, плата нараховується лише за фактично спожиту електроенергію, але з урахуванням часу доби. Наразі більшість підприємств переходить на використання зонних тарифів, що потребує заміни або модернізації наявних приладів обліку, оскільки вони не завжди підходять для роботи за новими тарифами.

Сьогодні промислові підприємства активно впроваджують автоматизовані системи контролю та управління енергоресурсами (АСКУЕ). На деяких з них ці системи працюють вже кілька років, тоді як на інших процес впровадження тільки починається. У міру розвитку промислового виробництва вартість енергоресурсів постійно зростатиме, що вимагає суворого контролю, обмеження та зниження їх частки в собівартості продукції. Для вирішення цих завдань необхідно впроваджувати енергозберігаючі технології та ініціативи. Однак першим і найважливішим кроком у цьому напрямку є введення АСКУЕ, що дозволить ефективно керувати енергоспоживанням і знижувати витрати на енергію вже сьогодні.

Підприємство майбутнього повинно мати комплексну систему обліку та контролю енергії на всіх рівнях своєї структури, де споживання всіх видів

енергоносіїв буде контролюватися на кожному робочому місці. Це дозволить мінімізувати всі невиробничі витрати енергії, а процес енергозбереження стане максимально узгодженим із виробництвом та розподілом енергоресурсів. Усі спірні питання між постачальником і споживачем енергії вирішуватимуться не директивними методами, а через автоматизовані системи управління та чіткий, прозорий облік.

2 ПОРЯДОК ОФОРМЛЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ОБЛІКУ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ НА ПІДПРИЄМСТВАХ

2.1. Юридичне оформлення відповідальних за споживання та облік енергоресурсів на підприємстві.

Енергетичні установки споживачів повинні бути оснащені необхідними засобами обліку для точного розрахунку за спожиту енергію. Приєднання і підключення до мереж електропередавальної організації споживачів, які не мають розрахункових засобів обліку, заборонено. Кожна тарифна група споживачів має бути оснащена окремими приладами для розрахунку енергоспоживання.

Однією із умов складання договору на постачання енергії між енергопостачальною організацією та споживачем є наявність внутрішнього наказу споживача, в якому призначаються особи, відповідальні за електрогосподарство і виконання умов договорів на постачання енергоресурсів. У цьому або в окремому документі визначається відповідальна особа, яка забезпечує дотримання умов договору, що стосуються споживання та обліку енергоресурсів на підприємстві. Зазвичай ця особа є співробітником енергетичної служби підприємства, має відповідну освіту і займає інженерно-технічну посаду.

На цю особу покладаються такі обов'язки:

- контроль за дотриманням умов встановлення та експлуатації приладів обліку;
- забезпечення справності приладів обліку та їх опломбування;
- своєчасна перевірка приладів обліку;
- регулярне зняття показань з приладів обліку;
- організація доступу до приладів обліку для представників постачальника енергоресурсів та контролюючих організацій;

- контроль за дотриманням режиму енергоспоживання та його граничних значень;
- моніторинг показників якості електричної та теплової енергії;
- оперативна взаємодія з персоналом енергопостачальних організацій;
- аналіз енергоспоживання;
- підготовка пропозицій для керівництва щодо постачання та використання енергоресурсів.

Разом із виконанням зазначених обов'язків цій особі надаються певні права:

- давати розпорядження працівникам енергоспоживаючих підрозділів щодо ефективного використання енергоресурсів;
- вказувати на необхідність зміни графіків енергоспоживання;
- надавати рекомендації щодо дотримання умов експлуатації енергетичного обладнання та інші вказівки.

Ці обов'язки та права фіксуються в посадовій інструкції відповідного працівника, яка затверджується наказом підприємства. Працівник повинен бути ознайомлений з інструкцією та мати її копію на робочому місці.

2.2. Межа розподілу відповідальності постачальника та споживача.

На підприємствах облік енергоресурсів здійснюється відповідно до затвердженого керівництвом підприємства регламенту. В залежності від обсягу, графіку енергоспоживання та рівня автоматизації регулювання споживання й обліку, може бути застосовано таку фіксацію обсягу споживання:

- щогодинну;
- щодобову;
- щомісячну.

Як вже зазначалося, комерційний облік використання енергоресурсів здійснюється за допомогою приладів, які відповідають технічним умовам

вузла обліку та включені до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки, дозволених для використання в Україні.

На підприємстві оформляється наказ, підписаний керівником, що призначає відповідальну особу для здійснення обліку спожитих енергоресурсів.

Відповідно до особливостей підприємства, відповідальними особами можуть бути черговий персонал, наприклад, начальник зміни чергового персоналу на насосній станції або черговий начальник зміни електричної підстанції.

Фіксація обсягів енергоспоживання може проводитися у журналі, за допомогою комп'ютерних програм тощо. При цьому важливо зафіксувати параметри виконавчих механізмів. Наприклад, на насосних станціях записуються кількість електроенергії, спожитої насосним агрегатом за годину, обсяг перекачаної рідини, а також тиск у мережі, в якій працює насосний агрегат.

Комплекс параметрів і режимів роботи електромеханічних агрегатів потрібно фіксувати для діагностики їх функціонування та аналізу енерговикористання в технологічному процесі.

Межа експлуатаційної відповідальності між споживачем і електропостачальною організацією стосовно стану та обслуговування суміжних електроустановок документально фіксується в акті, який визначає розмежування балансової належності електроустановок і відповідальності сторін за їх експлуатацію.

У системах подачі тепла за межу балансової та експлуатаційної відповідальності береться зовнішня поверхня стіни теплової камери, що виходить у бік споживача. У цій стіні встановлені засувки на відгалуження до споживача, по ходу гарячого теплоносія, який належить енергопостачальній організації. Якщо йдеться про влаштування наземної та естакадної прокладки зовнішньої тепломережі, межа відповідальності визначається на відстані 500 мм після засувки в сторону споживача.

З ОРГАНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ТА ОБЛІКУ СПОЖИВАННЯ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ

3.1. Контроль та енергооблік промислових підприємств.

Основною метою впровадження системи комерційного та технічного обліку (КО та ТО) на оптовому ринку електричної енергії (ОРЕ) є надання учасникам ринку всебічної, своєчасної, надійної та легітимної інформації про обсяги товарної продукції. Ця інформація є необхідною для здійснення фінансових розрахунків між учасниками ринку відповідно до чинних правил його функціонування.

На оптовому ринку товарною продукцією виступають електроенергія та потужність. Для здійснення розрахунків між учасниками ринку в кожній точці мережі, зазначеній у відповідному договорі (точці обліку), потрібно вимірювати [1]:

- прирости електроенергії за періоди, протягом яких ціни (тарифи) на електричну енергію залишаються стабільними;
- середні потужності протягом інтервалів часу, тривалість та кількість яких визначаються правилами ринкової діяльності (тільки у випадку розрахунків суб'єкта ринку по двоставочному тарифу).

Дискретність обліку визначається як найменший інтервал часу, за який здійснюється вимірювання електроенергії або середньої потужності відповідно до правил ринку.

Показники комерційного та технічного обліку товарної продукції учасника оптового ринку можуть також бути використані для вирішення технічних, економічних та статистичних задач іншими суб'єктами, а також органами управління енергетикою, оперативно-диспетчерського контролю та державного управління. Це відбувається відповідно до чинних нормативних документів та угод, що регулюють відносини між ними в сфері обміну інформацією.

Мета розробки системи комерційного та технічного обліку (КО та ТО) і функції, які вона виконує, повинні бути узгоджені з обліковою політикою на оптовому ринку.

Облікова політика представляє собою сукупність публічно оголошених методів і форм ведення комерційного обліку (включаючи бухгалтерський облік), а також специфічних процесів збору необхідної інформації відповідно до визначених правил роботи ринку та особливостей функціонування органу, що адмініструє торгову систему.

Одним із найважливіших і ще не вирішених питань в організації системи комерційного обліку на оптовому ринку електроенергії є правильне розміщення вимірювальних комплексів, які забезпечують об'єктивне вимірювання обсягу товарної продукції суб'єктів ринку. Це питання безпосередньо пов'язане з трактуванням терміна "облік", що є ключовим елементом семантики всіх нормативних документів, які регламентують створення системи комерційного обліку як на оптовому, так і на роздрібному ринку електричної енергії.

Існує три основних види обліку: оперативний, статистичний і бухгалтерський. Останній розглядається як детальний економічний облік усіх подій і операцій, які відбуваються на підприємстві. Цей процес виконується безперервно відповідно до встановленої методології, затвердженої державними органами, і використовує різні одиниці виміру та форми документів.

Облік та опис різноманітних предметів і процесів здійснюється на основі даних, отриманих у результаті вимірювань за допомогою вимірювальних пристроїв. Ці пристрої можна класифікувати на три категорії: трудові, натуральні та грошові (узагальнені). У даному випадку нас цікавить натуральний вимірник електричної енергії, який виражається у тисячах кіловат-годин (тис. кВт·год) або мільйонах кіловат-годин (млн. кВт·год).

У термінології, що склалася в енергетичній галузі, технічний облік, з точки зору господарської діяльності, відповідає оперативному і статистичному обліку, тоді як комерційний облік асоціюється з бухгалтерським обліком.

Виходячи з наведеного, комерційний облік електроенергії можна визначити як систему реєстрації інформації, яка використовується для фінансових розрахунків на оптовому або роздрібному ринку щодо виробництва та реалізації електроенергії. Це відбувається відповідно до методик і форм документів, встановлених державними органами. Для комерційного обліку можуть використовуватися результати вимірювань або інші величини, передбачені договорами, які вимірюються за допомогою регламентованого натурального вимірника. Це можливо, наприклад, у випадку узгодженої оплати електроенергії за заданим обсягом споживання, навіть якщо у абонента в побутовому секторі відсутній лічильник. Однак немає сенсу говорити про облік, коли електроенергія, що надається споживачу, вимірюється лічильником, але не підлягає оплаті, і результати вимірювання не відображаються у звітності компанії, що займається збутом.

Облік, як процес та система документування, охоплює вимірювання, збір і передачу інформації, а також обов'язкову реєстрацію даних за встановленими правилами.

Специфіка одночасного процесу виробництва, передачі, перетворення та споживання електроенергії, що територіально і електрично розподілене, вимагає створення унікальної системи обліку. Вона повинна відповідати потребам різних учасників, залучених до цього процесу. Система обліку має бути адаптована до сучасних економічних умов та технологічного середовища, включаючи схеми електричних мереж, режими роботи та інфраструктуру енергетичної системи, де функціонують як оптові, так і роздрібні ринки.

Основним критерієм ефективності роботи фінансово-розрахункової системи на оптовому ринку є суворе дотримання фінансового балансу в

торгових операціях з товарною продукцією за визначений період розрахунку (наприклад, один місяць або один годину):

$$\Delta\Pi = \Pi_E - \Pi_{\Pi} \quad (3.1)$$

Де $\Delta\Pi$ — небаланс фінансовий; Π_E — платежі, одержані електростанціями — суб'єктами оптового ринку; Π_{Π} — платежі від споживачів — суб'єктів оптового ринку.

Досягнення вказаного критерію (3.1) може бути забезпечено реалізацією комплексу організаційних і технічних заходів, які включають:

- Підвищення точності прогнозування продажу (купівлі) електроенергії з урахуванням реальних технологічних можливостей учасників ринку.
- Створення системи вимірювання, збору та передачі даних для комерційного обліку, що надає органу адміністрування торговою системою інформацію відповідної якості (вимоги до цієї якості мають бути визначені в рамках договірних відносин).
- Розробку та впровадження правил, які регулюють розподіл $\Delta\Pi$, що виникає через похибки в плануванні цін та помилки вимірювання обсягів товарної продукції.

Таким чином, система вимірювання для комерційного обліку на оптовому ринку, включаючи розміщення вимірювальних комплексів, повинна гарантувати:

- Технологічну можливість зведення до нуля фінансового дисбалансу оптового ринку відповідно до комерційних правил його функціонування.
- Захист фінансових інтересів кожного учасника ринку.
- Максимальну відповідність вимірювань обсягів товарної продукції методам їх планування для кожного суб'єкта оптового ринку.

Найбільш імовірною необхідною та достатньою умовою технологічної цілісності системи комерційного обліку суб'єкта оптового ринку є правильне розташування вимірювальних комплексів. При цьому при розміщенні цих комплексів слід дотримуватися чітко зрозумілого принципу "розділяй своє і чуже". Історичний досвід ринкових відносин свідчить, що справжній господар

ніколи не візьме чуже, але також не віддасть те, що йому належить. Це повною мірою стосується й електроенергії як товару.

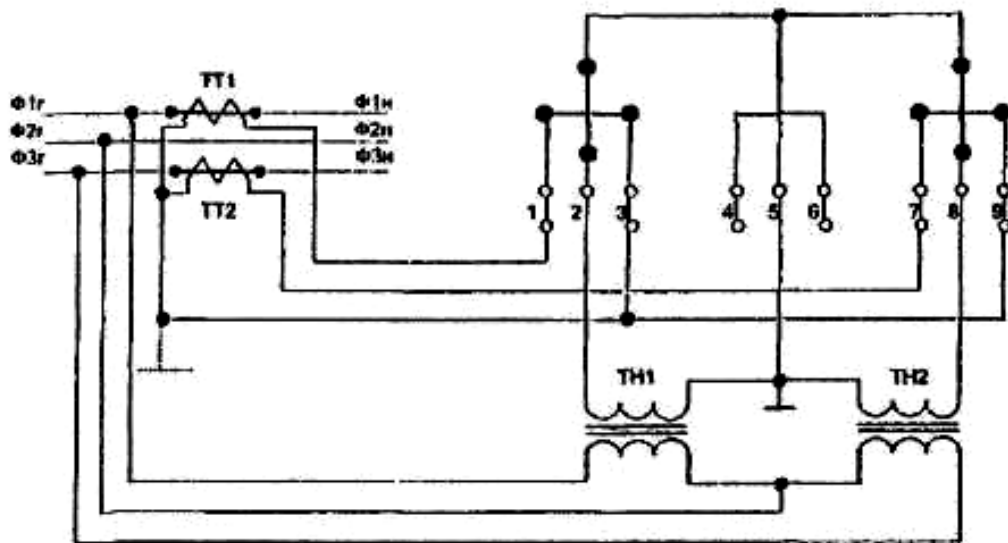


Рисунок 3.1 - Схема для ввімкнення лічильника в трифазну трипроводну мережу з використанням трансформаторів струму та напруги.

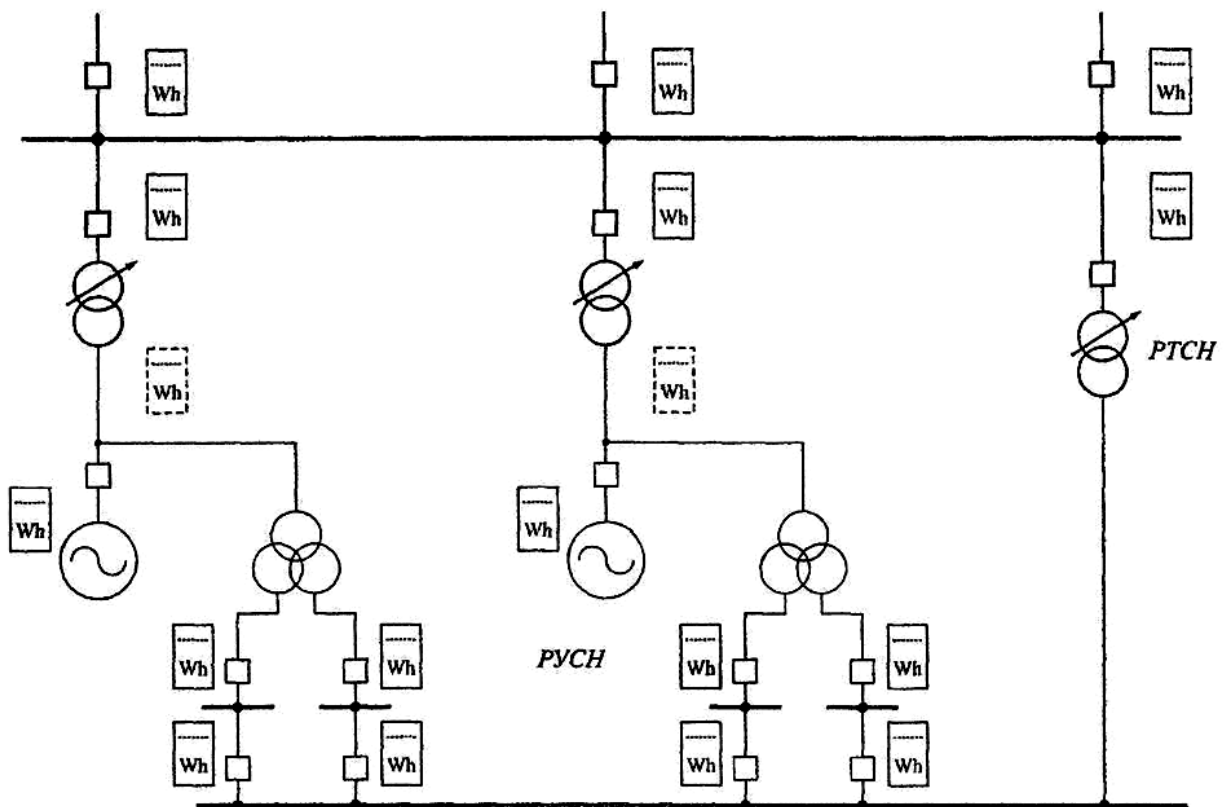


Рисунок 3.2 - Схема розташування лічильників на блочній ТЕЦ.

Усі практичні аспекти розміщення лічильників електричної енергії для комерційного обліку суб'єктів оптового ринку пов'язані із сполученням місць установки трансформаторів струму (ТС) та трансформаторів напруги (ТН) у розподільних пристроях електричних станцій і підстанцій. Ці питання виникають через відому особливість електричної мережі: неможливість контролювати електричні параметри в конкретних точках її елементів (провідних ліній, кабельних ліній, трансформаторів) з технічних або економічних причин. Первинні датчики (ТС, ТН) встановлюються в розподільних пристроях електричних станцій і підстанцій, що виконані за типовими проектами або на їх основі. Однак до нещодавнього часу вимоги до вимірювань для розрахунків на оптовому ринку не були враховані з об'єктивних причин, оскільки компонування електротехнічного та допоміжного обладнання не дозволяло встановлення додаткових ТС і ТН.

Необхідність резервування вимірювань, які використовуються для розрахунків на оптовому ринку, має бути визначена правилами його функціонування. Основою вимог до резервування є періоди проміжних та остаточних розрахунків між продавцями і покупцями електроенергії, а також методи усунення фінансового небалансу на ринку.

Хоча правила конкурентного ринку ще не остаточно розроблені, фахівці впевнені, що резервування в тій чи іншій формі є необхідним. Це питання тісно пов'язане з контролем достовірності інформації, що надходить до органу адміністрування торгової системи для розрахунків. У контексті розвитку ринкових відносин вирішення цих проблем має ґрунтуватися на техніко-економічному підході.

Враховуючи основний критерій ефективності систем комерційного обліку на ринку — створення умов для уникнення фінансового небалансу, та врахувавши технологічні особливості енергосистем, необхідно вирішувати питання резервування і контролю достовірності вимірювань, поєднуючи економічний і нормативний підходи з акцентом на економічний. З розвитком ринкових відносин все більшу важливість

матиме економічне стимулювання продавців, покупців електроенергії та мережевих компаній для вдосконалення автоматизованих вимірювальних систем, що відповідають вимогам фінансових розрахунків.

3.2 Технічні засоби обліку. Вимоги до їх конструкції та технічного стану, умов монтажу.

Технічні засоби обліку енергоресурсів, які застосовуються для розрахунків, використовують різні методи вимірювання витрат, зокрема:

- змінний перепад тиску у звужувальному пристрої;
- вихрові методи;
- тахометричні методи;
- силові методи.

Окрім цього, для вимірювання витрат рідин також застосовуються ультразвукові та електромагнітні методи.

Враховуючи високу чутливість приладів та методів обліку до різноманітних збурювань, монтаж і вибір місця їх установки підлягають суворим регламентаційним нормам.

У загальному вигляді структура конструкції приладів обліку виглядає наступним чином:

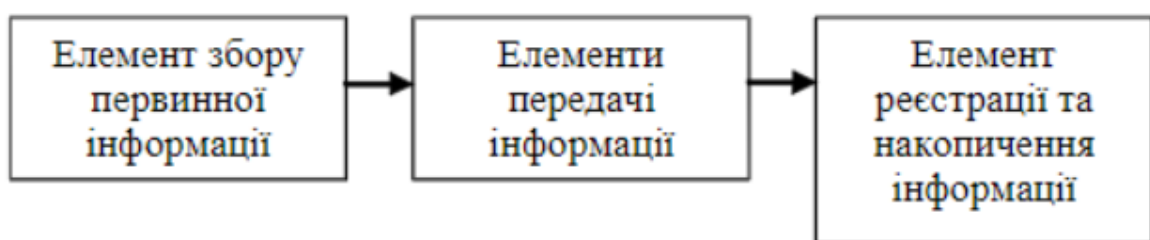


Рисунок 3.3 - Структура конструкції елементів обліку.

Кожен вид облікових приладів повинен відповідати встановленим нормативним вимогам щодо конструкції та точності вимірювань. Одним із ключових критеріїв якості таких приладів є їх здатність зберігати первісні характеристики протягом тривалого часу в заданих умовах експлуатації.

Оскільки кожен прилад має свій специфічний діапазон вимірювання, що визначається його конструктивними особливостями, вибір і монтаж обладнання для вузла обліку здійснюється на основі проекту, розробленого відповідно до вимог правил і нормативних документів.

Вузол обліку споживання енергоресурсів та облікові прилади повинні бути розташовані в місцях, що забезпечують вільний доступ для обслуговуючого персоналу та уповноважених представників енергопостачальних організацій. Це потрібно для отримання інформації, а також для контролю і перевірки їх роботи.

В розрахунках за електроенергію слід використовувати як багатотарифні, так і однотарифні засоби обліку. Прилади, що використовуються для обліку спожитих енергоресурсів, повинні бути зареєстровані в Державному реєстрі засобів вимірювальної техніки, які дозволені до використання в Україні.

Останнім часом поширилися системи одержання, збору та обробки інформації, що дозволяють реалізувати облік енергоресурсів практично у режимі реального часу.

Вимірювальні системи, які відповідають за збір, обробку, зберігання та передачу інформації про споживання або виробництво енергоресурсів, називаються автоматизованими системами комерційного обліку енергоресурсів (АСКОЕ). Структурна схема однієї з таких систем представлена на рисунку 3.4.

Конструктивно підсистема збору первинної інформації в автоматизованій системі комерційного обліку енергоресурсів (АСКОЕ) складається з первинних перетворювачів, які вимірюють різноманітні параметри, такі як витрати, тиск, температура тощо.

Середній рівень системи реалізований через контролери, які обробляють дані. Верхній рівень представляє собою спеціалізований обчислювальний комплекс з відповідним програмним забезпеченням, що забезпечує аналіз та управління.

Інформація між нижніми та середніми підсистемами передається через вимірювальні канали, а між середнім і верхнім рівнями – через канали зв'язку. В якості каналів зв'язку можуть використовуватися дротові лінії, телефонні канали або радіоканали зв'язку.

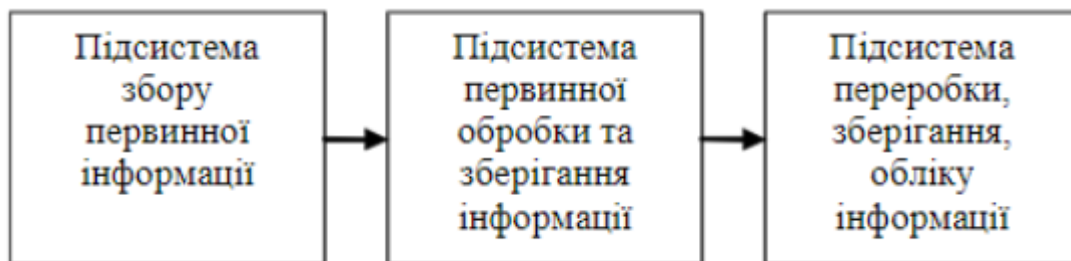


Рисунок 3.4 – Структурна схема АСКОЕ

У випадку виникнення зустрічного перетоку електричної енергії з мережі споживача в мережі електропередавальної організації слід встановлювати як розрахункові, так і технічні засоби обліку. Це необхідно для окремого обліку активної та реактивної енергії в обох напрямках.

3.3 Цифрові електронні лічильники для обліку електроенергії.

Впровадження систем обліку є необхідним для формування нових відносин зі споживачами енергоресурсів, забезпечуючи безпосередній доступ до інформації про енергоспоживання. Це дозволить запропонувати клієнтам нові послуги, такі як постійний доступ до даних про власне енергоспоживання в реальному часі. В результаті зросте ймовірність повернення заборгованостей, оптимізується функціонування системи, що призведе до зниження витрат на експлуатацію. Крім того, створення єдиних систем обліку газу, електроенергії та води підвищить конкурентоспроможність постачальників енергоресурсів у умовах демонополізації ринку. Це також дозволить більш ефективно управляти піковими навантаженнями, використовуючи потенціал розподільчих мереж. Системи обліку дадуть змогу виявляти місця втрат енергії та пропонувати ефективні рішення для їх усунення.

Сучасні системи комерційного обліку для віддаленого отримання даних з лічильників застосовують цифрові інтерфейси. Особливу увагу слід приділити каналам зв'язку, які використовуються для передачі комерційної інформації про енергоспоживання. Ці канали, що забезпечують зв'язок з автоматизованими системами комерційного обліку енергоресурсів (АСКУЕ) учасників гуртового ринку, повинні відповідати вимогам щодо пропускну здатності, надійності та інших експлуатаційних характеристик. Вони можуть базуватись на цифрових, аналогових, супутникових, радіо- або мобільних комунікаційних системах. Технічні параметри каналів повинні гарантувати швидкість передачі даних не менше 24 кБіт/сек з коефіцієнтом надійності 0,9. Для мобільних систем зв'язку дозволяється швидкість передачі на рівні 9,6 кБіт/сек.

З огляду на зростання цін на енергоносії, питання ресурсо- та енергозбереження стає все більш актуальним для комерційних і державних підприємств, а також для побутових споживачів електроенергії. Основним шляхом вирішення цієї проблеми є впровадження сучасних облікових пристроїв. Застосування електронних лічильників дозволяє перейти від оплати за розрахунковими даними до оплати лише за фактично спожиту електроенергію. Сучасні інтелектуальні лічильники можуть бути інтегровані в єдину інформаційну систему, що забезпечує автоматичний облік електроенергії, включаючи використання обладнання, яке регулює режими роботи енергетичних мереж.

Різноманітні сервісні функції, такі як дистанційний доступ до лічильника та інформації про спожиту енергію, відіграють важливу роль в сучасних системах обліку. Наявність цифрового дисплея, керованого мікроконтролером, дозволяє програмно встановлювати різні режими виводу інформації. Наприклад, користувачі можуть отримувати дані про спожиту енергію за кожен місяць, відповідно до різних тарифів.

Для організації таких систем використовуються електронні багатотарифні лічильники, які замінили електромеханічні індукційні

лічильники. Ці сучасні прилади є компактними та надійними, забезпечуючи високу точність вимірювань та широкий спектр функцій, що робить їх ідеальними для потреб сучасного енергетичного ринку.

У розвинених країнах часто використовуються блочні (ступінчасті) тарифи на електроенергію, які структуровані таким чином, що вартість електрики зростає в міру збільшення питомого споживання на душу населення. Цей підхід дозволяє:

1. Стимулювати енергозбереження. Коли тарифи збільшуються для великих споживачів, це спонукає їх до економії електроенергії та впровадження більш ефективних технологій.

2. Забезпечити соціальну справедливість. Низькі тарифи для малих обсягів споживання допомагають підтримувати економічно вразливі верстви населення, які можуть не мати можливості для значного споживання електроенергії.

3. Управляти навантаженням. Введення ступінчастих тарифів дозволяє краще управляти піковими навантаженнями, зменшуючи ризики перевантаження енергомережі.

4. Покривати витрати. Зі збільшенням споживання зростають і витрати на виробництво та постачання електроенергії, тому підвищення тарифів на великі обсяги споживання допомагає забезпечити економічну стійкість енергетичних компаній.

Ці тарифи можуть варіюватися в залежності від регіону та політики держави, але загальна тенденція полягає в тому, що їх структура намагається відображати реальні витрати та заохочувати раціональне використання ресурсів.

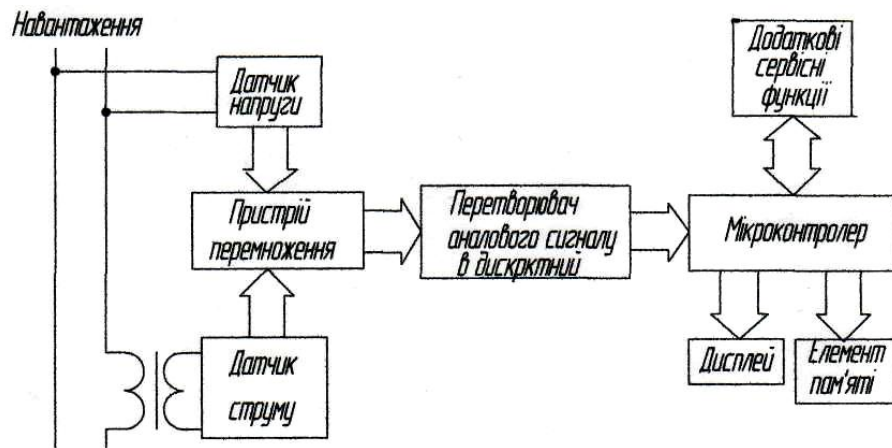


Рисунок 3.5 - Блок – схема цифрового лічильника електричної енергії.

Блочна тарифікація, що передбачає встановлення різних тарифів залежно від обсягу споживаної електроенергії, дозволяє ефективно управляти споживанням та заохочувати економне використання ресурсів.

Приклад блочної тарифікації:

- Перша норма (до 100 кВт). Споживач платить ціну, яка вдвічі нижча від собівартості. Це стимулює споживачів залишатися в межах цієї норми, оскільки вони отримують значну вигоду.
- Друга норма (від 100 до 200 кВт). Ціна електроенергії прирівнюється до її собівартості. Це означає, що споживачі, які використовують електрику в цьому діапазоні, платять справедливую ціну без додаткових пільг.
- Третя норма (понад 200 кВт). Ціна електроенергії стає вісім разів вищою від собівартості. Цей значний стрибок у тарифах спонукає споживачів до економії та пошуку альтернативних джерел енергії або заходів для зниження споживання.

Вигоди блочної тарифікації:

- Стимулювання економії енергії. Споживачі зацікавлені в зменшенні споживання електроенергії.

- Оптимізація навантаження. Допомагає в управлінні піковими навантаженнями в мережі.
- Покриття витрат. Енергетичні компанії можуть ефективніше покривати свої витрати на виробництво та постачання електроенергії.

Загалом, блочна тарифікація є ефективним інструментом для стимулювання раціонального споживання електроенергії та оптимізації роботи енергетичних мереж.

Диференційована тарифікація. Тарифи можуть диференціюватися залежно від часу доби, коли споживається електроенергія.

Це враховує:

- Малий режим (нічний). Знижені тарифи за споживання вночі, коли попит на електроенергію є найнижчим.
- Середній режим (день). Помірні тарифи протягом дня, коли споживання є середнім.
- Максимальний режим (піковий). Вищі тарифи під час пікових годин, коли споживання досягає максимуму. Це заохочує споживачів уникати пікового споживання, зменшуючи навантаження на енергетичну мережу.

Впровадження диференційних тарифів залежно від часу доби дозволяє оптимізувати енергоспоживання та ефективніше використовувати ресурси електричних мереж. Розподіл доби на зони споживання допомагає управлінню навантаженнями в енергосистемах. Ось основні аспекти, пов'язані з такою системою тарифікації:

Зони споживання електроенергії:

1. Мінімальне споживання (нічна тарифна зона):

- Включає години, коли споживання електроенергії є найнижчим (зазвичай з 00:00 до 06:00).

- Тарифи на електроенергію в цей період є найнижчими, що стимулює споживачів використовувати енергію, коли вона найбільш доступна.

- Наприклад, підприємства можуть програмувати виробничі процеси на нічний час для зменшення витрат.

2. Середнє споживання (напівпікова тарифна зона):

- Включає години, коли споживання є помірним (зазвичай з 06:00 до 10:00 та з 16:00 до 20:00).

- Тарифи в цей час є помірними, що може підштовхувати споживачів до раціонального використання електроенергії в періоди, коли попит зростає.

3. Максимальне споживання (пікова тарифна зона):

- Включає години пікового споживання (зазвичай з 10:00 до 16:00).

- Тарифи в цей період є найвищими, щоб зменшити навантаження на електромережі.

- Це може спонукати споживачів зменшувати споживання в пікові години, наприклад, шляхом перенесення споживання на нічні години.

Вигоди від диференційних тарифів:

- Вирівнювання графіку навантаження. Зменшуючи пікове навантаження, енергетичні компанії можуть уникнути потреби в нових генеруючих потужностях, що значно знижує витрати.

- Економічна ефективність. Споживачі мають можливість зекономити на рахунках за електроенергію, якщо вони здатні перенести споживання на години з нижчими тарифами.

- Стимулювання інвестицій у нові технології. Коли споживачі зацікавлені в економії, вони можуть інвестувати в енергоефективні технології, що зменшує загальний рівень споживання електроенергії.

Таким чином, диференційна тарифікація є важливим інструментом для оптимізації енергоспоживання та підвищення ефективності енергетичних систем, водночас надаючи споживачам гнучкість у виборі способів використання електроенергії.

Лічильники. У сучасних умовах електронні лічильники, що реєструють енергоспоживання за тарифними зонами, стали важливим інструментом для споживачів електроенергії. Ось детальніший огляд їх основних характеристик та переваг:

Основні характеристики електронних лічильників

1. Висока точність:

- Лічильники мають класи точності 0,2; 0,5; 1,0; 2,0, що забезпечує їхню надійність в обліку споживання електроенергії.

2. Широкий температурний діапазон:

- Можливість функціонування в умовах температури від -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$ робить їх придатними для використання в різних кліматичних умовах.

3. Облік за тарифними зонами:

- Лічильники можуть вести облік енергії за однією до чотирьох тарифних зон, автоматично перемикаючись на різні тарифи згідно із заданим графіком.

4. Автоматичний перехід на літній/зимовий час:

- Вбудовані годинники забезпечують автоматичну зміну часу, що важливо для коректного обліку в різні пори року.

5. Функції для вихідних і святкових днів:

- Можливість встановлення пільгових тарифів для вихідних та святкових днів, що допомагає споживачам зменшити витрати на електроенергію.

6. Передача інформації:

- Лічильники забезпечують зчитування комерційної інформації через рідкокристалічні індикатори, оптичний порт або цифрові інтерфейси, що полегшує доступ до даних.

7. Фіксація максимальної потужності:

- Лічильники також реєструють максимальну потужність за обраний розрахунковий період, зберігаючи дані за 30-хвилинні інтервали в кожній

тарифній зоні з позначенням дати та часу. Це є корисним у разі суперечок з енергопостачальною організацією.

Переваги для споживачів

- Економія. Використання багатотарифних лічильників дозволяє споживачам оптимізувати свої витрати, споживаючи електроенергію у пільгові години.

- Контроль споживання. Споживачі мають можливість отримувати детальну інформацію про своє споживання, що сприяє усвідомленому підходу до енергозбереження.

- Співпраця з постачальниками. Зниження конфліктів із постачальниками електроенергії завдяки точному обліку споживання та фіксації потужності.

- Інноваційні технології. Сучасні електронні лічильники інтегруються в автоматизовані системи обліку (АСКОЕ), що дозволяє здійснювати дистанційний моніторинг і управління споживанням електроенергії.

Впровадження таких лічильників є кроком до модернізації енергетичних систем і сприяє більш раціональному використанню електроенергії. Споживачі отримують можливість контролювати свої витрати та ефективніше управляти енергоспоживанням.

Лічильники серії Євро АЛЬФА та АЛЬФА цього виробника здатні вимірювати різні параметри електричної мережі, такі як струм, напруга, потужність і частота. Зокрема, прилади більш простого дизайну, такі як Дельта, А100 та А1000, також користуються популярністю. Вони відрізняються високою точністю обліку енергії, враховуючи тарифні зони, і є більш економічними варіантами для технічного моніторингу електроенергії.

Впровадження лічильників АЛЬФА, які мають клас точності 0,2S та 0,5S, дозволяє отримувати достовірніші дані про споживання енергії, що сприяє точному балансуванню та виявленню втрат. Це може призвести до економії від 2 до 5%. В організаціях, що використовують лічильники АЛЬФА, витрати на електроенергію можуть зменшитися до 30% щомісяця, а

термін їх окупності становить від одного до кількох місяців. Економія досягається завдяки переходу на диференційний тариф та підвищеній точності обліку електроенергії.

Всі лічильники Elster Метроника оснащені імпульсним інтерфейсом з двома гальванічно розв'язаними виходами. Мікропроцесорні моделі також включають вбудовані годинники та пам'ять для фіксації графіків зміни потужності. Проте, слід зазначити, що у цих пристроїв є певні недоліки, такі як відсутність уніфікації протоколів та циклів доступу до даних.

АТ Skaiteks – литовська компанія, продукція якої представлена на українському ринку через ЗАТ Elgama-electronika. Асортимент її продукції включає електронні лічильники EPQS, LZQM та EMS.

Лічильники EPQS з класом точності 0,5 здатні вимірювати повну, активну та реактивну енергію в чотирьох квадрантах. Висока точність вимірювань досягається за допомогою електронного конвертера AC/DC. Прилад підключається через трансформатор струму і напруги до три- або чотирипровідної електромережі. Кожна вимірювана величина має свій код, що відображає значення та параметри вимірювання.

Лічильники також фіксують середні максимуми потужності та накопичують профілі навантаження. Окрім цього, на індикаторі вони можуть відображати та передавати через зв'язкові інтерфейси накопичувані дані про фазну та лінійну напругу, струми, миттєві значення активної, реактивної та повної потужності, а також частоту мережі. Для тарифікації електроенергії можуть бути активовані до восьми тарифів та стільки ж максимумів потужності, що робить лічильник універсальним для різних тарифних програм.

Для передачі даних лічильник обладнаний двома незалежними інтерфейсами зв'язку. Для локального зчитування інформації використовується оптичний інтерфейс. Лічильники EPQS мають різні модифікації, які відрізняються номінальними значеннями струму та напруги, типами підключення, а також програмними і апаратними версіями.

Електронний лічильник LZQM призначається для вимірювання активної та реактивної потужності, а також енергії, що споживається та повертається в системах змінного струму. Він може визначати середню потужність протягом періодів інтегрування у три- і чотирипровідних мережах, а також використовуватися в системах автоматизованого обліку електроенергії.

Цей лічильник з вбудованим мікроконтролером проводить вимірювання, обробку та передачу даних на зовнішні пристрої, включаючи інформацію про значення таких параметрів, як струм, потужність, енергію, коефіцієнт потужності та частоту мережі. Параметри лічильника і збір показів виконуються через персональний комп'ютер за допомогою оптичного інтерфейсу за допомогою програми LZPEMS, яка функціонує в середовищі Microsoft Windows. Інтерфейс "струмова петля" дає можливість отримувати дані крізь двопровідні лінії зв'язку, а також включаючи міжмодемний телефонний зв'язок.

Лічильник оснащено дворядковим рідкокристалічним індикатором, який використовується для виводу даних. На цьому індикаторі регулярно відображаються вимірювані параметри. Підсвічування фототранзистора, розміщеного на передній панелі лічильника, здійснюється через довгі та короткі світлові імпульси, що дозволяє послідовно відображати вимірювальні дані, які зберігаються в лічильнику або вимірюються в реальному часі.

Електронний лічильник EMS виконує збір, обробку та зберігання інформації про споживання активної електричної енергії, а також про споживання та генерацію реактивної енергії. Він визначає максимуми потужності за періоди інтегрування і профіль навантаження, що забезпечує облік в одно- і багатотарифному режимах для трифазних мереж змінного струму.

Аналогові сигнали струму і напруги з кожної фази, які надходять через прецизійні трансформатори і резистивні подільники напруги, потрапляють у

шість каналів перетворювача. Цифрові сигнали з перетворювача надходять до мікроконтролера, який множить миттєві значення струму та напруги в кожній фазі, обчислюючи середню потужність $P(t)$ як функцію часу. Реактивна потужність $Q(t)$ обчислюється шляхом повороту фази напруги на 90° перед множенням сигналів. Отримані значення активної та реактивної енергії $P(t)$ та $Q(t)$ інтегруються та обробляються тарифним модулем.

Мікроконтролер також управляє рідкокристалічним індикатором, інтерфейсом зв'язку, світлодіодами для метрологічних імпульсів, фотодатчиками для перемикання вікна індикатора, датчиком зовнішнього магнітного поля, годинником і релейним виходом. Програмне забезпечення для управління лічильником зберігається в його внутрішній пам'яті. Константи, такі як коефіцієнти калібрування потужності, зсуву фаз, межа чутливості та константа виходу, зберігаються в програмованій пам'яті EEPROM. У цій же пам'яті зберігаються дані обліку та параметризації. При нормальних умовах інформація, накопичена в лічильнику, залишатиметься доступною не менше ніж 10 років, навіть якщо мережа буде вимкнена.

EMS вимірює активну енергію, реактивну енергію в обох напрямках і індукуює миттєву потужність, не зважаючи на напрямок струму в вимірюваних колах. Він обладнаний вбудованим автономним годинником, який забезпечує визначення реального часу вимірювання.

Лічильник ION-8500 розроблений концерном ABB у співпраці з канадською компанією Power Measurement.

Лічильники ION-8500 призначаються для вимірювання активної та реактивної енергії, а також потужності у двох напрямках в класі точності 0,2S. Це сучасні пристрої, які мають потужну мікропроцесорну систему та пам'ять обсягом до 4 МБ, що дозволяє зберігати до 320 вимірювальних параметрів. Вони оснащені двома цифровими інтерфейсами для одночасного віддаленого доступу з двох різних місць, а також гнучкою тарифною системою.

Ці вимірювальні прилади відповідають усім вимогам ринку електроенергії, дозволяючи вимірювати енергію та потужність у двох напрямках, а також аналізувати вищі гармоніки (до 63 включно) і струм у нульовому проводі. Крім того, вони здійснюють розрахунки для компенсації втрат у трансформаторі. Лічильники ION-8500 повністю відповідають вимогам ДЕСТу 13109-97 і можуть використовуватися не лише для обліку, а й для аудиту електроенергії.

Технологія ION продвигає аналіз та контроль якості електроенергії на новий рівень. Лічильники цієї серії здатні аналізувати всі параметри якості електроенергії, окрім флікеру, а також оцінювати роботу електромережі. Вони не тільки фіксують параметри електроенергії, але й контролюють їх, сигналізуючи про будь-які зміни та відхилення від нормальних допусків. Додатково, ці прилади можуть функціонувати як аварійні осцилографи з роздільною здатністю до 160 мкс, фіксуючи параметри під час аварійних ситуацій.

Прилади обліку електричної енергії M2X, Centron MC3, Indigo+ та SL7000 виробляються французькою компанією Schlumberger Industries. Лічильники Indigo+ є однією з останніх розробок компанії, що забезпечує високу універсальність використання. Вони створені для задоволення зростаючих потреб енергетичних компаній та кінцевих споживачів.

Для запобігання аварійним ситуаціям та спробам крадіжки електроенергії ці лічильники оснащені спеціальними функціями. Завдяки вдосконаленим комунікаційним можливостям і відкритим протоколам обміну інформацією, ці прилади легко інтегруються в інформаційно-вимірювальні системи автоматизованого обліку електроенергії (АСКУЕ). Лічильники Indigo+ мають класи точності 0,5S або 1,0S.

Багатофункціональні трифазні лічильники електроенергії з серії SL7000 від компанії Schlumberger Industries є програмованими електронними пристроями, що не лише вимірюють параметри енергоспоживання, але й виконують додаткові вимірювання якості електричної енергії. Ці лічильники

мають розширені функціональні можливості, що дозволяє організовувати багатотарифний облік на енергетичних і промислових підприємствах, а також здійснювати автоматичне зчитування та архівацію розрахункових параметрів. Лічильники серії SL7000 випускаються з класами точності 0,2S, 0,5S або 1,0.

Лічильники серії M2X – це однофазні прилади для вимірювання активної енергії, які мають клас точності 2,0. Вони призначені для обліку споживання активної енергії в двопровідних колах змінного струму. Ці лічильники оснащені вдосконаленою конструкцією механізму відліку та повністю відповідають стандартам МЕК 521 і ДЕСТ 6570. Їх конструкція розроблена з урахуванням можливості експлуатації в складних умовах. Додатково, лічильник може бути обладнаний двотарифним пристроєм відліку, що працює під управлінням сигналу з зовнішнього тарифікаційного блоку.

Centron MC3 – це трифазний лічильник активної енергії, який має класи точності 2,0 або 1,0. Цей прилад забезпечує інтеграцію з стандартними системами автоматизованого обліку електроенергії (АСКУЕ), має барабанний пристрій відліку та захист від несанкціонованого споживання електричної енергії. Лічильник розроблений для обліку активної енергії і придатний для роботи в складних експлуатаційних умовах. Він відповідає вимогам стандарту МЕК 61036 і може бути оснащений двотарифним пристроєм відліку, який керується зовнішнім тарифікаційним блоком.

Вітчизняний виробник МГК “ОБЛК” (м. Дніпро) пропонує лічильники, що використовують новітню технологію дискретних вимірювань трифазних струмів та напруг, відому як “принцип подвійного сканування”. Цей метод вимірювань дозволяє повністю уникнути похибок, пов'язаних з неодночасними замірами. Лічильники призначені для обліку споживаної та виробленої активної і реактивної електроенергії, а також здатні реєструвати імпульси через вісім чисельно-імпульсних вимірювальних каналів. Вони фіксують споживання електроенергії за поточними календарними періодами.

Прилади вимірюють і передають в реальному часі такі параметри електромережі, як діючі значення струмів, фазні та лінійні напруги, а також частоту змінного струму. Лічильники також здатні діагностувати власні несправності, автоматично реєструвати стан підключень, зокрема обриви фаз і вимкнення живлення, а також фіксувати дати виникнення несправностей.

Використання лічильників нового покоління відкриває можливості для впровадження автоматизованої системи диспетчерського керування (АСДК) режимами енергоспоживання на підприємствах. Завдяки цим пристроям можна досягти економії на рівні 1,5 % за рахунок підвищення точності вимірювань, 5 % завдяки оперативному управлінню перетоками електроенергії та 12 % за рахунок застосування тарифів, диференційованих за часом доби. Термін окупності капітальних витрат на впровадження цієї системи варіюється в межах від 0,8 до 2,5 років, залежно від потужності енергоспоживачів та умов експлуатації. При цьому питомі витрати електроенергії можуть знижуватися в 1,5 до 5 разів.

Трифазні електронні лічильники “Каскад”, виготовлені ВО “Київприлад”, використовуються в мережах змінного струму з напругою від 0,4 до 110 кВ, а також в локальних і дистанційних системах для комерційного обліку електроенергії. Ці прилади збирають стандартизовану вимірювальну інформацію та передають її в системи управління енергоспоживанням. Лічильники мають пам'ять, яка зберігає середні значення активної та реактивної потужності з інтервалом 15 хвилин за чотирма каналами протягом не менше 80 діб. Оснащені рідкокристалічними індикаторами, вони дозволяють переглядати як поточні, так і архівні дані за різні періоди. Індикатор може функціонувати в звичайному та допоміжному режимах, відображаючи різні величини, які налаштовуються під час програмування. Крім того, лічильник здатний виконувати синхронні вимірювання з іншими пристроями, здійснювати самодіагностику та сигналізувати про відхилення від нормальних умов роботи, а також забезпечує захист даних від несанкціонованого втручання.

Багатотарифні лічильники “Енергія-9”, виготовлені ТзОВ “ТЕЛЕКАРТ ПРИЛАД” (м.Одеса), забезпечують організацію комерційного та технічного обліку споживання електроенергії в умовах диференційних тарифів. Ці лічильники здатні вимірювати активну, реактивну та повну потужність, а також енергію в мережах однофазного та трифазного змінного струму в одному і двох напрямках.

Лічильники можуть використовуватися як автономні пристрої, так і в складі автоматизованих систем контролю електроенергії, що робить їх універсальним рішенням для різноманітних потреб споживачів.

3.4. Види і методи вимірювання електричних режимів.

Вимірювання — це експериментальні процедури, що використовуються для визначення значень величин, які можуть мати різноманітний характер. Ця різноманітність пояснюється великою кількістю величин, що вимірюються, їхнім різним характером зміни в часі, а також різними вимогами до точності вимірювань.

Залежно від способу обробки експериментальних даних, вимірювання можна класифікувати на:

1. Прямі вимірювання — визначення значення величини безпосередньо за допомогою вимірювального приладу.
2. Непрямі вимірювання — обчислення значення величини на основі інших, раніше визначених величин. Цей метод часто використовується, коли безпосереднє вимірювання неможливе або неефективне.
3. Сумісні вимірювання — одночасне вимірювання кількох величин, що дозволяє отримати комплексну інформацію про об'єкт.
4. Сукупні вимірювання — це вимірювання, при яких результати обробляються з урахуванням різних факторів та умов, що дозволяє отримати більш точну інформацію про величини, що вимірюються.

Ці категорії допомагають визначити найбільш підходящий метод вимірювання в залежності від конкретної задачі, вимог до точності та умов проведення експерименту.

При непрямому вимірюванні обчислення вимірюваних величин проводять шляхом вирішення рівняння:

$$x = F(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \quad (3.2)$$

Де $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ - величини, отримані прямими вимірюваннями.

Сумісні вимірювання — це одночасні вимірювання кількох неодноріменних величин для визначення залежності між ними. Для цього вирішують систему рівнянь:

$$\begin{cases} F(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n, x'_1, x'_2, x'_3, \dots, x'_m) = 0 \\ F(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n, x''_1, x''_2, x''_3, \dots, x''_m) = 0 \\ \dots \\ F(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n, x^{(n)}_1, x^{(n)}_2, x^{(n)}_3, \dots, x^{(n)}_m) = 0 \end{cases} \quad (3.3)$$

Де $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ обчислювальні величини ; $x'_1, x'_2, x'_3, \dots, x'_m$; $x''_1, x''_2, x''_3, \dots, x''_m$; $x^{(n)}_1, x^{(n)}_2, x^{(n)}_3, \dots, x^{(n)}_m$ — з вимірюваних величин.

Вимірювання можуть проводитися з однократними або багатократними спостереженнями, в залежності від досліджуваного об'єкта, характеристик засобів вимірювання, обраної моделі та інших факторів. Спостереження є експериментальною процедурою, що виконується під час вимірювань і дозволяє отримати одне з можливих значень певної величини.

У останньому випадку для отримання вимірювального результату необхідна статистична обробка спостережень. Вимірювання, що стосується характеристик вірогідності випадкових процесів, називають статистичними вимірюваннями.

Вимірювання ділять на статичні та динамічні залежно від режиму роботи використовуваних приладів. Статичними називають вимірювання, в яких прилад функціонує в статичному режимі, тобто вихідний сигнал, наприклад, показник, залишається незмінним протягом усього часу його використання. Динамічними вважаються вимірювання, що виконуються приладом у динамічному режимі, коли вихідний сигнал змінюється з часом, і для отримання результату потрібно враховувати цю зміну. Для оцінки точності результатів динамічних вимірювань важливо знати динамічні характеристики використовуваних засобів вимірювання.

Для визначення послідовних значень величини, що змінюється з плином часу, здійснюють вимірювання для встановлення тимчасової залежності змін цієї величини. У такому випадку отримують ряд значень, що виникає внаслідок кількох вимірювань, при цьому в кожному з них вимірюється миттєва величина, що відповідає певному моменту часу. Якщо на заданому інтервалі часу кількість миттєвих величин є скінченною, такі вимірювання називають дискретними; якщо ж кількість є нескінченною, то це вже аналогові вимірювання.

Вимірювання можуть класифікуватися в залежності від точності оцінки похибки на ті, що мають точну оцінку, і на ті, що базуються на наближеній оцінці похибки. У випадку вимірювань з точною оцінкою похибки беруть до уваги індивідуальні характеристики засобів вимірювання та контролюють умови, в яких проводяться вимірювання. Натомість, вимірювання з наближеною оцінкою похибки спираються на нормативні дані щодо приладів та здійснюють приблизну оцінку умов вимірювання. Таких вимірювань зазвичай більше.

Взаємодія між засобами вимірювання та об'єктом відбувається на основі фізичних явищ, що формують принципи вимірювань. Сукупність методів, що включають застосування цих принципів та засобів вимірювання, називається методом вимірювання. Як вже зазначалося, числове значення вимірюваної

величини визначається шляхом її порівняння з відомою величиною, яку відтворює певний тип засобів вимірювання — мірою.

Відповідно до способу використання міри відомої величини, розрізняють методи безпосередньої оцінки та порівняння з мірою.

При методі безпосередньої оцінки значення вимірюваної величини визначають безпосередньо з відлікового пристрою приладу прямого перетворення, шкала якого була заздалегідь градуйована за допомогою багатозначної міри, що відтворює відомі значення. У процесі вимірювання оператор порівнює положення покажчика відлікового пристрою зі шкалою, за якою здійснюється відлік. Наприклад, вимірювання сили струму з використанням амперметра є класичним прикладом безпосередньої оцінки.

Метод порівняння з мірою передбачає порівняння величини, що вимірюється, з відтворюваною мірою. Таке порівняння може бути безпосереднім або опосередкованим через інші величини, які однозначно пов'язані з першим. Головною характеристикою методів порівняння є участь міри відомої величини в процесі вимірювання, яка є однорідною з величиною, що вимірюється.

Група методів порівняння з мірою включає наступні методи: нульовий, диференціальний, заміщення і збіги.

При нульовому методі вимірювання різниця між виміряною величиною та величиною, що вимірюється, або різниця ефектів, які викликаються обома величинами, зводиться до нуля. Це досягається за допомогою високочутливого приладу, званого нуль-індикатором. Завдяки високій точності заходів, що відтворюють відому величину, і високій чутливості нуль-індикатора можливо досягти значної точності в процесі вимірювань.

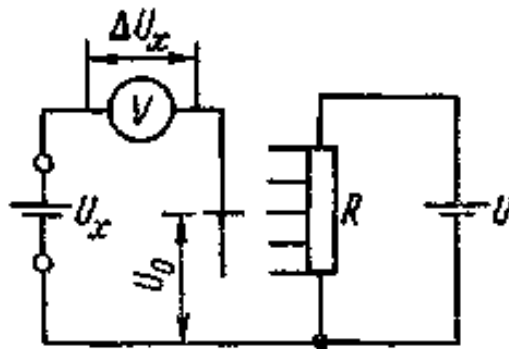


Рисунок 3.6 - Схема вимірювань напруги з використанням диференціального методу.

У диференціальному методі визначення величини здійснюється шляхом вимірювання різниці між невідомою величиною та відомою, яка є відтворюючою мірою, за допомогою вимірювального пристрою. Невідома величина обчислюється на основі відомої величини та виміряної різниці. У цьому випадку повне урівноваження невідомої величини відомою не здійснюється, що і є основною відмінністю від нульового методу. Цей метод також може забезпечити високу точність вимірювань, якщо відома величина відтворюється з великою точністю, а різниця між нею та невідомою величиною є незначною.

Метод заміщення передбачає послідовне підключення до входу приладу як невідомої величини, так і відомої (Рис.3.6). За двома свідченнями приладу визначається значення невідомої величини. Найменша погрішність вимірювання досягається, коли в результаті підбору відомої величини прилад демонструє той же вихідний сигнал, що й при вимірюванні невідомої величини. Використання цього методу може забезпечити високу точність вимірювання, якщо відома величина має високу точність, а прилад характеризується високою чутливістю.

У методі збігу вимірюється різниця між величиною та відомою мірою, використовуючи збіг відміток на шкалах або періодичних сигналів.

3.5. Перевірка засобів обліку енергоспоживання. Метрологічні аспекти системи обліку енергоресурсів.

Для оцінки придатності засобів обліку споживання енергоресурсів до використання необхідно здійснити їх перевірку. Для пристроїв, дані яких використовуються для розрахунків споживання енергоресурсів, обов'язковою є перевірка, що проводиться відповідними державними органами.

Терміни проведення перевірки визначаються органами Держстандарту України.

Згідно з українським законодавством «Про метрологію та метрологічну діяльність», а також нормативними актами, що регулюють використання енергоресурсів, ключовими метрологічними та технічними термінами, які формують основу системи обліку енергоресурсів, є:

- Єдність вимірювань — це стан, при якому результати вимірювань виражаються в офіційно затверджених одиницях, а також характеристики похибок або невизначеностей відомі та, згідно з заданою ймовірністю, не перевищують встановлені межі.

- Методика вимірювань — це набір процедур і правил, дотримання яких забезпечує отримання результатів вимірювань з гарантованою точністю.

- Засіб вимірювальної техніки — це технічний пристрій, що застосовується під час проведення вимірювань і має встановлені метрологічні характеристики.

- Перевірка засобів вимірювальної техніки — це процес, в ході якого визначається придатність цих засобів, що знаходяться під державним метрологічним контролем, до використання на основі результатів перевірки та метрологічних характеристик.

Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність» регулює відносини, які виникають у процесі проведення метрологічної діяльності. Він також стосується фізичних осіб, які не є підприємцями, — власників засобів вимірювальної техніки, результати вимірювань яких використовуються для

обчислень за споживання електричної і теплової енергії, газу та води в побуті.

Державна метрологічна система створює необхідні умови для забезпечення єдності вимірювань в Україні. Її діяльність спрямована на захист громадян та національної економіки від наслідків, які можуть виникнути внаслідок неточних вимірювань.

Діяльність, що забезпечує функціонування та розвиток державної метрологічної системи, координується спеціально уповноваженим центральним органом виконавчої влади в сфері метрології (ЦОВМ). Засоби вимірювальної техніки, які підлягають державному метрологічному нагляду, можуть бути використані, випущені в продаж, відремонтовані або надані в прокат тільки після того, як вони пройдуть перевірку та отримають метрологічну атестацію.

Ці засоби можуть використовуватися лише за умови, що вони відповідають вимогам точності, установленим для них у конкретних умовах експлуатації.

До сфери діяльності державного метрологічного контролю та нагляду належить контроль вимірювань, результати яких застосовуються у таких сферах:

- забезпечення охорони здоров'я;
- захист життя та здоров'я громадян;
- контроль безпеки умов праці;
- моніторинг стану навколишнього середовища;
- облік енергетичних і матеріальних ресурсів (електрична та тепла енергія, газ, вода, нафтопродукти тощо), окрім внутрішнього обліку.

Підприємства, організації та фізичні особи зобов'язані подавати засоби вимірювальної техніки на періодичну перевірку відповідно до міжперевірочних інтервалів, які визначаються нормативно-правовими актами ЦОВМ. Порядок подання засобів на перевірку фізичними особами, які не

займаються підприємницькою діяльністю, але є власниками вимірювальної техніки (результати вимірювань якої використовуються для розрахунків за споживання електричної і теплової енергії, газу та води для побутових потреб), а також оплата послуг, пов'язаних із перевіркою, регулюються Кабінетом Міністрів України.

Періодична перевірка, обслуговування та ремонт (включаючи демонтаж, транспортування та монтаж) вказаних засобів вимірювальної техніки фінансуються підприємствами і організаціями, що забезпечують електро-, тепло-, газо- та водопостачання.

Користувачі складають переліки засобів вимірювальної техніки, які перебувають в експлуатації і підлягають перевірці, та подають їх на затвердження до відповідного територіального органу. Перевірки здійснюються територіальними органами, які уповноважені на проведення таких процедур.

Перевірка дотримання цього закону здійснюється головними державними інспекторами з метрологічного нагляду (в областях, містах та їх заступниками). Згідно з вимогами закону, на підприємстві призначається посадова особа, відповідальна за метрологію, або створюється служба головного метролога, яка координує дії підрозділів підприємства у сфері метрології.

У підрозділі підприємства, відповідальному за енергозабезпечення, призначається посадова особа, яка забезпечує метрологічне обслуговування. Цю особу обирають із числа інженерно-технічного персоналу, і вона виконує наступні обов'язки:

- веде облік засобів вимірювальної техніки;
- складає список засобів та графік їх повірки;
- контролює своєчасне виконання повірок;
- здійснює списання засобів вимірювальної техніки спільно з бухгалтерією підприємства;
- моніторить стан експлуатації цих засобів;

- визначає статус приладів вимірювальної техніки (індикаторів, внутрішній облік, тощо).

До засобів вимірювальної техніки, які використовуються для обліку споживання енергоресурсів, належать: лічильники, манометри, термометри. Ці прилади можуть бути механічними, електричними або електронними.

Похибки вимірювання.

Процес вимірювання включає кілька ключових етапів: формулювання моделі об'єкта вимірювання, вибір методу вимірювань, підбір відповідних засобів вимірювання та виконання експерименту для отримання числового значення результату. Різноманітні недоліки на цих етапах можуть призвести до того, що результат вимірювання не відповідає істинному значенню вимірюваної величини.

Причини виникнення похибок бувають різноманітними. Вимірювальні перетворення базуються на різних фізичних явищах, які дозволяють встановити зв'язок між величиною об'єкта дослідження і вихідним сигналом засобу вимірювань, на основі якого визначається результат вимірювання. Однак точно встановити це співвідношення часто неможливо через недостатню вивченість об'єкта, невідповідність прийнятої моделі, неможливість врахування всіх зовнішніх чинників, недоліки в теорії фізичних явищ, на яких базується вимірювання, або використання спрощених, але наближених аналітичних залежностей замість більш точних і складних. У результаті, зв'язок між величиною і вихідним сигналом завжди відрізняється від реального, що призводить до виникнення похибки, відомої як методична похибка вимірювання.

Розглянемо приклад, який демонструє методичну похибку вимірювання.

Об'єктом дослідження виступає джерело змінної напруги, амплітудне значення якого U_m потрібно визначити. На основі попереднього аналізу було обрано модель генератора синусоїдальної напруги. Використовувався вольтметр для вимірювань діючих значень змінних напруг. Маючи

співвідношення між діючим та амплітудним значенням синусоїдальної напруги, отримуємо результат вимірювання у наступному вигляді:

$$U_m = \sqrt{2}U_v \quad (3.4)$$

де U_v — показники вольтметра.

Глибше вивчення об'єкта могло б виявити, що форма вимірюваної напруги відрізняється від синусоїдальної. У такому випадку правильне співвідношення між величиною, що вимірюється, і показаннями вольтметра буде іншим. Таким чином, недосконалість обраної моделі призводить до методичної похибки вимірювання.

Цю похибку можна зменшити, або ж розрахувавши коефіцієнт k на основі аналізу форми кривої напруги, що вимірюється, або ж замінивши вольтметр на прилад, призначений для визначення амплітудних значень змінних напруг.

Важливо зазначити, що похибка вимірювання також включає неточності засобів вимірювання, які використовуються в експерименті. Допустимі значення основних похибок таких приладів вказуються в нормативно-технічній документації і можуть бути зазначені безпосередньо на самих приладах. Крім того, в умовах експерименту можуть виникати додаткові похибки через вплив зовнішніх факторів, таких як температура навколишнього середовища чи зовнішнє магнітне поле. Неправильна установка приладу, наприклад, похила або вертикальна замість горизонтальної, також може спричинити додаткові неточності.

Слід також враховувати, що підключення вимірювального приладу до електричного ланцюга може змінити його робочий режим через взаємодію між приладом і ланцюгом (об'єктом вимірювання). Ці похибки, які виникають через недоліки характеристик використовуваних приладів, складають інструментальну частину погрішності вимірювань.

У процесі вимірювання зазвичай бере участь експериментатор, що може призвести до суб'єктивних похибок. Вони є наслідком індивідуальних особливостей людини, зокрема фізіологічних характеристик, швидкості

реакції або закріплених неправильної поведінки. Наприклад, якщо кілька експериментаторів спробують встановити однакове значення струму в ланцюзі за допомогою аналогового амперметра, навіть за умови ретельності в налаштуванні, значення струму можуть відрізнятись.

Під час проведення експерименту може виникнути необхідність обробки проміжних результатів вимірювань. Для цього зручно використовувати обчислювальні засоби, такі як мікрокалькулятори або мікро- та міні-ЕОМ. Однак вони можуть додати свою частину похибки, що пов'язана з неточністю виконання математичних операцій.

Таким чином, загальна похибка вимірювання складається з методичної, інструментальної похибки, похибки обчислень та похибки, що виникає через дії оператора. Ця класифікація похибок базується на причинах їх виникнення.

Залежно від виду режиму роботи (статичного чи динамічного) вимірювальних пристроїв розрізняють статичні похибки та динамічні похибки. У статичному режимі величина та вихідний сигнал (наприклад, відхилення покажчика) залишаються постійними в часі. Натомість в динамічному режимі вихідний сигнал змінюється з плином часу. Типовим прикладом динамічного режиму є вимірювання величин, які коливаються.

При вимірюванні постійних величин динамічний режим виникає, коли засіб вимірювання підключають до об'єкта дослідження, і триває до моменту, поки вихідний сигнал не стабілізується на сталому рівні. Особливістю динамічного режиму є те, що, окрім похибок, властивих статичному режиму, тут виникають додаткові похибки, пов'язані з інерційними характеристиками вимірювального пристрою.

Інерційні ефекти (теплова, механічна, електрична) у вимірюваннях призводять до того, що вихідний сигнал не встигає адекватно реагувати на швидкі зміни первинної величини, що вимірюється. Це спотворює уявлення про характер цих змін. Похибка, викликана інерційними властивостями, називається динамічною похибкою і визначається як

різниця між похибкою в динамічному режимі та статичною похибкою, що відповідає значенню вимірюваної величини у конкретний момент часу.

Розглянемо це на прикладі. Щоб виміряти постійну температуру певного середовища, у це середовище вводять термочутливий вимірювальний перетворювач, який є частиною пристрою для вимірювання температури. Через теплову інерцію термочутливий перетворювач не може миттєво відобразити температуру навколишнього середовища, а повільно нагрівається до цієї температури.

Припустимо, що процес нагрівання відбувається відповідно до експоненціального закону. Тоді значення приладу вимірювань змінюватимуться по такому закону (крива 1 рис. 3.7):

$$x(t) = x_y (1 - e^{-t/\tau}). \quad (3.5)$$

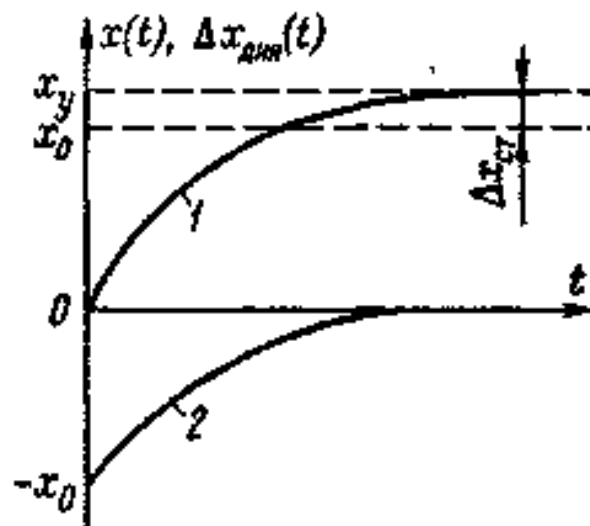


Рисунок 3.7 - Характеристика вихідного сигналу при динамічному режимі (крива 1) і динамічна похибка (крива 2).

де x_y — стає значення засобу вимірювань, коли термочутливий перетворювач нагріється до вимірюваної температури; τ — постійна часу, що характеризує теплову інерцію в термочутливому перетворювачі.

Якщо істинне значення вимірюваної температури x_o , то статична похибка в динамічному режимі:

$$\Delta x(t) = -x_o = -x_o e^{-t/\tau} + \Delta x_{cm}(1 - e^{-t/\tau}). \quad (3.6)$$

З виразу видно, що другий доданок описує частку похибки у динамічному режимі, що обумовлена статичною похибкою на даний момент часу. Таким чином, визначення динамічної похибки здійснюється за виразом:

$$\Delta x_{дин}(t) = \Delta x(t) - \Delta x_{cm}(1 - e^{-t/\tau}) = -x_o e^{-t/\tau}.. \quad (3.7)$$

Графік отриманої динамічної похибки показаний на рис. 3.7 (крива 2).

В залежності від способу вираження похибки вимірювання існують абсолютна і відносна похибки. Абсолютна похибка $\Delta x = x - x_o$ виражається в одиницях вимірюваних величини. Більш наочною характеристикою точності під час порівняння різних результатів вимірювань є відносна похибка.

$$\delta = \Delta x / x_o \approx \Delta x / x. \quad (3.8)$$

Знак відносної похибки встановлюється на основі значення Δx . Відносна похибка може бути виражена в процентах.

В залежності від типу зміни розрізняють:

- Систематичну похибку вимірювання — це складова погрішності, яка залишається незмінною або змінюється за певним законом під час повторних вимірювань однієї й тієї ж величини.
- Випадкову похибку вимірювання — це складова погрішності, яка змінюється випадковим чином при повторних вимірюваннях тієї ж величини.

Систематичні похибки. Виявити наявність систематичних похибок можна через аналіз умов проведення експерименту або шляхом повторних вимірювань одного й того ж значення величини різними методами або пристроями. Прикладом постійної систематичної похибки є похибка, що виникає внаслідок невідповідності істинного значення вимірювальної міри

(наприклад, котушки опору) її номінальному значенню під час непрямого вимірювання струму.

Прикладом змінної систематичної похибки може служити похибка, що виникає через закономірну зміну напруги допоміжного джерела живлення, наприклад, внаслідок розряду акумулятора. У такому випадку результати вимірювань залежать від величини цієї напруги.

Систематичні похибки можуть бути значно зменшені або усунуті шляхом ліквідації джерел похибок або впровадження коригувань, які встановлюються на основі попереднього аналізу помилок, пов'язаних із заходами та приладами, використовуваними під час вимірювання. Це може включати застосування коригувальних формул і кривих, що демонструють залежність показань приладів від зовнішніх умов, таких як температура. Крім того, систематичні похибки можуть бути усунені за рахунок виконання декількох вимірювань певним чином. Вибір методу залежить від необхідного рівня точності, умов експерименту, доступності коригувальних формул та інших факторів.

Необхідно враховувати, що повністю усунути систематичні похибки не вдається, оскільки методи та засоби, які використовуються для їх виявлення та оцінки, також мають свої власні похибки. Тому завжди залишається певна частина систематичної похибки, яка не може бути виключена.

Випадкові похибки зазвичай виникають через складну взаємодію численних чинників, які часто є невідомими для дослідника та важко піддаються аналізу. Іноді причини випадкових похибок можуть бути відомими (наприклад, вплив зовнішніх електромагнітних полів), але якщо ці причини самі по собі мають випадковий і хаотичний характер, тоді й похибки, які вони викликають, також будуть випадковими.

Якщо причини виникнення випадкових похибок відомі, для їх зменшення необхідно знижувати вплив цих чинників на результати вимірювань (наприклад, шляхом екранування електричних ланцюгів). У випадках, коли усунути ці причини неможливо або коли вони залишаються

невідомими, іноді до систематичних похибок застосовують той же підхід, що й до випадкових. Наприклад, невиключений залишок систематичної похибки може розглядатися як випадкова величина, яка може мати різні значення в межах похибок приладів, що використовувалися для її виявлення. Аналогічно, коли систематичну похибку неможливо виключити під час експерименту, можна врахувати цю похибку, навіть якщо вона, наприклад, пов'язана з температурою навколишнього середовища, яка впливає на вимірювальний прилад. У такій ситуації, хоча поправка не може бути введена, можна стверджувати, що систематична похибка має певне значення в межах можливого діапазону змін температури під час експерименту, що дозволяє розглядати цю похибку як випадкову величину.

Окрім вже згаданих типів похибок, існує також так звана груба похибка вимірювання, яка істотно перевищує очікувану похибку в даних умовах. Результат, що містить грубу похибку, іноді називають промахом. Така похибка може виникати внаслідок раптових короточасних змін умов експерименту, наприклад, через тимчасове відключення джерела живлення, механічні удари або помилки експериментатора при зчитуванні свідчень приладів. Грубі похибки, за своєю природою, також є випадковими та не піддаються попередньому прогнозуванню. Виявити промахи можна за допомогою статистичного аналізу результатів повторних вимірювань однієї й тієї ж величини. Після їх виявлення ці похибки повинні бути усунуті.

Результат вимірювання завжди має як систематичну, так і випадкову похибки. Потому похибки результатів вимірювання Δx в загальному випадку необхідно розглядати як випадкову величину. Таким чином систематична похибка Δx_c є математичним очікуванням цієї величини, натомість випадкова похибка Δx — це випадкова величина. При цьому:

$$\Delta x = \Delta x_c + \Delta x. \quad (3.9)$$

Цілковито усунути похибки неможливо, оскільки методи і засоби, які використовуються для виявлення та оцінки похибок, також мають свої власні недоліки.

4 РЕАЛІЗАЦІЯ СХЕМ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОНТРОЛЮ ПІДПРИЄМСТВА ТА СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ

4.1. Обґрунтування вибору системи комерційного та технічного контролю і обліку енергоресурсів.

Комерційний облік електроенергії — це процес фіксації обсягу виробленої та переданої споживачам електроенергії для проведення фінансових розрахунків. Лічильники, які використовуються для цього, називаються розрахунковими.

Технічний облік електроенергії призначений для контролю споживання електроенергії всередині різних об'єктів, таких як електростанції, підстанції, підприємства, житлові та нежитлові приміщення. Лічильники, що застосовуються для цієї мети, отримали назву лічильників технічного обліку.

Рекомендується встановлювати лічильники для розрахунків між енергопостачальною організацією та споживачами на межі розподілу мережі за балансом належності між цими сторонами. На підстанціях енергосистем розрахункові лічильники активної енергії мають бути розміщені на кожній лінії електропередачі, що обслуговує споживачів.

Для підприємств, які здійснюють розрахунки з енергопостачальником на основі заявленої максимальної потужності, слід встановлювати лічильники з індикатором максимального навантаження, якщо є один пункт обліку. У разі наявності двох або більше пунктів обліку рекомендується застосовувати автоматизовані системи обліку електроенергії.

Лічильники реактивної енергії мають встановлюватися на тих самих елементах схеми, де розміщені лічильники активної енергії для споживачів, які оплачують електроенергію з урахуванням дозволеної реактивної потужності. Для підприємств, що здійснюють розрахунки з енергопостачальником на основі максимально дозволеної реактивної потужності, необхідно встановлювати лічильники з індикатором

максимального навантаження. Якщо є дві або більше точки обліку, слід використовувати комплексну систему обліку електроенергії.

На підприємствах необхідно забезпечити можливість встановлення лічильників технічного обліку для контролю за дотриманням лімітів споживання електроенергії цехами, виробничими лініями та окремими енергоємними агрегатами. Це також дозволить визначати витрати електроенергії на одиницю продукції або напівфабрикату.

Допускається встановлення лічильників технічного обліку на ввіді в підприємство, якщо розрахунки за спожиту електроенергію здійснюються за показниками лічильників, розміщених на підстанціях або електростанціях енергосистеми.

Комерційний облік здійснюється на межі балансової належності підприємства та енергосистеми, зокрема на ввідних ячейках КРП-10. Втрати в кабельній лінії, що живить завод, визначаються розрахунковим шляхом або як різниця показань між лічильниками, встановленими на КРП 10 кВ підстанції енергосистеми, і лічильниками комерційного обліку. Для цього використовується електронний лічильник типу "Альфа" А2R-3-AL-C25. Додатковий розрахунок точок комерційного обліку не потрібен, оскільки завод живиться через єдиний кабельний ввід від підстанції енергосистеми.

Для технічного обліку використовуються лічильники типів СА-3У-5009 і СР-4У-5003. Їх встановлюють на відходячих лініях до трансформаторних підстанцій (ТП) в ячейках КРП-10 кВ заводу, а також поруч з високовольтними двигунами. Підключення лічильників здійснюється через трансформатори струму та напруги. Лічильники повинні бути обладнані послідовними інтерфейсами та імпульсними виходами типу "сухий контакт". Обмін даними через послідовний інтерфейс має відповідати стандартам DLMS та MEK1107.

Вибір оптимального числа лічильників технічного обліку для підприємства.

Число лічильників, які встановлюються на підприємстві обчислюється за формулою:

$$N = \frac{P_{\text{ср}}}{kP_{\text{ном}}} \quad (4.1)$$

де $P_{\text{ср}}$ – середня потужність по підприємству (приймається, що $P_{\text{ср}} = P_p$), $k = 0,5$ – коефіцієнт максимально вірогідного завантаження споживача; $P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність лічильника.

Номінальна потужність лічильників з трансформаторним включенням визначається по формулі:

$$P_{\text{ном}} = \sqrt{3} U_n I_n K_U K_{I_p} = \sqrt{3} \cdot 100 \cdot 5 \cdot 100 \cdot 9 = 779,4 \text{ кВт}$$

де U_n і I_n – величина номінальної напруги та номінального струму лічильників (для лічильників з трансформаторним включенням $U_n = 100 \text{ В}$, $I_n = 5$ або 1 А), K_U і K_I – значення коефіцієнта трансформації ТН та середнє значення коефіцієнта трансформації ТС, що визначається по формулі:

$$K_{I_p} = \frac{\sum n K_I}{\sum n} = \frac{1 \cdot 15 + 1 \cdot 6 + 3 \cdot 8}{1 + 3 + 1} \approx 9$$

Одже, кількість лічильників, що встановлюються для технічного обліку на боці 10 кВ підприємства:

$$N = \frac{P_{\text{ср}}}{kP_{\text{ном}}} = \frac{4312,03}{0,5 \cdot 779,422} = 11 \text{ шт.}$$

Оскільки отримане значення в 11 комірок перевищує фактичну кількість комірок (6 штук), які встановлюються для споживачів на ЦРП, попередньо приймаємо кількість 6. Один із способів збільшення кількості лічильників для технічного обліку на 10 кВ — це встановлення додаткових лічильників на магістральних лініях. Однак доцільність такої установки повинна бути обґрунтована економічно.

Критерієм стаціонарності встановлення приладів технічного обліку електроенергії служить умова:

$$\frac{\Delta E - (B_y + B_n + B_n)}{K_y} \geq E_n \quad (4.2)$$

де ΔE – річна економія, очікувана від впорядкування режиму електроспоживання розглядаємого об'єкту; K_y – разові витрати на придбання та монтаж електрообладнання; B_y, B_n, B_n – щорічні витрати на технічне обслуговування, поточний контроль та удосконалення норм, матеріальне заохочення працівників за економію електроенергії ($B = 5\%, B_n = 1\%, B_n = 1\%$), E_n – нормативний коефіцієнт ефективності, що визначається нормативним терміном окупності, який приймається 2 роки для сучасних умов.

Мінімальна потужність об'єкту споживання електроенергії, для доцільної установки приладів обліку:

$$P_{\text{найм}} \geq \frac{(K_y E_n + B_y + B_n + B_n) \cdot 100}{b T C_e} \quad (4.3)$$

де b – річна економія, очікувана від упровадження приладів обліку, приймається $b = 5\%$; T – час дії максимуму навантаження; $C_e = 0,9076$ грн./кВт·год - ціна електроенергії.

Якщо B_y, B_n, B_n задано у відсотках вартості витрат K_y то

$$P_{\text{найм}} \geq \frac{K_y (E_n + B_y + B_n + B_n) \cdot 100}{b T C_e} \quad (4.4)$$

Витрати K_y технічного обліку на 10 кВ обчислюються за формулою:

$$K_y = (1 + m)(K_{\text{ліч}} + K_U + K_I) \quad (4.5)$$

де m – коефіцієнт, що рахує витрати на монтаж у відсотках вартості обладнання (приймається рівним 15% вартості обладнання); $K_{\text{ліч}}$ – ціна лічильника; K_U, K_I – відповідно ціна ТН і ТС.

$$K_y = (1 + 0,15)(1000 + 60000 + 3000) = 73600 \text{ грн.}$$

де $K_{лч} = 1000$ грн. вартість лічильника САЗУ-5009; $K_U = 60000$ грн.- вартість обох трансформаторів напруги типу НАМИТ-10-2; $K_I = 3000$ грн.- вартість обох трансформаторів струму типу ТЛК 10 УЗ.

Мінімальна потужність, яка є доцільною для установки лічильників на стороні 10 кВ:

$$P_{найм} \geq \frac{73600 (0,5 + 0,05 + 0,01 + 0,01) \cdot 100}{5 \cdot 5549,51 \cdot 0,9076} = 166,6 \text{ кВт}$$

Оскільки найменша розрахункова потужність на один трансформатор на ТП становить 599,305 кВт, що значно перевищує 166,58 кВт, установка додаткових лічильників для технічного обліку на трансформаторних підстанціях при прийнятих розрахункових показниках є економічно виправданою.

4.2. Розробка системи комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання.

В якості комплексної системи для обліку та контролю енергоспоживання прийнято систему ІТЕК-210. Вона призначена для створення автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії (АСОЕ) і використовується разом із такими технічними засобами:

- трифазні індуктивні лічильники електроенергії, оснащені пристроями для формування імпульсів, або електронні лічильники з імпульсним виходом;
- лінії зв'язку для передачі даних.

До складу автоматизованої системи обліку та контролю енергоспоживання (АСОЕ) можуть також входити:

- персональні комп'ютери типу IBM PC;
- модем;
- інші пристрої ІТЕК-210.

Основні технічні характеристики ІТЕК-210:

1. Збір, зберігання та обробка інформації. Система забезпечує обробку даних, що надходять від первинних вимірювальних перетворювачів (ПВП), максимальна кількість яких становить 64. Примітка: в якості ПВП можуть використовуватися датчики з імпульсним виходом (до 12 Гц).

2. Канали обліку. ІТЕК-210 дозволяє організувати до 64 каналів обліку.

3. Групи обліку. Система може створювати до 64 груп обліку, причому кількість каналів у кожній групі може варіюватися від 0 до 64.

4. Обчислення параметрів. ІТЕК-210 проводить обчислення параметрів електроспоживання для каналів і груп обліку.

5. Графік навантаження. Система зберігає інформацію про графік навантаження для кожного каналу обліку за останні 5 діб, починаючи з поточного моменту.

6. Зв'язок з ПВП. ІТЕК-210 підтримує зв'язок з первинними вимірювальними перетворювачами через двоканальні лінії зв'язку з активним опором не більше 160 Ом/км і ємністю не більше 0,1 мкФ/км.

Автоматизований комплекс ІТЕК-210 отримує дані від лічильників через струмовий інтерфейс ІРПС та телемеханічні канали. Оскільки комплекс встановлений на території заводу, використання перетворювачів інтерфейсу RS232/RS485 не є необхідним. Передача інформації від лічильників комерційного обліку здійснюється по цифрових каналах за допомогою послідовного протоколу RS232. Канали управління ІТЕК-210 використовуються для регулювання навантаження в рамках контролю заявленої потужності, причому інформація також передається по цифровому каналу (RS232).

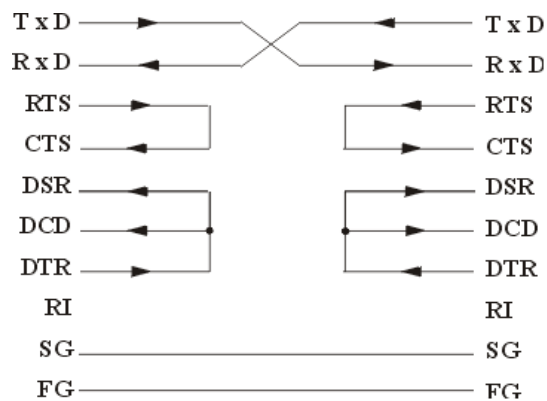


Рисунок 4.1 - Схема 4-проводної лінії зв'язку для RS-232.

Комплекс ІТЕК-210 підключений до електронної обчислювальної машини (ЕОМ). Вся інформація, що надходить від первинних вимірювальних перетворювачів, зберігається в базі даних і використовується для комерційної та технічної діяльності підприємства. Зв'язок із сервером енергосистеми здійснюється через виділений телефонний канал і модеми.

4.3. Вибір комплексних схем обліку та допоміжних технічних засобів контролю за електроспоживанням.

Трансформатори струму підключаються до електричної мережі послідовно. До вторинної обмотки трансформаторів підключають амперметри, струмові обмотки вимірювальних приладів та реле. Провід первинної обмотки вибирається відповідно до струмів у первинних колах, а ізоляція — згідно з їх напругою.

Номінальний струм вторинної обмотки становить 5 А, а іноді 1 А. Оскільки опір обмоток приладів, підключених до трансформатора струму, є незначним, трансформатор працює в режимі, близькому до короткого замикання. Напруга на зажимах вторинної обмотки становить одиниці вольтів. При розмиканні вторинної обмотки напруга може зрости до тисячі вольтів. Тому заборонено навіть короткочасно розмикати кола вторинної обмотки.

Схеми підключення ТС показано на рис.4.2.

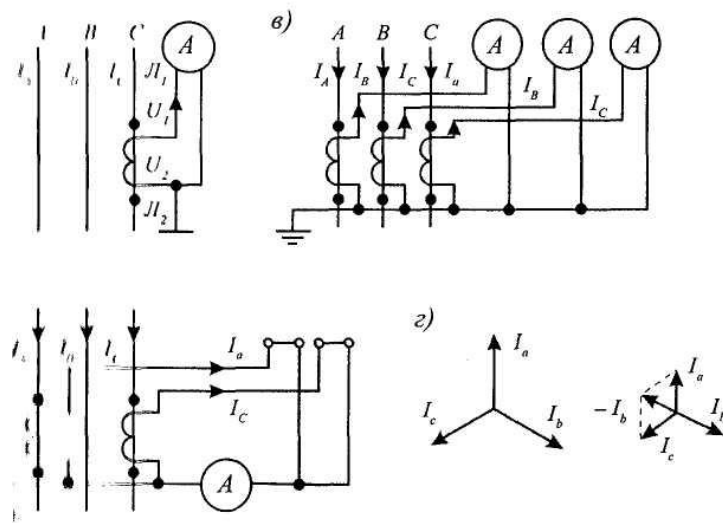


Рисунок 4.2 - Схеми підключення ТС: а) схема підключення 1 -го тр-ра; б) 2-х трансформаторів по схемі «неповна зірка»; в) 3-х трансформаторів по схемі "повна зірка"; г) векторна діаграма струму для схем, підключених у вигляді "повної" та "неповної зірки".

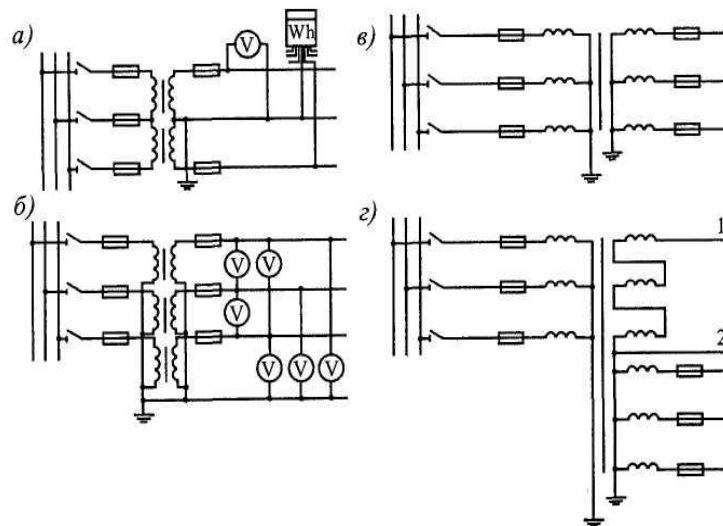


Рисунок 4.3 - Схеми підключення ТН:

а) підключення 2-х трансформаторів по схемі відкритого (неповного) трикутника; б) 3-х однофазних трансформаторів по схемі "зірка"; в) 1-го трифазного трансформатора з двома обмотками по схемі "зірка"; г) 1-го трифазного трансформатора з 3-ма обмотками, дві обмотки – по схемі "зірка", третя (1-2) – по схемі "розімкнутий трикутник".

На рисунку 4.3 показано схему підключення лічильника через трансформатори струму та трансформатори напруги. Вимірювальні трансформатори встановлюють у закритих і відкритих розподільчих пристроях. Контрольні кабелі з'єднують їх з приладами на щитах та пультах розподільчих пристроїв.

Трансформатори струму нульової послідовності монтуються безпосередньо на силових кабелях і інтегруються в схему релейного захисту. Вторинні кола трансформаторів повинні бути заземлені, що забезпечує захист вимірювальних пристроїв у разі пошкодження ізоляції трансформаторів струму або напруги.

4.4. Вибір електричних схем підключення комплексних систем, лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги.

Двоелементні лічильники типу "Альфа" А2R-3-AL-C25 використовують трансформаторну схему підключення в трифазну трипроводну мережу. Схему підключення показано на рисунку 4.4.

Трансформатори струму встановлюються у фазах А і С, оскільки мережі 10 кВ працюють з ізольованою нейтраллю.

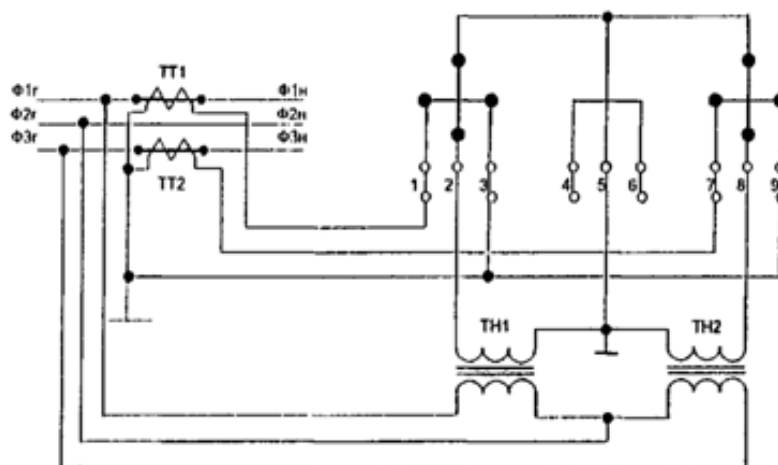


Рисунок 4.4 - Схема включення лічильника в трифазну трипроводну мережу крізь трансформатори струму та напруги.

Порядок вибору трансформаторів струму.

Трансформатори струму (ТС) обираються за кількома критеріями:

1. По напрузі установки. Визначається відповідно до напруги в електричній мережі, де планується їх використання.
2. По струму. Вибір здійснюється на основі номінального струму, який буде проходити через трансформатор.
3. По електродинамічній стійкості. Трансформатор має бути здатним витримувати електродинамічні навантаження, що виникають під час коротких замикань.
4. По термічній стійкості. Визначається максимальна температура, яку може витримати трансформатор без пошкоджень.
5. По конструкції й класу точності. Вибір залежить від конструкційних особливостей трансформатора та його класу точності, що вплине на точність вимірювання.
6. По вторинному навантаженню. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора також є важливим критерієм для його вибору.

Для перевірки згаданих умов необхідно представити схему підключення приладів.

$$Z_2 = Z_{\text{прил}} + R_{\text{пров}} + R_K \quad (4.6)$$

де $Z_{\text{прил}}$ – величина опору приладів, підключених послідовно до вторинних кіл;

$$Z_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_{2\text{ном}}^2 \quad (4.7)$$

R_K – величина опору контактів, в розрахунках приймається $R_K = 0,05 \dots 0,1$ Ом;

$R_{\text{пров}}$ – величина опору з'єднувальних проводів.

Для коректної роботи ТС в обраному класі точності (зазвичай 0,5), потрібно дотримуватися умови:

$$Z_{\text{прил}} + R_{\text{пров}} + R_K \leq Z_{2\text{ном}} \quad (4.8)$$

отже

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - Z_{\text{при л}} - R_K \quad (4.9)$$

Далі визначається переріз проводів:

$$F = \rho \cdot l_{\text{розр}} / R_{\text{пров}} \quad (4.10)$$

ρ - величина питомого опору матеріалу провода, Ом мм²/м;

$l_{\text{розр}}$ – розрахункова довжина в залежності від схеми з'єднання ТС та відстані від приладів L до ТС.

Порядок вибору трансформаторів напруги.

Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги (ТН) обираються за такими критеріями:

1. По напрузі установки. Вибір здійснюється на основі номінальної напруги, в якій планується використовувати трансформатор.
2. По конструкції й схемі з'єднання обмоток. Важливо врахувати конструктивні особливості трансформатора та схему з'єднання його обмоток, що вплине на його роботу та ефективність.
3. По класу точності. Трансформатор повинен відповідати необхідному класу точності для забезпечення правильності вимірювань.
4. По вторинному навантаженню. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора також є важливим аспектом при його виборі.

Сумарне навантаження всіх приладів $S_{2\Sigma}$, що підключені до ТН визначається згідно виразу:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum P_{\text{прил}}\right)^2 + \left(\sum Q_{\text{прил}}\right)^2} \quad (4.11)$$

У мережах з ефективно заземленою нейтраллю використовують трансформатори напруги типу НКФ або ємнісні дільники напруги НДЕ. У мережах з ізольованою нейтраллю, де необхідний контроль ізоляції, встановлюються трифазні трансформатори напруги типу НТМІ або НАМІ, а також групи з трьох однофазних трансформаторів, таких як ЗНОМ та ЗНОЛ.

Вибір трансформаторів струму.

Встановлюємо ТС у фазах А і С, оскільки мережі 10 кВ працюють із ізольованою нейтраллю. Приймаємо для встановлення на вводах трансформатор струму ТЛК 10 УЗ, $K_T=400/5$.

Таблиця 4.1 - Вибір трансформатора струму на вводах 10 кВ.

№	Параметри ТС	Умови для вибору	Розрахункові значення	Каталожні дані
1.	Номінальна напруга ,кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10	10
2.	Значення довготривалого номінального струму, А	$I_{max} \leq I_{ном}$	346,8	400 А
3.	Значення струму динамічної стійкості, кА	$i_y \leq i_{дин.ст.}$	10,2	51
4.	Значення теплового імпульса (термічна стійкість), $кА^2 \cdot с$	$B \leq I_{м.с}^2 \cdot t_{м.с}$	18,5	$15^2 \cdot 4 = 900$
5.	Значення вторинного навантаження, Ом	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	0,38	0,4

Таблиця 4.2 - Визначення вторинного навантаження трансформаторів струму.

Прилад	Тип приладу	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник активної і реактивної енергії	A2R-3-AL-C25	4,0	-	4,0
Амперметр	Е-377	0,10	-	
Всього:		4,10	-	4,10

Опір приладів приймаємо при найбільшому завантаженні фази.

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{ном}^2} = \frac{4,1}{5^2} = 0,164 \text{ Ом.}$$

Опір проводів:

$$R_{пров} = Z_{2ном} - Z_{прил} - R_k = 0,4 - 0,164 - 0,1 = 0,136 \text{ Ом.}$$

Опір контактів приймається $R_k = 0,1 \text{ Ом.}$

Обчислюємо переріз проводів:

$$F = \rho \cdot \frac{I_{\text{розр}}}{R_{\text{пров}}} = 0,0283 \cdot \frac{17,32}{0,136} = 3,6 \text{ мм}^2$$

де $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – значення питомого опору мідних проводів;

$$I = 10 \text{ м}$$

$$I_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot L = 1,732 \cdot 10 = 17,32 \text{ м}$$

Приймаємо переріз проводу 4 мм^2 (найменше значення з ПУЕ).

$$R_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{I_{\text{розр}}}{F} = 0,0283 \cdot \frac{17,32}{4} = 0,12 \text{ Ом}$$

Уточнений опір вторинного навантаження з урахуванням вибраного контрольного кабелю:

$$Z_2 = Z_{\text{прил}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к}} = 0,164 + 0,012 + 0,1 = 0,384 \text{ Ом}$$

Перевіряємо за вторинним навантаженням:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$0,384 \leq 0,4 \text{ Ом}$$

Вибраний трансформатор ТЛК-10 У3 задовольняє умовам вибору.

На відходячих лініях до ТП встановлюються трансформатори струму ТЛК-10-3, ($K_T=200/5$).

Таблиця 4.3 - Вибір трансформатора струму на відходячих лініях.

№	Параметри	Умови вибору	Розрахункові значення	Паспортні дані
1.	Значення номінальної напруги, кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10,0	10 кВ
2.	Значення довготривалого номінального струму, А	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	167,70	200 А
3.	Значення струму динамічної стійкості, кА	$i_y \leq i_{\text{дин.ст.}}$	9,10	52 кА
4.	Значення теплового імпульса (термічна стійкість), $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B \leq I_{\text{м.с}}^2 \cdot t_{\text{м.с}}$	18,10	$10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
5.	Значення вторинного навантаження, Ом	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	0,40	0,4

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуються схемою включення та паспортними даними приладів, потім визначається навантаження по фазах:

Таблиця 4.4 - Визначення вторинного навантаження трансформаторів струму.

Назва приладу	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник активної енергії СА-3У-5009	2,0	3,0	-	3,0
Лічильник реактивної енергії СР-4У-5003	2,0	3,0	-	3,0
Амперметр Е-3354	1,0	0,5	-	-
Всього		6,5		6,0

Опір приладів приймається за найбільшого завантаження фази.

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{\text{ном}}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Опір проводів обчислюється:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - R_{\text{к}} = 0,4 - 0,26 - 0,1 = 0,04 \text{ Ом}$$

Опір контактів приймається $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$.

Визначаємо переріз проводів по формулі:

$$F = \rho \cdot \frac{l_{\text{розр}}}{R_{\text{пров}}} = 0,0283 \cdot \frac{8,65}{0,04} = 6,12 \text{ мм}^2$$

де $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - питомий опір для мідних проводів

$$l = 5 \text{ м} \quad l_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot L = 1,732 \cdot 5 = 8,65 \text{ м}$$

Приймаємо переріз проводу 10 мм^2 .

$$R_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l_{\text{розр}}}{F} = 0,0283 \cdot \frac{8,65}{10} = 0,024 \text{ Ом}$$

Уточнюємо опір вторинного навантаження із урахуванням обраного контрольного кабеля:

$$Z_2 = Z_{\text{прил}} + R_{\text{пров}} + R_k = 0,04 + 0,024 + 0,1 = 0,164 \text{ Ом}$$

Перевіряємо за вторинним навантаженням:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$0,164 \leq 0,4 \cdot 2 = 0,8 \text{ Ом}$$

Трансформатор ТЛК-10-3 задовольняє умовам вибору.

Таблиця 4.5 - Визначення трансформаторів струму за призначенням.

Призначення	Призначення ТС		
Встановлено	Ввод ЦРП	На лініях (КЛ 2-6)	На лініях (КЛ 7,8)
Тип прийнятого до встановлення ТС	ТЛК-10-У3/400/5	ТЛК-10-3/200/5	ТЛК-10-2/50/5

Вибір трансформаторів напруги.

Трансформатор напруги має встановлюватися на кожній секції збірних шин. Приймаємо трансформатор НАМИТ–10–2

Таблиця 4.5 - Визначення вторинного навантаження трансформаторів напруги.

Назва приладу	Тип	$S_{\text{обм}}$ ВА	К – сть обм	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	К-сть Прил	P_{Σ} Вт	Q_{Σ} вар
Вольтметр (шини 10 кВ)	Е 337	2,0	1	1	0	1	4,0	0
Лічильник «Альфа»	A2R-3-AL- C25	1,8	2	0,92	0,34	1	3,31	1,4
Лічильник активної енергії	СА-3У- 5009	3,0	2	0,25	0,970	6	9,0	35,0
Лічильник реактивної енергії	СР-4У- 5003	3,0	2	0,25	0,970	6	9,0	35,0
Всього							25,31	71,4

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{25,31^2 + 71,4^2} = 75,75 \text{ ВА}$$

Вибираємо трансформатори напруги:

НАМИТ–10–2 з класом точності 0,5.

Перевіряємо по вторинному навантаженню:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$$

$$75,75 < 100 \text{ ВА}$$

Умова виконується.

4.5. Розрахунок метрологічних характеристик системи обліку електроспоживання.

Електричні мережі є складно замкненими, і для розрахунку режимів їх роботи, що дозволяє мінімізувати втрати, необхідна своєчасна та достовірна інформація про навантаження кожного вузла. Це забезпечує можливість оптимізації роботи системи, підвищення її ефективності та надійності, а також дозволяє оперативно реагувати на зміни в навантаженнях і запобігати можливим аварійним ситуаціям. Збирання та аналіз даних про навантаження в реальному часі допомагають в ухваленні обґрунтованих рішень для управління електричними мережами.

Для підвищення точності обліку в даний час впроваджуються системи, які містять мікропроцесорні лічильники електроенергії. У структурній схемі сучасної автоматизованої системи контролю та обліку енергоспоживання (АСКОЕ) виділяються три основні рівні:

- Первинні вимірювальні перетворювачі (ППП). Відповідають за первинне вимірювання енергоспоживання.
- Пристрої збору даних (УСД). Збирають і обробляють інформацію від ППП для подальшої передачі.
- Центральна станція (ЕОМ). Займається обробкою та аналізом отриманих даних, а також формуванням звітів.

Всі три рівні з'єднані між собою відповідними лініями зв'язку, які залежать від типу інформації, що передається через них. Це дозволяє забезпечити ефективний контроль та управління енергоспоживанням у реальному часі.

Використання електронних лічильників (СЧ) значно підвищує точність обліку споживаної електроенергії. Наявність мікропроцесора в таких лічильниках дозволяє не лише обробляти інформацію, але й вимірювати додаткові параметри енергоспоживання, такі як частота мережі, кут зсуву фаз тощо. Електронні лічильники забезпечують вищу точність порівняно з індукційними в усіх діапазонах навантажень. Інформація передається від СЧ до пристроїв збору даних (УСД) у цифровому форматі з використанням спеціалізованих протоколів зв'язку, що дає змогу перевіряти отримані показники. Найбільша похибка вимірювань, яка перевищує допустимі норми, зазвичай виникає на першому рівні системи. До цього рівня входять первинні вимірювальні перетворювачі струму і напруги, самі електронні лічильники, а також лінії, що їх з'єднують, утворюючи вимірювальний канал (ГИК). У загальному випадку до ГИК також зараховують комунікаційні лінії між інформаційними виходами СЧ та УСД.

При визначенні похибки ВК бажано користуватися уточненою формулою:

$$\delta_{p1} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TH}^2 + \delta_{TT}^2 + \delta_{CЧ}^2}, \quad (4.12)$$

де $K_3 = 1,1$ - завантаження ТН по вторинній обмотці, відн. од.

де δ_{p1} - результуюча похибка вимірювального вузла;

δ_{TH} - величина відносної похибки ТН;

δ_{TT} - величина відносної похибки ТТ;

$\delta_{CЧ}$ - величина відносної похибки СЧ.

Основний вплив на величини погрешностей перетворювачів струму (ТТ) надають їх завантаження по струму і величина опору вторинного ланцюга. В умовах зниження споживання електроенергії промисловими підприємствами завантаження трансформаторів струму часто не перевищує 5-15%, що приводить до значного збільшення погрешностей.

Ще одним важливим джерелом похибок у вимірюванні електроенергії є трансформатори напруги (ТН). Основним фактором, що впливає на їхню

точність, є рівень вторинного навантаження. Залежність похибки ТН від коефіцієнту завантаження по потужності (відношення фактичного навантаження вторинної обмотки ТН до номінального значення навантаження) має наступний вигляд:

$$\delta_{TH} = -0,73 \cdot k_3 + 0,35 \quad (4.13)$$

Отже, для підвищення точності обліку енергоспоживання та зменшення небалансів у енергопостачальних організаціях важливим завданням є розробка алгоритму корекції результатів вимірювань, що базується на ймовірнісному підході. Цей алгоритм також має враховувати реальну (ненульову) систематичну складову похибок вимірювальних пристроїв. Оскільки параметри вимірювальних приладів можуть змінюватися під час експлуатації (через старіння ізоляції та зміну електричних характеристик), важливо при розрахунках також враховувати тренд систематичної похибки.

$$\delta_{TH} = -0,73 \cdot 0,859 + 0,35 = -0,278 = 10,2781$$

$$\delta_{p\Sigma} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TH}^2 + \delta_{TT}^2 + \delta_{лч}^2} = 1,1 \cdot \sqrt{5,5^2 + 3,06^2 + 2,2^2} = 7,3 \text{ \%}.$$

Визначення основної похибки вимірювального каналу.

Стандартне вимірювальне коло для системи обліку електроенергії включає в себе вимірювальні трансформатори струму (ТС), трансформатори напруги (ТН) та електронний лічильник. Границя допустимої (випадкової) похибки вимірювального каналу обчислюється за формулою:

$$\delta_{\Sigma} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{ЛЧ}^2 + \delta_{U2}^2 + \delta_{\theta}^2 + \sum_{i=1}^n \delta_i^2} \quad (4.14)$$

де $\delta_I, \delta_U, \delta_{\Sigma}$ - величини відносних похибок ТС і ТН лічильника; δ_{U2} - падіння напруги у вторинному колі ТН; δ_{θ} - величина відносної похибка вимірювання значення активної складової повного струму, обумовлена кутовими похибками ТС і ТН; δ_{Σ} - загальна додаткова похибка, яка обумовлена впливаючими чинниками (відхилення від нормальних значень напруги, частоти, температури навколишнього середовища, магнітного поля

тощо, при яких гарантується розташування похибок всередині діапазону, відповідного класу точності); 1,1- коефіцієнт, який враховує умови технологічної перевірки приладів з використанням еталонних пристроїв, щякі мають свої похибки, та інші причини.

Визначення основної похибки при вимірюванні електроенергії.

Зміна навантаження впливає на фактичні похибки кожного вимірювального приладу. У реальних умовах первинні ланцюги трансформаторів струму (ТС) зазвичай завантажуються значно нижче їх номінальних значень з кількох причин:

1. Середнє навантаження завжди нижче максимального, а похибка вимірювання електроенергії визначається на основі середнього навантаження.

2. В даний час споживання електроенергії підприємствами істотно зменшилося в порівнянні з періодом, коли проектувалися мережі і встановлювалися ТС.

3. Трансформатори струму завжди обираються з запасом за пропускною здатністю для врахування можливого зростання навантаження в майбутньому.

У практичних умовах трансформатори струму (ТС) функціонують у межах $k_{\text{зл}} = 0,05 - 0,2$, які зазвичай відповідають типовим сценаріям. Проте, через вимоги до системи обліку, така ситуація є неприпустимою. Формула (1) визначає допустимі, а не фактичні похибки. Важливо знати реальні похибки для коректного аналізу структури втрат електроспоживання. Особливо при визначенні комерційних втрат слід враховувати фактичні похибки облікових систем, оскільки в іншому випадку завищені похибки можуть бути помилково трактовані як розкрадання чи втрати.

Систематичну похибку вимірювального каналу (ВК) визначають за формулою:

$$\Delta_i = \Delta_l + \Delta_U + \Delta_{U2} + \Delta_{\theta} + \Delta_{лч} \quad (4.15)$$

де $\Delta_I, \Delta_U, \Delta_{ЛЧ}$ - величини відносних похибок ТС і ТН лічильника; Δ_{U2} - втрати напруги у вторинному колі ТН; Δ_θ - величина відносної похибки виділеної зі виміряного значення повного струму активної складової, що визвана кутовими похибками ТС і ТН.

Формули, які характеризують залежність систематичної $\Delta_{I,о.е}$ та випадкової $\delta_{I,о.е}$ похибок від коефіцієнту завантаження ТС - k_{3I} наведені в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 - Залежність похибок трансформатора струму від коефіцієнта завантаження

Похибки	Інтервал значень k_{3I} , у.о.	
	0 – 0,3	0,2 – 1
$\Delta_I, \text{у.о.}$	$-2+6,250 k_{3I}$	$-1,063+1,563 k_{3I}$
$\delta_I, \text{у.о.}$	$\pm(1- 1,25 k_{3I})$	$\pm(0,813-0,313 k_{3I})$

Припустимі похибки ТН на відміну від ТС майже однакові протягом всього діапазону k_{3U} .

Розрахункові вирази для визначення похибок ТН представлені у вигляді, у.о.:

$$\Delta_U = 0,5 - k_{3U}; \quad (4.16)$$

$$\delta_U = \pm 0,5. \quad (4.17)$$

Визначення кутової похибки при вимірюванні електроенергії.

Додаткову похибку вимірювання активного струму d_θ %, зумовлену впливом кутової похибки ТС чи ТН $d\theta$, визначають за виразом:

$$d_\theta = 0,0291 d\theta \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (4.18)$$

де $\cos \varphi$ – значення коефіцієнта потужності контрольного приєднання.

Підставивши в (4.5) величину $\cos \varphi = 0,85$, вираз приймає вигляд:

$$d_{\theta} = 0,018d\theta. \quad (4.19)$$

Випадкова кутова похибка ТС $\delta\theta$, в у.о., та систематична кутова $\Delta\theta$, в у.о визначається за виразами (табл. 4.6.), змінюючи знак для систематичної похибки.

Згідно з ГОСТ 1983-89, нормовані кутові похибки трансформаторів напруги (ТН) становлять ± 40 хвилин для класу точності 1,0 і ± 20 хвилин для класу 0,5.

Таким чином, розрахунок результуючої похибки в АСКОЕ потрібно виконувати в наступному порядку:

1) за визначеними значеннями k_{3I} і k_{3U} з таблиці 4.6 та формулам (4.16), (4.17) обчислюють систематичні та випадкові складові похибок (по модулю) вимірювальних трансформаторів у відносних одиницях;

2) перемножують похибки по модулю на класи точності трансформаторів, а кутові похибки ТС додатково на ± 60 хв. для класу 1,0 і ± 40 хв.та для класу 0,5, а також ± 40 хв. для класу 1,0 і ± 20 хв.та для класу 0,5 для ТН ;

3) по формулі (4.18) обчислюють симетричну складову додаткової похибки виміру активної потужності d_{θ} , зумовлену кутовими похибками ТС і ТН, замінюючи $d\theta$ різницею симетричних складових $\Delta\theta_U - \Delta\theta_I$;

4) випадкову складову додаткової похибки вимірювання активної потужності δ_{θ} , зумовлену кутовими похибками ТС і ТН, обчислюють за формулою:

$$\delta_{\theta} = 0,018\sqrt{\delta\theta_U^2 + \delta\theta_I^2}; \quad (4.20)$$

5) систематичну та випадкову похибки лічильників можна приближено приймати: для електронних лічильників класу точності 0,5 - $\Delta_{\text{Ех}} = 0$; $\delta_{\text{Ех}} = \pm 0,5\%$, а для індукційних лічильників з класом точності 1,0 і більше - $\Delta_{\text{Ех}} = -0,75 \cdot 1,0 = -0,75\%$ $\delta_{\text{Ех}} = \pm 1,0\%$, де 1,0 – клас точності лічильника електроенергії;

6) систематичну похибку обліку електроенергії по об'єкту, купівля

енергії на який фіксуються в n вимірювальних каналах, а продаж – по m вимірювальним каналам визначають по формулі, тис.кВт·год:

$$\Delta_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{100} * W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\Delta_j}{100} * W_j \quad (4.21)$$

де $W_{i(j)}$ - кількість енергії, тис. кВт·год, яка пройшла через ВК обліку;

$\Delta_{i(j)}$ - систематична похибка у вимірювальному комплексі в $i(j)$ -ого ВК, визначена із врахуванням формул таблиці 4.6, формули (4.16) і систематичних похибок лічильників.

7) випадкову похибка обчислюють за виразом, тис. кВт·год :

$$\delta_{\Sigma} = \pm 0,975 \sqrt{\sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_i}{100} * W_i \right)^2}, \quad (4.22)$$

де δ_i — величина випадкової похибки i -го вимірювального комплексу, знайдена по формулі (4.14) із врахуванням формул таблиці 4.6 та формули (4.17); 0,975 — коефіцієнт, відповідний визначенню похибки з 95% -ою вірогідністю по закону рівномірного розподілу похибок.

Таблиця 4.7 - Визначення похибок вимірювань на деяких приєднаннях

№ ячейки	S _p	I _p	K _{тг}	I _{2p}	K _{зтс}	δ _{а,сч} %	δθ _{тг} , %	δ _{тг} ,%	d _{тг} , %	δθ _{тг} %,	δθ, %	K _{зтг}	δ _Σ , %	
ЦРП-РП1	4600,31	63,3	15	4,22	0,844	0,45	0,81	0,257	-0,111	-0,81	0,021	0,631	0,59	
РП1- КТП-1	1374,32	37,8	8	4,731	0,95	0,7	0,90	0,517	-0,111	-	0,858	0,024	0,631	1,658
РП1- КТП-2	1204,80	33,2	8	4,151	0,83	0,72	0,93	0,553	-0,111	-	0,515	0,0191	0,631	1,558
РП1- КТП-3	1412,48	38,9	8	4,860	0,97	0,69	0,82	0,51	-0,111	-	0,556	0,018	0,631	1,457
РП1- КТП-4	706,25	19,4	6	3,240	0,65	0,8	1,38	0,610	-0,11	-	0,365	0,031	0,631	1,96

5 ПРОВЕДЕННЯ ЕНЕРГОАУДИТУ НАСОСНИХ УСТАНОВОК

5.1. Загальні відомості про енергетичний аудит

Енергетичний аудит є частиною заходів, спрямованих на зниження енергоспоживання та досягнення економічних переваг. Основна мета такого аудиту – створити просту, але детальну "картину" використання, перетворення та розподілу енергетичних потоків, необхідних для функціонування об'єкта. Ця "картина" допомагає краще зрозуміти діяльність об'єкта, його структурні компоненти та взаємозв'язки, а також дозволяє оцінити, наскільки ефективно використовується енергія в межах цього об'єкта. Глибина і структура енергоаудиту повинні відповідати цілям, визначеним керівництвом для аудиторів. Ієрархію та взаємозв'язок завдань політики енергозбереження на підприємствах можна відобразити у вигляді схеми рис.5.1.



Рисунок 5.1 - Ієрархія та цілі проведення заходів з енергозбереження

Діяльність у сфері енергозбереження, як і будь-яка інша, має свої об'єкти та суб'єкти. На промисловому підприємстві об'єктами

енергозбереження можуть бути: підприємство в цілому (як виробничі, так і допоміжні підрозділи) або його окремі елементи, енергетична інфраструктура, етапи генерації, транспортування, перетворення і споживання енергії, а також обладнання, інженерні мережі та групи взаємопов'язаного обладнання. Суб'єктами енергозбереження можуть виступати технологічні процеси, організаційні структури підприємства, окремі виробничі етапи, системи мікроклімату, інженерні комунікації, будівлі та системи енергетичного менеджменту.

Основну увагу слід приділяти виробничим системам з найбільшим споживанням енергії. Серед них можна виділити типові системи, такі як теплоелектростанції (ТЕС), котельні установки, сушильне обладнання, установки для подачі тепла для виробничих потреб, системи опалення, водопостачання, вентиляції та кондиціювання повітря, холодильні установки, освітлювальні системи, системи подачі стисненого повітря, насоси тощо. Характерними ознаками цих систем є:

- наявність високих або низьких температур (у порівнянні з температурою навколишнього середовища);
- значне споживання робочого тепла (пари, води, газу, стисненого повітря).

Об'єктом енергетичного аудиту може бути будь-яка система, незалежно від її складності, яка виконує роботу та споживає для цього енергію. Один із способів оцінити ефективність використання енергії – це скласти рівняння енергетичного балансу, яке відображає взаємозв'язок між енергією, що надходить, і тією, що витрачається на корисну роботу, враховуючи втрати під час її споживання, перетворення та розподілу.

$$P_{cn}=P_{кор}+\Delta P_{\Sigma} \quad (5.1)$$

де P_{cn} - споживана потужність з мережі;

$P_{кор}$ - потужність, що затрачається на виконання корисної роботи;

ΔP_{Σ} - втрати потужності протягом споживання розподілення та перетворення енергії.

Енергетичний баланс має відображати всі джерела надходження енергії з одного боку та всі напрями її витрат з іншого. Тому баланс поділяється на прибуткову та витратну частини.

Прибуткова частина енергобалансу включає показники, що характеризують видобуток і виробництво різних видів енергоресурсів та енергії, їхнє надходження від зовнішніх джерел, а також перехідні залишки.

Витратна частина охоплює показники, які відображають структуру і напрями використання енергоресурсів, включаючи втрати, передачу енергії на зовнішні об'єкти та перехідні залишки.

Для виконання корисної роботи, яку виконує аналізований об'єкт, зазвичай потрібні багаторазові перетворення одного виду енергії в інший. Однак при кожному перетворенні та розподілі енергії неминуче відбуваються втрати у складових систем, що виконують ці перетворення. Під втратами енергії розуміються ті форми енергії, які утворюються під час перетворень, але не можуть бути використані для корисної роботи. Окрім "неминучих" втрат, у виробничому процесі можуть виникати "додаткові" втрати, що пов'язані з технічним станом обладнання, його роботою в неоптимальних режимах та іншими факторами.

5.2. Особливості розподілу енергії в насосних агрегатах.

До основного обладнання насосних установок належать насоси, приводи для насосів (електродвигуни або двигуни внутрішнього згоряння), а також трубопроводи, оснащені регулюючою та запірною арматурою. У сучасних насосних установках найбільш поширеними є лопатеві насоси, зокрема відцентрові та осьові.

Відцентрові насоси мають нерухомий корпус 1 (рис. 5.2), який має спіральну форму, всередині якого розташоване робоче колесо 2, закріплене на валу 3. Колесо складається з двох дисків, між якими знаходяться лопаті 4. Корпус насоса з'єднаний з усмоктувальним і напірним трубопроводами через патрубки 5 і 6.

Коли корпус насоса та усмоктуючий трубопровід заповнені рідиною, а робоче колесо приводиться в обертання, рідина під дією лопатей починає рухатися. Відцентрові сили переміщують рідину до периферії, де утворюється підвищений тиск, тоді як у центрі колеса виникає розрідження. Завдяки різниці тисків рідина надходить у напірний трубопровід, забезпечуючи безперервну подачу рідини насосом.

Під час роботи насоса потік води змушує диск обертатися на осі, що дозволяє воді проходити через затвор. Після зупинки насоса диск опускається під дією власної ваги та тиску води з напірного водоводу, закриваючи затвор.

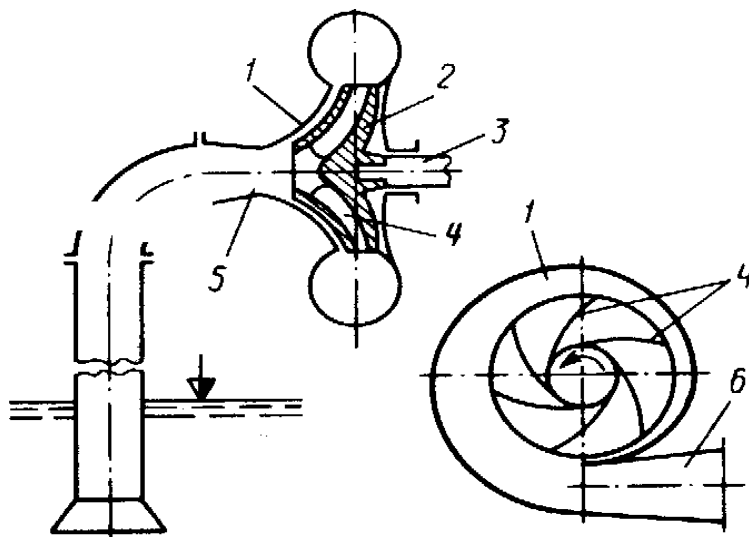


Рисунок 5.2 - Схема одноступеневого центробіжного насоса

5.2.1. Вивчення та аналіз роботи НС.

Корисною роботою, яку виконує насосна система в залежності від її призначення, є подача, відведення або одночасно подача і відведення води з резервуара. Для цього система виконує роботу, необхідну для створення потоку води.

Загальну функціональну схему насосної системи можна представити у вигляді, як показано на рис. 5.3, де відображено основні компоненти та принципи її роботи.

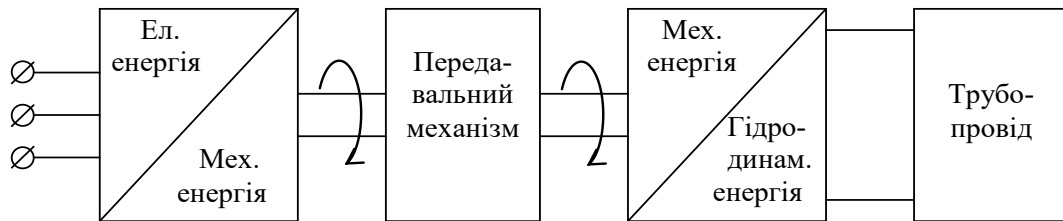


Рисунок 5.3 - Функціональна схема НС

Потужність, яка витрачається на здійснення корисної роботи визначається за наступною формулою:

$$P_{гидродин} = Q \cdot H \quad (5.2)$$

де H [Па] - повний тиск (напір), що розвивається насосним агрегатом, як різниця повних тисків потоку на виході з насосної установки та на вході до неї;

Q [м³ / с] - продуктивність (об'ємна витрата), що представляє собою об'єм газу, що поступає в насосну установку протягом одиниці часу.

Потрібний потік води на виході насосної установки отримується шляхом перетворення механічної енергії в гідродинамічну за допомогою насоса.

Необхідна механічна потужність, яка здійснює обертання вала насоса, визначається за формулою:

$$P_{мех} = M \cdot \omega, \quad (5.3)$$

де M [Н·м] - обертаючий момент на валу НУ;

ω [с⁻¹] - частота обертання вала НУ.

Потрібний крутний момент на валу насоса створюється шляхом перетворення електричної енергії в механічну за допомогою електромотора.

Споживана з мережі електрична потужність може бути знайдена за формулою:

$$P_{ел} = U \cdot I \cdot \cos(\varphi) \quad (5.4)$$

де U [В] - напруга мережі живлення;

I [А] – струм, споживаний з мережі;

$\cos(\varphi)$ – значення коефіцієнта потужності.

Під час перетворення енергії неминуче відбуваються втрати. Показник, який визначає, яка частина загальної підведеної енергії ефективно використовується в пристрої (тобто енергетичну ефективність його роботи), називається коефіцієнтом корисної дії (ККД) і обчислюється за такою формулою:

$$\eta = \frac{P_{\text{кор}}}{P_{\Sigma}}, \quad (5.5)$$

де $P_{\text{кор}}$ - це потужність, витрачена на корисну роботу;

P_{Σ} - загальна споживана потужність.

5.2.2. Побудова енергетичного балансу для насосних станцій.

Щоб отримати "знімок" розподілу енергії всередині аналізованого об'єкта та виявити складові рівняння енергетичного балансу, доцільно створити енергетичну діаграму об'єкта. Вона наочно відображає величини та їхні взаємозв'язки. Приклад такої діаграми для насосної системи наведено на рисунку 5. 4.

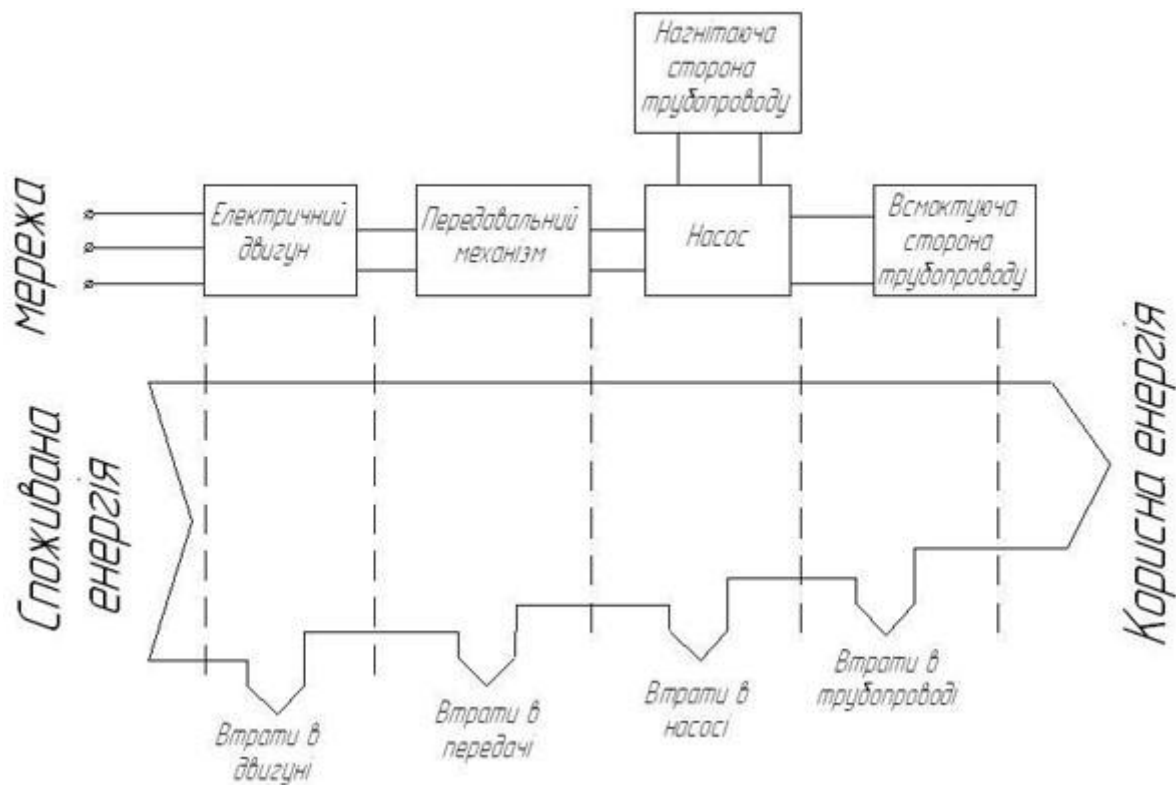


Рисунок 5.4 - Енергетична діаграма

Енергетична діаграма показує, що рівняння енергетичного балансу для даної системи буде мати вигляд:

$$P_{\text{пот}} = \Delta P_{\text{д}} + \Delta P_{\text{пер}} + \Delta P_{\text{в}} + \Delta P_{\text{маг}} + P_{\text{пол}}, \quad (5.6)$$

де $P_{\text{пот}}$ [Вт] - потужність, споживана з електромережі;

$P_{\text{пол}}$ [Вт] - потужність, що витрачається на виконання корисної роботи;

$\Delta P_{\text{д}}$ [Вт] - втрати потужності в двигуні, коли відбувається перетворення електричної енергії в механічну;

$\Delta P_{\text{пер}}$ [Вт] - втрати потужності передавального механізму при передачі механічної енергії від двигуна до насоса;

$\Delta P_{\text{в}}$ [Вт] - втрати потужності в насосі, якщо відбувається перетворення механічної енергії в гідродинамічну;

$\Delta P_{\text{маг}}$ [Вт] - втрати потужності в магістралі при передаванні гідродинамічної енергії.

Як уже зазначалося, визначення значень складових енергетичного балансу може здійснюватися різними методами. Розглянемо окремо

аналітичні вирази, що пов'язують енергетичні характеристики обладнання, яке використовується в насосних системах. Також проаналізуємо вимірювальне обладнання та методи вимірювань, які дають змогу визначати значення складових енергетичного балансу.

5.3. Аналітичне визначення складових енергобалансу насосних систем.

Для визначення величини складових енергобалансу розглянемо основні енергетичні характеристики кожного з виявлених структурних елементів насосної системи.

5.3.1. Визначення втрат енергії в двигуні.

Оцінка втрат енергії в двигуні при її перетворенні можна наступним виразом:

$$\Delta P_{\partial} = P_{\partial x} - P_{\partial ix} = P_{\partial x} \cdot (1 - \eta_{\partial}) = P_{nom} \cdot (1 - \eta_{\partial} / \eta_{\partial}) \quad (5.7)$$

де $P_{\partial x}$ - потужність, що споживається двигуном;

$P_{\partial ix}$ - механічна потужність валу двигуна;

η_{∂} - ККД електродвигуна.

Втрати потужності в двигуні можуть бути постійні та змінні:

$$\Delta P_{\partial} = \Delta P_k + \Delta P_v, \quad (5.8)$$

де ΔP_k - це постійні втрати потужності, які не залежать від навантаження, такі як втрати в сталі, механічні втрати тощо;

ΔP_v - змінні втрати потужності, які залежать від навантаження, тобто втрати, що виникають в обмотках двигуна при проходженні через них струму навантаження..

Для електродвигунів постійного струму (ДПС) при незалежному збудженні $\Delta P_v = I_{\partial}^2 \cdot r_{\partial}$, а при послідовному збудженні $\Delta P_v = I_{\partial}^2 \cdot (r_{\partial} + r_{\partial})$, де I_{∂}

– струм якірного ланцюга двигуна; $r_{\text{я}}$ и $r_{\text{в}}$ – відповідно опори якірного ланцюга та ланцюга збудження.

Змінні втрати потужності для асинхронних двигунів визначаються по формулі:

$$\Delta P_{\text{в}} = 3 I_2'^2 (r_1 + r_2'), \quad (5.9)$$

де I_2' – приведений вторинний струм;

r_1 і r_2' – первинні та вторинні приведені активні фазові опори.

Вирази змінних втрат з номінальним навантаженням мають вигляд:

$\Delta P_{\text{в.ном}} = I_{\text{я.н}}^2 r_{\text{я}}$ – для двигунів постійного струму з незалежним збудженням;

$\Delta P_{\text{в.ном}} = I_{\text{я.н}}^2 (r_{\text{я}} + r_{\text{в}})$ – для ДПС з послідовним збудженням;

$\Delta P_{\text{в.ном}} = 3 I_2'^2 (r_1 + r_2')$ – втрати для асинхронних двигунів.

Для визначення номінальних змінних втрат в асинхронних двигунах зручно скористатися виразом:

$$\Delta P_{\text{в.ном}} = M_{\text{н}} \omega_{\text{с}} s_{\text{н}} \left(\frac{r_1}{r_2'} + 1 \right), \quad (5.10)$$

де $M_{\text{н}}$ – номінальний крутний момент, який розвивається електродвигуном;

$\omega_{\text{с}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_1}{p}$ – кутова швидкість обертання магнітним полем;

f_1 – частота струму електромережі;

p – кількість пар полюсів;

$s_{\text{н}} = \frac{\omega_{\text{с}} - \omega_{\text{н}}}{\omega_{\text{с}}}$ – значення номінального ковзання;

$\omega_{\text{н}}$ – значення номінальної кутової швидкості обертання ротора.

Значення номінальних параметрів двигуна можна отримати з проектної документації або довідкової літератури, залежно від типу застосовуваного двигуна.

Для визначення втрат в електродвигуні при завантаженні двигуна, що дорівнює $P = P_{ном} \cdot K_n$, де K_n – коефіцієнт навантаження, треба попередньо знайти окремо значення постійних і номінальних змінних втрат.

Номінальні змінні втрати визначають за вказаним вище виразом, а постійні втрати за виразом:

$$\Delta P_k = \Delta P_n - \Delta P_{v.ном}, \quad (5.11)$$

де $\Delta P_n = P_n \cdot \frac{1 - \eta_n}{\eta_n}$ – загальні повні номінальні втрати, які розвиваються

двигуном номінальної механічної потужності і їх можливо визначити по номінальному ККД двигуна.

Тоді втрати потужності в електродвигуні при змінному навантаженні можна знайти за формулою:

$$\Delta P = \Delta P_k + \Delta P_{v.ном} \cdot K_n^2. \quad (5.12)$$

Отже для двигуна:

- споживана потужність – $P_{ex} = U \cdot I \cdot \cos(\varphi)$, Вт;
- механічна потужність на виході – $P_{вх} = M \cdot \omega$, Вт;
- номінальний ККД електродвигуна –

$$\eta_{ном} = \frac{P_{вх}}{P_{ex}} = \frac{M_n \cdot \omega_n}{U \cdot I_n \cdot \cos(\varphi_n)}.$$

5.3.2. Визначення втрат в передавальному механізмі.

Передача механічної енергії від двигуна до насоса може здійснюватися через різні типи передач. Слід враховувати, що в будь-якому передавальному або виконавчому механізмі діють внутрішні сили (сили тяжіння, конструктивні деформації деталей тощо), тому тертя та втрати енергії виникають навіть при холостому русі механізмів. При появі навантаження нормальні зусилля збільшуються, що призводить до зростання відповідних сил і моментів тертя, а також енергетичних втрат. Таким чином, моменти

тертя (включно з моментами і силами тертя, приведеними до обертального руху), що визначають втрати, можна описати лінійною залежністю від корисних моментів:

$$M_{\text{тер}} = M_x + b \cdot M_{\text{кор}}, \quad (5.13)$$

де M_x - момент, викликаний силами тертя при холостому ході механізму;

b - коефіцієнт пропорційності, який показує зростання втрат на тертя при корисному навантаженні для механізму.

Отже, ефективність роботи передавального механізму визначається типом передачі, її технічним станом, а також рівнем корисного навантаження. Вона може бути оцінена за величиною номінального коефіцієнта корисної дії (ККД) передачі та залежністю ККД від завантаження механізму. Зазвичай, ця залежність розробляється конструкторами-механіками для конкретного класу механізмів.

Орієнтовно значення номінального ККД для різних видів передач можна визначити з таблиці 5.1.

Таблиця 5.1. Значення номінального ККД

Вид передачі	Тип передачі		ККД
Безпосереднє насадження колеса насоса на вал двигуна	–		1
З'єднання валу насоса і валу двигуна за допомогою муфти	–		0,98
Те ж само з використанням клинопасової передачі	–		0,95
Підшипники кочення у вигляді зубчастих колес	Закрита з рідким мастилом	Циліндрична	0,97–0,99
		Конічна	0,96–0,98
	Відкрита з консистентним мастилом	Циліндрична	0,95–0,97
		Конічна	0,94–0,95
Редуктори черв'ячні	Кількість витків	1,0	0,7–0,75
		2,0	0,75–0,82
		3 – 4	0,82–0,92

Примітка. ККД індукторних і гідравлічних муфт ковзання приймаються по паспортним даним заводу виробника.

Отже, втрати потужності передавального механізму знаходяться за такою формулою:

$$\Delta P_{пер} = P_{вх} - P_{вих} = P_{вх} - P_{вх} \eta_{пер} = P_{вх} (1 - \eta_{пер}) \quad (5.14)$$

де $P_{вх}$ - механічна потужність валу двигуна;

$P_{вих}$ - механічна потужність, передавана насосу;

$\eta_{пер}$ - ККД передачі.

5.3.3. Визначення загальних втрат в насосі.

Усі втрати в насосах можна класифікувати як суму гідравлічних, об'ємних і механічних втрат.

Гідравлічні втрати.

Гідравлічні втрати - Це втрати, які виникають внаслідок тертя рідини в насосі, а також втрати, пов'язані зі зміною швидкості та напрямку потоку. Вони впливають на ефективність перекачування рідини. Іншими словами, це енергія потоку рідини, яка витрачається на подолання всіх гідравлічних опорів $\sum \xi_n$ під час руху в проточних каналах насоса. Гідравлічні втрати складаються з втрат тертя при русі рідини в каналах проточної частини насоса, де тертя між рідиною і стінками каналу призводить до зниження енергії потоку та втрат на вихреутворення, пов'язаних з відривом потоку при обтіканні робочих органів насоса (входять втрати на удар і дифузорні втрати, які виникають внаслідок зміни швидкості та напрямку потоку).

Виникнення вихрових і ударних втрат обумовлене відривним обтіканням вхідних кромок лопатей колеса, що, в свою чергу, може негативно вплинути на загальну ефективність насоса. Неправильне обтікання призводить до утворення вихорів, які спричиняють додаткові енергетичні витрати і знижують продуктивність насоса. Зменшення таких втрат є важливим аспектом у проектуванні та оптимізації насосних систем.

Гідравлічні втрати, при всіх режимах роботи насоса, оцінюють гідравлічним ККД.

$$\eta_g = H/H_m = H_m - \sum \xi_n / H_m = 1 - \sum \xi_n / H_m.$$

де H_m – теоретично корисний напір ;

Втрати, що виникають через тертя рідини або газу об стінки, залежать від їхньої шорсткості та розмірів, а також від поля відцентрових сил колеса та в'язкості рідини чи газу.

Вихрові втрати зумовлені змінами напрямку потоку і раптовим розширенням проточних каналів, а також швидкістю потоку. Гідравлічний коефіцієнт корисної дії варіюється в межах $\eta_g=0,8...0,96$.

Гідравлічні втрати визначаються на основі експериментально теоретичних залежностей для кожного типу насоса. При цьому втрати на тертя при дифузорному розширенні відображаються у вигляді параболи, що починається з початку координат ($Q - H$), тоді як втрати на удар представлені параболою, яка дотикається до осі абсцис, і залежать від подачі насоса.

Об'ємні втрати.

Подача насоса завжди є меншою за подачу робочого колеса на величину об'ємних втрат. Ці втрати виникають внаслідок витоків у передньому ущільненні, а також, якщо воно є, у задньому ущільненні, через зазори між обертовим колесом і нерухомими частинами корпусу. Крім того, втрати можуть відбуватися через зовнішні сальники або ущільнення, а також через пристрої, що розвантажують осьове зусилля, що становлять приблизно 5% від подачі (Q).

Якщо подача - Q , а крізь зазори втрачається частина подачі q об, то робоче колесо отримує подачу $Q + q$ об.

Отже, об'ємний ККД машини:

$$\eta_o = Q / (Q + q_{об}) .$$

Ясно, що об'ємний коефіцієнт корисної дії (ККД) значною мірою залежить від величини зазорів. Крім того, збільшення частки статичного тиску в загальному тиску машини призводить до підвищення перепаду тиску в зазорах та, відповідно, до зростання об'ємних втрат. Об'ємний ККД варіюється в межах $\eta_o=0,96...0,98$.

Гідравлічний та об'ємний ККД об'єднуються в один показник, відомий як внутрішній (індикаторний) ККД, який враховує як гідравлічні, так і об'ємні втрати, що відбуваються в межах машини.

Внутрішня потужність, яка розвивається колесами:

$$N_{\text{вн}} = (Q + q_{\text{об}}) \cdot (H + \sum \xi_n) \cdot \rho \cdot g, \text{ кВт};$$

де H – дійсне значення напору машини,

тоді співвідношення корисної потужності до внутрішньої показує внутрішній ККД електромашини,

$$\eta_o = [Q / (Q + q_{\text{об}})] \cdot [H / (H + \sum \xi_n)]$$

Таким чином

$$\eta_{\text{вн}} = \eta_o \cdot \eta_z.$$

Для насосів дійсний вираз:

$$N_{\text{вн}} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H / \eta_o \cdot \eta_z, \text{ кВт}; \quad (5.15)$$

Механічні втрати.

Потужність, яку споживає машина на валу, перевищує внутрішню потужність через механічні втрати. Ці втрати виникають внаслідок тертя в підшипниках і ущільненнях, а також гідравлічного тертя між зовнішніми поверхнями робочих коліс і рідиною або газом. Загальні механічні втрати враховуються за допомогою механічного коефіцієнта корисної дії (ККД):

$$\eta_m = N_{\text{вн}} / N_e \quad (5.16)$$

де N_e - ефективна потужність на валу (потужність машини).

Механічний ККД залежить від конструктивних особливостей машини та умов її експлуатації. Використання підшипників кочення може знижувати η_m . На значення η_m також впливають величина затягування ущільнень (сальників), що призводить до збільшення сили тертя, перегріву вала та його деформації. Важливим фактором є також якість обробки зовнішніх поверхонь робочих коліс.

Ефективна потужність або потужність на валу двигуна, кВт :

$$N_e = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H / (102 \cdot \eta_o \cdot \eta_z \cdot \eta_m)$$

або, якщо враховувати загальний ККД машини $\eta = \eta_o \eta_z \eta_m$,

$$N_e = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H / 102 \cdot \eta.$$

5.3.4. Визначення втрат в трубопроводі.

Коефіцієнт корисної дії (ККД) трубопроводу визначається втратами напору в його елементах та оцінюється за формулою:

$$\eta_m = \frac{H_g}{H_m}$$

де H_m – манометричний напір насоса.

У процесі експлуатації ККД трубопроводу може змінюватися через збільшення опору, що виникає внаслідок зносу запірної арматури та часткової розгерметизації системи.

Враховуючи обмеження щодо умов сталої роботи насоса та трубопроводу $H_g/H_o \leq 0.95$, ККД трубопроводу не має бути більшим 0,95 .

Визначення максимального загального коефіцієнта корисної дії (ККД) водовідливної установки є важливим завданням. Якщо прийняти ККД електромережі за 0,98, ККД двигуна за 0,94, ККД насоса за 0,7, а ККД трубопроводу за 0,95, то загальний ККД установки можна обчислити за формулою:

$$\eta_{\max} = 0,98 \cdot 0,94 \cdot 0,7 \cdot 0,95 = 0,62$$

З урахуванням того, що середньостатистичні показники ККД водовідливних систем у галузі становлять 0,52, можна зробити висновок, що існує потенційна можливість зниження енерговитрат на 10% при одночасному підвищенні надійності роботи водовідливної установки.

5.4. Аналіз результатів обстеження насосів на підприємстві.

Аналіз насосного господарства виявив кілька можливостей для енергозбереження в насосних установках (МЕЗ):

Низькозатратні МЕЗ:

- Якісне обслуговування всіх елементів електроприводу.
- Дотримання трудової дисципліни: своєчасне вимкнення електроприводу та уникнення його роботи в холостому режимі.
- Використання таймерів для управління холостим ходом.

Середньозатратні МЕЗ:

- Заміна електричного двигуна на менш потужний.
- Впровадження обмежувачів для холостого ходу двигуна.
- Встановлення індивідуальної компенсації для насосних приводів І та ІІ.

Багатовитратні МЕЗ:

- Застосування частотно-керованого пристрою для регулювання швидкості обертання двигуна.
- Заміна двигуна більш ефективним з покращеними технічними характеристиками.

Проаналізуємо декілька МЕЗ більш детально.

Розглянемо приклад для насосних установок котельні.

Вихідні дані для розрахунку - паспортні дані насоса та його електроприводу, представлені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 - Паспортні дані насоса та його електропривода.

Параметр	Значення
Потужність НУ, кВт	11,0
ККД НУ	0,6
Натиск НУ, м	30,0
Подача НУ, м ³ /ч	100,0
Потужність привода, кВт	15,0
Струм привода, А	28,8
ККД привода	0,88
cos φ привода	0,9
Потужність привода, кВт	11,0
Струм привода, А	21,1
ККД привода	0,88
cos φ привода	0,9

Основні дані вимірюються під час різних режимів роботи насосного агрегату з двигуном потужністю 15 кВт за допомогою відповідних технічних засобів і наведені в таблицях 5.3–5.4 нижче.

Таблиця 5.3 - Результати вимірів з щільно закритою напірною засувкою.

Вимірюваний показник	Потужність $P_{\min}$, кВт	
Прилад для вимірювання	Ватметр, амперметр або лічильник електроенергії	6,0

Таблиця 5.4 - Результати вимірів при повністю відкритій напірній засувці

Вимірюваний показник	Потужність $P_{\max}$, кВт,	12,0	Витрата води, $Q_{\max}$, $M^3/ч$	50,4
Прилад для вимірювання	Ватметр		Витратомір	

За даними таблиць 5.3 і 5.4 побудуємо графік залежності споживаної потужності P від відносної витрати води $Q/Q_{\max}$ з різними способами регулювання.

При дроселюванні спожита потужність може бути представлена виразом:

$$P_{\text{дрос}} = P_{\min} + (P_{\max} - P_{\min}) \cdot (Q/Q_{\max}) \quad (5.17)$$

При частотному регулюванні спожита потужність може бути представлена виразом:

$$P_{\text{чпн}} = P_{\max} \cdot (Q/Q_{\max})^3 \quad (5.18)$$

При дроселюванні залежність споживаної потужності $P_{\text{дрос}}$ від відносної витрати $Q/Q_{\max}$ (Q - поточна витрата, $Q_{\max}$ - найбільша витрата з

таблиці 5.4) будуюмо на графіку прямою лінією з'єднанням точок P_{max} і P_{min} , залежність спожитої потужності при використанні ЧРП $P_{чрп}$ від відносної витрати Q/Q_{max} обчислюємо за виразом (5.16) з підстановкою зміряної раніш величини P_{max} і декількох значень Q/Q_{max} від 0 до 1 із кроком 0,25. Такий графік зображено на рис. 5.5.

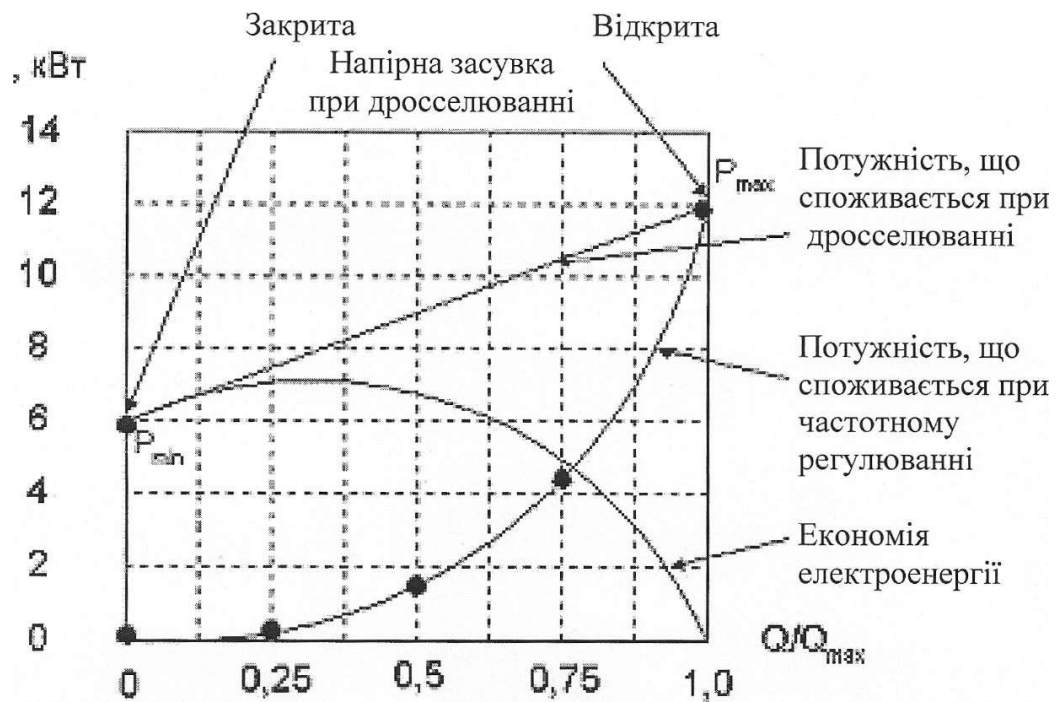


Рисунок 5.5 - Споживання потужності відповідно до способів регулювання швидкості обертання насосу

Завдання. Відцентровий насос накачує $0,0278 \text{ м}^3/\text{с}$ води. Манометр на магістральному відрізку показує $P_{ном}=255 \text{ кН/м}^2$, на всмоктуючому патрубку вакуумметр показує $P_{всм} = 33,3 \text{ кН/м}^2$, витрата тиску на відстань між манометром і точкою приєднання вакууметру $\Delta h = 0,6 \text{ м}$. Діаметри всмоктуючого напірного трубопроводу рівні. ККД насоса - 0,62. Визначити потрібну потужність на валу насоса.

Визначимо сумарний тиск насоса, оскільки діаметри напірного і всмоктуючого трубопроводу рівні, то і швидкість $v_H = v_{всм}$, тобто остання складова дорівнює 0:

$$H = h_{\text{маг}} + h_{\text{бак}} + \Delta h + (v_H^2 - v_{\text{всм}}^2) / 2 \cdot g$$

$$H = (255 \cdot 10^3 / 1000 \cdot 9,81) + (33,3 \cdot 10^3 / 1000 \cdot 9,81) + 0,6 = 26 + 3,4 + 0,6 = 30,0$$

Знаходимо корисну потужність насоса, Вт:

$$N_{\text{п}} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H = 988,0 \cdot 9,8 \cdot 0,0279 \cdot 30 = 8160,0 \text{ Вт}$$

Потужність на валу насоса дорівнює, кВт

$$N_{\text{п}} = N_{\text{н}} / \eta_{\text{н}} = 8160 / 0,62 = 13,13 \text{ кВт}$$

Встановлений двигун відповідає умовам вибору, враховуючи коефіцієнт запасу потужності, що становить 1,1:

$$15 \text{ кВт} \geq 14,77 \text{ кВт}$$

Щоб отримати інформацію про завантаження насоса, складаємо графік його роботи за періодами з приблизно однаковим навантаженням (витратою води). Для цього застосовуємо витратомір. Вимірювання добової витрати проводимо протягом 2-3 днів. На основі отриманих даних заповнюється таблиця 5.4. Дані про добову витрату усереднюються, і на їхній основі створюється графік добової витрати води. Приклад такого графіка наведено на рисунку 5.6.

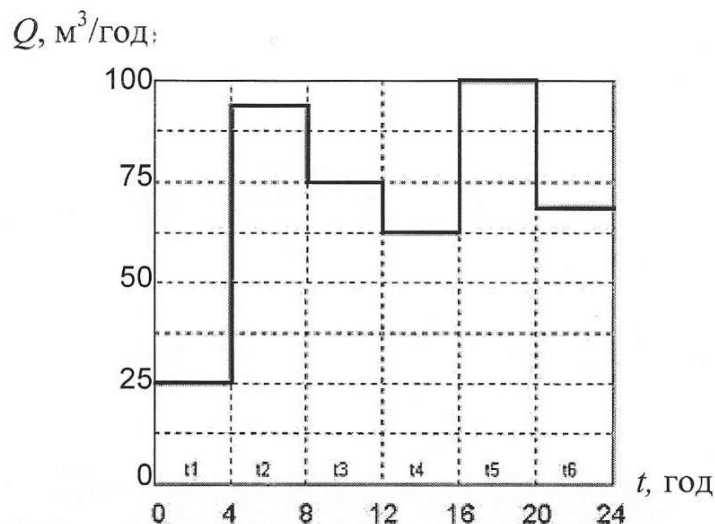


Рисунок 5.6 - Добовий графік витрат води за результатами замірів

Таблиця 5.5. Добова і загальна витрати води

Інтервал часу t_i , година	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_6
Добова витрата Q_i , м^3 /год, (в перший день)	25,0	94,0	75,0	62,5	100	70,0
Добова витрата Q_i , м^3 /год, (в другий день)	25,0	95,0	70,0	65	100	70,0
Добова витрата Q_i , м^3 /год, (в третій день)	26,0	100	75,0	60	95	600
Середня добова витрата $Q_{i\text{cp}}$, м^3 /год	25,3	96,3	73,3	62,5	98,3	66,7

6 ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ДЛЯ НАСОСНИХ УСТАНОВОК

6.1. Основні можливості енергозбереження для насосних установок.

Після проведення енергоаудиту необхідно визначити ключові заходи, впровадження яких сприятиме підвищенню ефективності використання енергії в розглянутій насосній системі, що допоможе скоротити споживання енергоресурсів.

Якщо аналіз енергоефективності виявив ділянки з перевищенням енергетичних втрат порівняно з проєктними показниками або результатами попереднього обстеження, слід розробити заходи, спрямовані на зменшення цих втрат.

Також слід оцінити фактичний рівень завантаження обладнання під час аудиту і проаналізувати доцільність заміни існуючого устаткування на сучасніші та ефективніші аналоги або використання більш продуктивних засобів регулювання.

Значного зниження витрат електроенергії при роботі насосної станції можна досягти за рахунок впровадження низки енергоощадних заходів (МЕЗ). Ось деякі з них:

- Заміна малоефективних насосів на високопродуктивні з підвищеним ККД;
- Забезпечення максимального завантаження насосів під час роботи;
- Підбір насосів відповідно до характеристик трубопроводів та уточнення паспортних даних, а також режимів роботи після капітального ремонту чи заміни насосного обладнання;
- Підвищення ККД насоса за допомогою встановлення додаткових ущільнень, обслуговування підшипників, балансування робочих коліс тощо;

- Встановлення робочого колеса безпосередньо на вал двигуна. Якщо потужність електродвигуна перевищує потужність, споживану насосом, на 20-25%, насос працюватиме з максимальним ККД.
- Додаткові заходи для скорочення витрат електроенергії при експлуатації насосної системи включають:
- Збільшення діаметра трубопроводу. Під час збільшення діаметра на 50% втрати енергії зменшуються на 75%;
- Автоматизація управління продуктивністю насоса для забезпечення більш ефективної роботи;
- Встановлення оптимального передавального числа в ремінній, зубчастій або іншій передачі (наприклад, у редукторі). Оптимальне передавальне число повинно залишатися постійним. Подвоєння діаметра трубопроводу збільшує продуктивність у 8 разів, підвищує тиск у 4 рази, а також підвищує споживану потужність. За постійного напору, подвоєння швидкості потоку призводить до збільшення тиску в 4 рази та споживаної потужності в 8 разів;
- Зменшення кавітації для підвищення ефективності роботи насосів.
- Розміщення насоса максимально близько до рівня рідини, яку перекачують;
- У простих замкнутих системах необхідно встановлювати діафрагмовий розширювач як перший елемент системи, після чого розміщувати насос у прямій лінії теплорозподільної системи;
- Використовувати забірні патрубки якомога коротші;
- Збільшувати діаметр забірного патрубка для зменшення втрат;
- Встановлювати накопичувачі води на висоті, що забезпечує необхідний напір, з пристроями для автоматичного вимкнення насоса при заповненні накопичувача;
- Регулярне технічне обслуговування насосної системи;

- Зниження питомої витрати електроенергії шляхом зменшення напору через усунення зайвої арматури та непотрібних поворотів у трубопроводі.

6.2. Засоби економії електроенергії для систем водоспоживання.

Зниження ККД насоса внаслідок зносу обладнання призводить до надмірного споживання електроенергії через збільшення потужності приводу. Своєчасна ревізія, ремонт насосів і заміна їх на моделі з вищим ККД допоможуть зменшити витрати електроенергії.

Покращення об'ємів завантаження насосів та використання засобів регулювання описано в розділі 5.

Зниження опорів у водопровідній магістралі досягається шляхом мінімізації крутих поворотів, усунення зайвої арматури, її регулярної ревізії, а також очищення фільтрів тощо.

Втрата тиску на прямій ділянці трубопроводу, при швидкості рідини в трубі, діаметру і довжині визначається за формулою:

$$\Delta H = \frac{0.083 \cdot \lambda \cdot L \cdot Q^2}{d^5} \quad , \text{ м.в.ст. - для прямої ділянки} \quad (6.1)$$

$$\Delta H = \frac{0.083 \cdot f \cdot Q^2}{d^4} \quad , \text{ м.в.ст. - для місцевих опорів} \quad (6.2)$$

де λ - коефіцієнт тертя об стінки труби (0,02-0,03);

L - довжина частини трубопроводу, м;

Q - дійсне значення витрати м³/с;

d - діаметр трубопроводу, м ;

f - коефіцієнт місцевих опорів, визначається за каталожними даними (для засувки дорівнює 0,5; для закругленого колеса під 90° - 0,3; для зворотного клапана - 5,0).

Скорочення витоків є важливим кроком для підвищення енергоефективності. Витоки через нещільності можна виявити шляхом

вимірювання параметрів на початку та в кінці трубопровідної ділянки. Наявність витоків напряду призводить до збільшення споживання електроенергії, оскільки система змушена працювати з більшим навантаженням для компенсації втрат.

Частку витоків ($G_{\text{вит}}$) можливо визначити за виразом:

$$G_{\text{вит}} = 3600 \cdot \mu \cdot F \cdot \tau \sqrt{2 \cdot g \cdot H} \quad (6.3)$$

де μ - гідравлічний коефіцієнт (або коефіцієнт стиснення - 0,6);

F- площа отвору еквівалентна, м²;

τ - кількість годин роботи установки протягом року, годин;

H – величина натиску в трубопроводі, м.в.ст.

Річні витрати можна обчислити через питому витрату електроенергії для перекачування 1 м³ рідини:

$$\Delta W = \Delta N \cdot G_{\text{вит}} \cdot \tau, \text{ кВт} \quad (6.4)$$

6.3. Економічна оцінка ефективності впровадження енергозберігаючих заходів.

На першому етапі проводиться оцінка економії потужності від впровадження конкретних заходів з енергозбереження (перелік основних заходів наведено вище).

Далі розробляються добові графіки навантаження обладнання для відповідного робочого механізму (насоса), що відображають динаміку навантажень протягом тижнів, місяців, різних періодів року, а за можливості — навіть для кожного дня року (розділ 5).

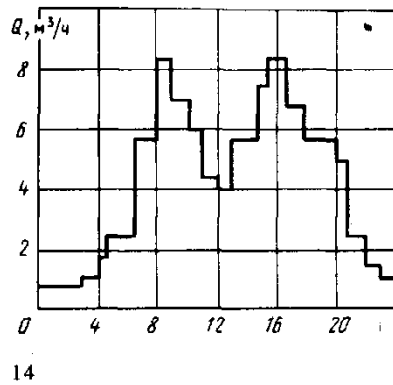


Рисунок 6.1 - Добовий графік навантаження насосної установки

У кожному досліджуваному i -му періоді обчислюється періодроботи устаткування із завантаженням P_i , для якої обчислюється економія потужності P_{Δ} . Потім обчислюється сумарна економія електроенергії протягом річного циклу роботи обладнання за формулою:

$$\Delta E_{ек} = \sum_{i=1}^k P_{\Delta i} t_i \quad (6.5)$$

де $\Delta E_{ек}$ [кВт. ч] - річна економія електроенергії з впровадженням МЕЗ;

$P_{\Delta i}$ [кВт] - економія потужності протягом i -го періоду;

t_i [час] - час, протягом якого електропривід працює під постійним навантаженням електродвигуна P_i .

k – кількість періодів протягом року з постійними значеннями $\Delta P_i \cdot t_i$.

Після цього проводиться оцінка вартості зекономленої електроенергії за чинним тарифом для підприємства в даній енергосистемі. При цьому враховується обсяг зекономленої енергії, отриманий в результаті впроваджених заходів, що дозволяє точно розрахувати фінансові вигоди від енергозбереження.

Отже, економія електроенергії та ресурсів становить

$$CT_{ee} = T_e \cdot \Delta E_{ек} \quad (6.6)$$

де CT_{ee} (грн) - вартість електроенергії, що зекономлена та ресурсів;

T_e (грн / кВт.год) – поточний тариф на електроенергію в енергосистемі;

$\Delta E_{ек}$ (кВт.год) - кількість заощадженої електроенергії за рік.

Наступним етапом є оцінка інвестицій, необхідних для реалізації зазначеного заходу. Це передбачає визначення вартості нового обладнання, витрат на демонтаж старого устаткування, установку нового, а також інших супутніх витрат, пов'язаних із впровадженням проекту.

Далі проводиться розрахунок простого терміна окупності впровадження розглянутого заходу. Це дозволяє визначити, через який час інвестиції в нове обладнання та заходи з енергозбереження окупляться за рахунок зекономлених витрат на електроенергію.

$$Ток = \frac{CT_{вн}}{CT_{еe}} \quad (6.7)$$

де $CT_{вн}$ (грн) – витрати на впровадження розглянутого заходу з енергозбереження;

$CT_{еe}$ (грн) - вартість заощадженої електроенергії і ресурсів протягом одного року;

Як видно з наведеного підходу, при розрахунку простого терміна окупності не враховуються такі параметри, як витрати на протязі терміну служби обладнання, а також взаємозв'язок між окремими можливостями енергозбереження. Тому наразі рекомендується використовувати більш комплексні методи економічного аналізу ефективності впровадження заходів з енергозбереження (МЕЗ). Це включає порівняння витрат за весь термін служби обладнання, співвідношення заощаджень до витрат на реалізацію МЕЗ, чисту економію від впровадження заходів, а також оцінку впливу на ефективність реалізації наступних заходів.

З огляду на вищесказане, простий термін окупності доцільно використовувати лише для попередньої оцінки ефективності впровадження енергозберігаючих заходів.

Розрахунок економічної ефективності базується на визначенні різниці між обсягами споживання електроенергії при регулюванні натиску насоса за допомогою дроселювання через напірну засувку та при регулюванні з використанням частотного регулятора (ЧРП).

Для кожного періоду роботи, в якому визначено приблизно постійне завантаження насоса, розраховується економія потужності, що дозволяє оцінити, наскільки ефективно насос використовує електроенергію в кожному з цих періодів, а також виявити потенційні резерви для подальшого зменшення витрат:

$$\Delta P_i = P_{\text{дрос } i} - P_{\text{чрп } i}$$

Величини $P_{\text{дрос } i}$ і $P_{\text{чрп } i}$ обираються по рис. 6.1 або розраховуються за формулами. Значення витрати Q_i отримуємо з таблиці 6.1.

Таблиця 6.1. Вихідні дані для аналізу

Період часу година	0-4	4-8	8-12	12-16	16-20	20-24
Середня добова витрата $Q_{i \text{ ср}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	25,3	96,31	73,3	62,5	98,32	66,7
Середня добова витрата $\Delta E_{\text{чрп}}, \text{ кВт}\cdot\text{год}$	30,0	2,0	24,0	28,0	1,21	28,0

Потім розраховується загальна економія електроенергії при використанні частотного регулятора (ЧРП) замість дросельного регулювання під час роботи устаткування протягом доби за відповідною формулою:

$$\Delta E_{\text{чрп}} = \sum \Delta P_i \cdot t_i = 7,5 \cdot 4 + 0,5 \cdot 4 + 6 \cdot 4 + 7 \cdot 4 + 0,3 \cdot 4 + 7 \cdot 4 = 113,2 \text{ кВт}\cdot\text{год/добу}$$

де ΔP_i - економія потужності протягом i -го періоду (наприклад, 7,5 кВт за період з 0 до 4 годин), кВт;

t_i - час, протягом якого електропривод працює з постійним навантаженням насоса (наприклад, 4 години), год.;

n - кількість періодів часу з постійними значеннями (в нашому випадку 6 періодів).

Цей розрахунок дозволяє визначити, скільки електроенергії можна зекономити за рахунок більш ефективного регулювання, що суттєво вплине на зниження витрат на електроенергію.

При річній роботі насоса з майже постійним добовим графіком витрат річна економія електроенергії $\Delta E_{\text{річ}}$ знаходиться множенням $\Delta E_{\text{чрп}}$ на кількість днів роботи насоса протягом року.

Отже, можна прийняти:

$$\Delta E_{\text{річ}} = \Delta E_{\text{чрп}} \times 365$$

У випадку, коли протягом року є кілька періодів з характерними добовими графіками витрат, наприклад, зима і літо, $\Delta E_{\text{чрп}}$ обчислюється для кожного з таких періодів. Тоді $\Delta E_{\text{річ}}$ визначається як сума заощадженої електроенергії $\Delta E_{\text{чрп}}$ за всіма періодами, в яких діють свої добові графіки витрат.

Далі здійснюється оцінка вартості заощадженої електроенергії за чинним тарифом для підприємства в даній енергосистемі, враховуючи фактори економії, такі як зниження витрат на воду, повітря та паливо.

Згідно з наявним досвідом, для оцінки вартості зниження витрат холодної води може використовуватися коефіцієнт 1,15, для гарячої води – 1,2, для повітря – 1,1, а для інших ресурсів – 1,02. Це дозволяє точно визначити економічні вигоди від реалізації заходів з енергозбереження.

Таким чином, економія електроенергії і ресурсів становить:

$$\Delta E_{\text{річ}} = \Delta E_{\text{чрп}} \cdot \tau / 24 = 113,2 \cdot 5419 / 24 = 113,2 \cdot 226 = 25559,0 \text{ кВт·год}$$

$$E_{\text{чрп}} = 1,02 \cdot C_0 \cdot \Delta E_{\text{річ}} = 1,02 \cdot 2,7 \cdot 25559,0 = 70389,5 \text{ грн.}$$

де $\Delta E_{\text{річ}}$ - значення заощадженої електроенергії та ресурсів, грн; C_0 – поточний тариф на електроенергію в енергосистемі, грн./кВт-год;

Вартість перетворювача частоти серії АТУ38, з вбудованим мережевим дроселем і вхідним фільтром радіоперешкод складає 50-100 USD на 1 кВт. Для двигуна потужністю 15 кВт його вартість складе 1500 USD , що відповідає 60000 грн.

Для знаходження терміну окупності та оцінки економічної ефективності впровадження ЧРП використовується формула:

$$C_{\text{окуп}} = K_{\text{чрп}} / E_{\text{чрп}} = 60000 / 70389,5 = 0,85 \text{ року}$$

де $C_{\text{окуп}}$ - термін окупності установки ЧРП, рік.;

$E_{\text{чрп}}$ - вартість зекономленої електроенергії та ресурсів протягом року, грн.;

$K_{\text{чрп}}$ - вартість ЧРП, грн.

Ефект від встановлення перетворювачів частоти також підвищується завдяки таким чинникам:

- Економія енергоресурсів;
- Подовження термінів служби технологічного устаткування;
- Зниження витрат на планово-попереджувальне обслуговування і ремонтні роботи;
- Забезпечення оперативного управління та надійного контролю за ходом технологічних процесів, а також інші переваги.

6.4. Оцінка ефективності заміни недовантаженою двигуна двигуном меншої потужності.

При зміні технологічного процесу може виникнути ситуація недовантаження асинхронних електродвигунів. Якщо протягом тривалого часу неможливо підвищити корисне навантаження робочої машини, а електродвигун має значний резерв потужності, питання про його заміну стає актуальним.

Заміна недовантаженого електродвигуна дозволить підвищити ступінь використання асинхронного електродвигуна, збільшити коефіцієнт навантаження та зменшити споживання як активної, так і реактивної енергії. Рекомендується проводити заміну, якщо середній коефіцієнт навантаження менше 40-45%. У випадку, коли навантаження знаходиться в межах 45-70%, доцільність заміни визначається за допомогою розрахунків.

Втрати в електродвигуні та мережі при його заміні мають скорочуватися і доцільність вилучення надлишку потужності асинхронних електродвигунів визначається за наступним виразом:

$$(\Delta P_1 + K_e \cdot Q_1) - (\Delta P_2 + K_e \cdot Q_2) > 0 \quad (6.8)$$

де ΔP_1 і Q_1 - втрати активної потужності і реактивна потужність у електродвигуні, що замінюється при діючому навантаженні;

ΔP_2 і Q_2 – втрати та реактивна потужність в електродвигуні, що замінюється при тому ж самому навантаженні;

K_e - коефіцієнт зростання втрат (можна прийняти 0,05 ... 0,10, більші значення відносять до годин максимуму енергосистеми).

Реактивну потужність двигунів можна визначити на основі фактичного навантаження двигуна та відповідного коефіцієнта потужності. Оцінити коефіцієнт потужності можна, орієнтуючись на графіки, які наведені на рисунку 5.9. Ці графіки демонструють залежність коефіцієнта потужності від різних умов експлуатації, що дозволяє зробити попередні висновки про ефективність роботи електродвигуна в конкретних умовах навантаження.

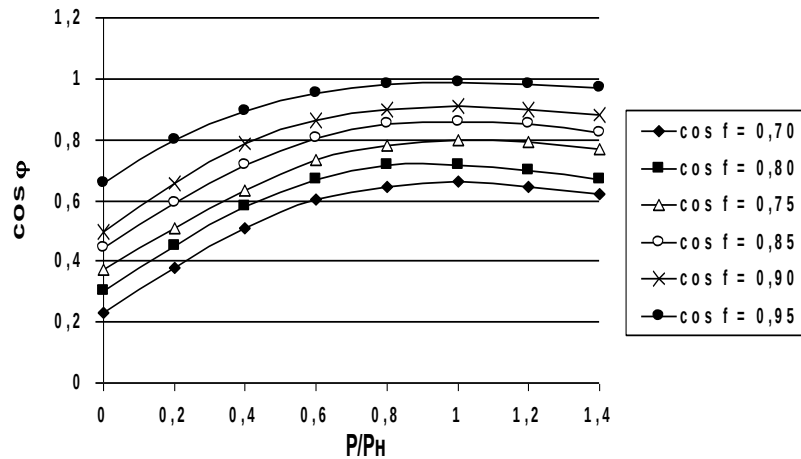


Рисунок 6.2 - Зміна коефіцієнта потужності від завантаження двигуна.

Тоді реактивну потужність двигуна можна обчислити наступним чином:

$$Q = P \cdot \tan(\varphi) \quad (6.9)$$

Економію електричної потужності шляхом заміни недовантаженою двигуна двигуном меншої потужності обчислюють за формулою:

$$P_{\Delta} = \Delta P_1 - \Delta P_2 + K_{\varphi} \cdot (Q_1 - Q_2) \quad (6.10)$$

6.5. Оцінка ефективності заміни насосів застарілих типів на сучасні.

Заміна малопродуктивних насосів типів більш високопродуктивними з високим ККД. В системах водопостачання економія електроенергії потужності, кВт:

$$P_{\Delta} = 2.72 \cdot \frac{H \cdot Q \cdot T_p \cdot 10^{-3}}{\eta_3 \cdot (\eta_{2(new)} - \eta_{2(old)})} \quad (6.11)$$

де H - повний тиск, який розвивається насосами, Па;

Q - величина продуктивності насосів, м³ / с;

$\eta_{2(new)}$ и $\eta_{2(old)}$ - ККД сучасного і старого насосів.

6.6. Оцінка ефективності застосування регулювання продуктивності шляхом зміни частоти обертання.

Найбільш економічно продуктивність насосів змінюється шляхом варіювання частоти обертання. Це можна здійснювати як східчасто за допомогою двошвидкісного асинхронного двигуна, так і плавно, якщо живлення двигуна реалізується від перетворювача частоти.

При розрахунку економії електроенергії в такому випадку слід враховувати погіршення ККД двошвидкісного двигуна або наявність втрат енергії в перетворювачі частоти. Отже, зміна частоти обертання є доцільною, якщо система працює тривалий час зі зниженою продуктивністю насоса.

При цьому економія потужності становить, кВт:

$$P_{\Delta} = \frac{H_1 Q_1 (\eta_1 - \eta_0)}{\eta_1 \eta_0} + \frac{(H_1 Q_1 \eta_0 - H_2 Q_2 \eta_2)}{\eta_2 \eta_0} \cdot 10^{-3} \quad (6.12)$$

де H_1 і H_2 – значення тиску насоса до та після зміни режиму, Па;

Q_1 і Q_2 – значення продуктивності насоса до і після зміни його роботи, м³ / с;

η_0 - ККД насоса з одношвидкісним двигуном;

η_1 і η_2 - ККД насоса з двошвидкісним двигуном на першій і другій частотах обертання.

У разі живлення двигуна насоса через перетворювачі частоти у вираз замість значень η_1 і η_2 підставити значення ККД насоса з урахуванням ККД перетворювача, $\eta_v \cdot \eta_p$

У разі живлення двигуна насоса через перетворювач частоти, у виразі для розрахунків замість значень η_1 і η_2 слід підставити значення ККД насоса з урахуванням ККД перетворювача: η_v та η_p .

Таким чином, врахування ККД обох елементів дозволить точніше оцінити ефективність системи.

Слід зауважити, що при розгляді питань щодо використання перетворювачів частоти (ЧРП) їх не можна порівнювати з заміною двигуна приводу насоса на двигун меншої потужності. Це пов'язано з тим, що задачі в цих двох випадках мають різні цілі, хоча в обох випадках може досягатися

економія електроенергії завдяки зниженню втрат в двигуні та живлячих електромережах.

Рішення про заміну двигуна не є альтернативою для впровадження ЧРП. Проте, застосування ЧРП може бути розглянуте і в контексті заміни двигуна на меншу потужність, якщо це обґрунтовано з точки зору підвищення ефективності роботи системи.

6.7. Економічний ефект за рахунок зменшення витоків в подаючих системах.

Наявність витоків безпосередньо впливає на збільшення витрат електроенергії. Своєчасний і якісний огляд електроприводів відповідно до ППЗРЕ дозволяє зменшити цей вид витрат практично до нуля. Ця операція належить до групи організаційних заходів з енергозбереження (МЕЗ) і не вимагає значних капітальних витрат. У цьому випадку можна умовно вважати, що підприємство не несе витрат при усуненні витоків.

Частку витоків (Овит) можливо визначити за виразом:

$$G_{\text{вит}} = 3600 \cdot \mu \cdot F \cdot \tau \sqrt{2} \cdot g \cdot H = 3600 \cdot 0,6 \cdot 4 \cdot 10^{-6} \cdot 5419 \sqrt{2} \cdot 9,8 \cdot 30 = 1135,3$$

де μ - гідравлічний коефіцієнт (або коефіцієнт стиснення - 0,6); F - еквівалентна площа отвору, м; τ - кількість годин роботи насосної установки протягом року, годин; H - тиск трубопроводу, м.в.ст.

Річні витрати можливо розрахувати через питому витрату електроенергії, направлену на перекачування 1 м³ рідини, кВт:

$$\Delta W = \Delta N \cdot G_{\text{вит}} \cdot \tau = 1,3 \cdot 1135,3 = 1475,8 \text{ кВт}$$

Економія за рахунок усунення витоків:

$$\Delta E_{\text{в}} = \Delta W \cdot C_0 = 1475,8 \cdot 2,7 = 3984,66 \text{ грн.}$$

6.8. Встановлення індивідуальної компенсації електроприводу насоса.

Одним із важливих напрямків економії електроенергії та раціонального її використання є підвищення коефіцієнта потужності ($\cos\phi$).

Коефіцієнт потужності визначає, яку частину від споживаної загальної потужності становить активна потужність. При однаковій потужності двигуна споживач з низьким коефіцієнтом потужності споживає більший струм, що призводить до збільшення навантаження на лінії електропередач і трансформатори. Це, у свою чергу, зменшує експлуатаційну потужність трансформатора та генератора, а також підвищує втрати електроенергії в мережах.

Для обчислення середньозваженого коефіцієнта потужності за період часу можна користуватися формулою:

$$\cos\phi = \frac{\omega_a}{\sqrt{\omega_a^2 - \omega_p^2}} \quad (6.13)$$

де ω_a і ω_p - активна і реактивна енергія за проміжок часу.

В установках до 1000 В рекомендується встановлювати розрядні опори з автоматичним виключенням у момент відключення конденсаторів.

Конденсатори випускаються в чотирьох серіях: I, II, III та IV. Напруга і потужність конденсаторів серій I, II та III наведені в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 - Шкала напруги і потужностей косинусних конденсаторів

U _н , В	Потужність конденсаторів О _н , квар					
	Серія I		Серія II		Серія III	
	КМ, КМА	КМ2, КМ2А	КС, КСА	КС2, КС2А	КС, КСА	КС2, КС2А
380,0	14,0	27,0	19,0	37,0	26,0	51,0

Спожита потужність КП обчислюється за формулою, квар:

$$Q_{\text{кп}} = P_{\text{ср}} (\operatorname{tg}\phi_1 - \operatorname{tg}\phi_2), \quad (6.14)$$

де $P_{ср}$ - середньорічна активна потужність, кВт; $\operatorname{tg}\varphi_1$ - тангенс кута відповідний середньозваженому $\cos\varphi_1$ що існує на підприємстві; $\operatorname{tg}\varphi_2$ - тангенс кута, відповідний середньозваженому $\cos\varphi_2$ необхідної величини.

При застосуванні компенсуючих пристроїв економія електричної енергії визначається за формулою, кВт·год:

$$\Delta E_{\kappa n} = 0,05 \omega_a \left[1 - \left(\frac{\cos\varphi_1}{\cos\varphi_2} \right)^2 \right], \quad (6.15)$$

де ω_a – значення річної витрати активної енергії, кВт·тод.

Для визначення ефективності встановлення індивідуальної компенсації для насосів подачі гарячої води, спочатку розглянемо наведені дані:

– Потужність насосів:

- Насос I: $P_1=11$ кВт
- Насос II: $P_2=15$ кВт

– Час роботи насосів протягом року: $T_{\text{річ}}=5419$ год

– Коефіцієнт потужності:

- Насос I: $\cos\varphi_1=0.62$
- Насос II: $\cos\varphi_2=0.68$

– Тангенс кута фазового зсуву для насоса I: $\tan\varphi_1=0.75$

– Коефіцієнт потужності для компенсованого насоса: $\tan\varphi_2=0.25$

Визначимо потрібну потужність компенсуючих пристроїв для насоса I, квар:

$$P_{ср1} = P_{ном} \cdot K_{\epsilon} = 11 \cdot 0,65 = 7,149 \text{ кВт};$$

$$Q_{\kappa n} = P_{ср1} (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2) = 7,149(0,75 - 0,25) = 4,575 \text{ квар}.$$

Для насоса зони II $\operatorname{tg}\varphi_1=0,62$ при $\cos\varphi_1=0,85$. Визначаємо потрібну потужність компенсуючих пристроїв для II насоса, квар:

$$P_{ср2} = P_{ном} \cdot K_{\epsilon} = 15 \cdot 0,63 = 9,31 \text{ кВт};$$

$$Q_{\kappa n} = P_{ср2} (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2) = 9,31(0,62 - 0,25) = 5,042 \text{ квар}.$$

Таким чином, для забезпечення компенсації реактивної потужності для електроприводів потрібно встановити косинусний конденсатор типу КМ-0,4 з потужністю 13 квар, що покриє потребу в реактивній потужності, яка дорівнює 9,93 квар.

Економія електричної енергії при застосуванні компенсуючих конденсаторів, кВтгод:

Річне споживання зони I насосом:

$$W_{a1} = P_{cp1} \cdot T_{pich} = 7,149 \cdot 5419 = 38744 \text{ кВтгод}$$

Річне споживання зони II насосом:

$$W_{a2} = P_{cp2} \cdot T_{pich} = 9,3 \cdot 5419 = 50396 \text{ кВтгод}$$

Для насоса зони I, кВтгод:

$$\Delta W_{kn1} = 0,05 \omega_a \left[1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right] = 0,05 \cdot 38744 \left[1 - \left(\frac{0,8}{0,97} \right)^2 \right] = 619$$

Для насоса II, кВтгод:

$$\Delta W_{kn2} = 0,05 \omega_a \left[1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right] = 0,05 \cdot 50396 \left[1 - \left(\frac{0,85}{0,97} \right)^2 \right] = 687,09$$

Річна економія від впровадження МЕЗ:

$$\Delta E_{kn} = (\Delta W_{kn1} + \Delta W_{kn2}) \cdot C_0 = (619 + 687,1) \cdot 2,7 = 3526,5 \text{ грн/рік}$$

Визначена річна економія є ключовим чинником для прийняття рішення про встановлення конденсаторів компенсації реактивної потужності (КП). Оскільки більшість заходів фінансуються за рахунок кредитів або інвестицій, важливо, щоб економічний ефект від впровадження заходів перевищував процентну ставку за кредитом або витрати на інвестиції.

Для визначення терміну окупності та оцінки економічної ефективності використання компенсації реактивної потужності (КП) можна застосувати наступну формулу:

$$C_{\text{окуп}} = K_{\text{кп}} / \Delta E_{\text{кп}} = 4500 / 3526,5 = 1,27 \text{ року}$$

На підприємстві встановлено 57 насосів з електродвигунами потужністю 1,1-15 кВт напругою 0,4 кВ та загальною потужністю 621 кВт.

Проведений енергоаудит надає можливість оцінити загальну економію фінансових ресурсів у насосному господарстві, що виникає внаслідок реалізації запропонованих заходів. Цей аналіз включає в себе не лише зменшення витрат на енергоресурси, але й оцінку ефективності впроваджених змін, таких як оптимізація роботи насосів, підвищення їх продуктивності та зменшення енергетичних втрат.

Економія при регулюванні шляхом встановлення ЧРП складає 70389,5 грн./рік

Економія за рахунок усунення витоків 3984,66 грн./рік

Економія за рахунок встановлення конденсаторів 3526 грн/рік

Загальна економія- 80642,58 тис.грн.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ НА ПРИ ВИПРОБОВУВАННІ, МОНТАЖІ ТА ДОСЛІДЖЕННІ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

7.1. Заходи по усуненню небезпечних факторів при експлуатації та монтажі вимірювальних трансформаторів.

Освітлення. У виробничих приміщеннях, де постійно перебувають працівники промислових підприємств, запланованих для будівництва в III, IV і V кліматичних районах, передбачають встановлення сонцезахисних засобів, таких як жалюзі, козирки, екрани для розсіювання світла, штори тощо.

Для освітлення цих приміщень здебільшого застосовують газорозрядні лампи як низького, так і високого тиску: люмінесцентні (ЛМ), дуго-ртутні (ДРЛ), металлогалогенні (ДРИ МГЛ), натрієві (ДнАТ), кетоніві (ДкСТ). Лампи розжарювання використовують лише тоді, коли використання газорозрядних джерел світла технічно або економічно недоцільне.

При виконанні робіт I—IV розрядів використовується комбінована система освітлення, що включає загальне та місцеве освітлення. При цьому освітленість робочої зони, яку забезпечують світильники загального та комбінованого освітлення, становить 10% від нормованої.

Повітря робочої зони. Для досягнення оптимального мікроклімату в приміщенні важливо підтримувати баланс між організмом і навколишнім середовищем. Параметри мікроклімату, такі як температура, вологість і швидкість повітря, можуть підтримуватися на певному рівні за допомогою систем кондиціонування або, з більшими допусками, вентиляції. Однак вентиляція та навіть кондиціонування не забезпечують захисту від теплового випромінювання.

Заходи захисту від теплового випромінювання, що є особливо важливими для гарячих цехів на промислових підприємствах, поділяються на такі групи:

1. засоби для усунення джерела тепловиділення;
2. методи захисту тіла людини від теплового випромінювання;
3. індивідуальні засоби захисту.

Захист від прямого теплового випромінювання здебільшого досягається екрануванням — установкою термічних бар'єрів на шляху теплового потоку. Екрани бувають різноманітних видів, але за принципом дії поділяються на ті, що поглинають теплове випромінювання, та відбивають його, і можуть бути стаціонарними або переносними. Окрім захисту від теплового випромінювання, екрани забезпечують захист від іскор, бризок розплавленого металу, окалини, шлаку.

Захист від переохолодження під час робіт на відкритому повітрі та від перегріву. Роботи на відкритому повітрі в холодний період року є неминучими, особливо при будівництві, обслуговуванні відкритих електричних підстанцій, огляді та ремонті повітряних ліній електропередач тощо.

При роботі на холоді важливо запобігати надмірному охолодженню організму, а також забезпечувати можливість швидкого зігрівання. Теплий одяг захищає тіло від переохолодження, а додаткову допомогу надають пристрої для місцевого обігріву на постійних робочих місцях або організація регулярних перерв для зігрівання у спеціально відведених теплих приміщеннях з температурою не нижче 23 °С.

Для зовнішніх робіт у несприятливих метеорологічних умовах перерви на зігрівання є обов'язковими за таких показників: при температурі —10 °С і швидкості вітру 4—5 м/с, при —15 °С і вітрі 2 м/с, при температурі від —15 до —20 °С і швидкості вітру до 2 м/с, а також за температури —20 °С і нижче.

Індивідуальний захист у гарячих цехах включає спецодяг, який виготовляють з міцних, м'яких і повітропроникних матеріалів, стійких до дії теплового випромінювання. Залежно від рівня захисту одяг може бути зроблений із сукна, брезенту, синтетичних волокон, хімічно оброблених тканин або матеріалів з металевим покриттям. Деякі костюми мають спеціальні системи подачі повітря з шлангових пристроїв або мережі стислого повітря.

Для захисту голови від перегрівання і опіків використовують капелюхи з повсті або грубошерстного сукна. Костюм доповнюють спеціальним взуттям та рукавицями, які стійкі до високих температур і випромінювання.

Для захисту очей від інтенсивного теплового випромінювання застосовують окуляри зі світлофільтрами, спектральне поглинання яких відповідає спектру теплового потоку. У гарячих цехах важливу роль відіграє питний режим і режим відпочинку. Для підтримки нормального водно-сольового балансу працівникам надають підсолену воду (0,2% кухонної солі) в обсязі 4–5 літрів на людину за зміну.

У разі роботи в умовах нагрітого мікроклімату протягом зміни організовуються перерви, частота і тривалість яких залежать від важкості умов і інтенсивності роботи. Під час перерв працівники відпочивають у спеціально облаштованих місцях — закритих кабінах або огорожених ділянках, де забезпечується комфортний мікроклімат.

Захист від виробничих шкідливих факторів та контроль якості повітря. Контроль складу повітря має проводитися регулярно, у встановлені санітарною інспекцією терміни. Захист працівників від впливу шкідливих речовин реалізується за допомогою комплексу заходів, що інколи необхідно застосовувати одночасно.

Основні заходи включають:

- 1) автоматизацію і механізацію процесів, під час яких відбувається виділення шкідливих речовин;

2) поліпшення та раціоналізацію технологічних процесів, наприклад, заміну токсичних речовин на безпечніші, відмову від матеріалів, що утворюють пил, перехід від твердого палива до газоподібного тощо;

3) удосконалення конструкцій обладнання з метою зменшення або повного усунення шкідливих виділень у навколишнє середовище, що досягається, наприклад, за рахунок герметизації.

Захист від шкідливих газів, паро- та пилових виділень передбачає облаштування місцевої витяжної вентиляції для видалення отруйних речовин прямо з місць їх утворення. Місцеві витяжки виконуються як конструктивно вбудовані системи, що блокуються з обладнанням так, щоб агрегат не міг працювати без ввімкненої вентиляції.

Індивідуальні засоби захисту. Під час роботи з токсичними та забруднюючими речовинами використовують спеціальний одяг — комбінезони, халати, фартухи тощо, а для захисту від кислот і лугів — спеціальне взуття і рукавички. Для захисту шкіри рук, обличчя, шиї застосовують спеціальні захисні пасти: антитоксичні, маслостійкі, водостійкі. Очі від можливих опіків і подразнень захищають окулярами з герметичною оправою, масками та шоломами.

Органи дихання захищають за допомогою фільтруючих або ізолюючих пристроїв.

Захист від шуму та вібрації. Основним методом зниження шуму на виробничих об'єктах є зменшення його рівня безпосередньо в джерелах — у електричних машинах, верстатах, механізмах, компресорах, вентиляторах тощо.

Будівельні норми і правила (СНіП) передбачають захист від шуму за допомогою будівельно-акустичних методів. З цією метою передбачені такі заходи для зниження рівня шуму:

а) звукоізоляція захисних конструкцій, ущільнення периметрів вікон, воріт, дверей; звукоізоляція в місцях, де інженерні комунікації перетинають захисні конструкції; створення звукоізованих кабін для спостереження і

дистанційного управління технологічним обладнанням; укриття і кожухи для джерел шуму;

б) встановлення звукопоглинальних конструкцій і екранів у приміщеннях;

в) використання глушників для зменшення аеродинамічного шуму та звукопоглинальних облицювань у повітряних каналах вентиляційних систем з механічним приводом і кондиціонерів;

г) раціональне планування території міст і населених пунктів з використанням шумозахисних екранів і зелених насаджень.

Як індивідуальний захист від шуму використовуються спеціальні навушники, вкладиші для вушних раковин та протишумові каски, які забезпечують ізоляцію і поглинання звуку. Для захисту працівників від вібрацій на робочих місцях, а також для захисту обладнання і будівельних конструкцій, застосовують методи віброізоляції, зокрема встановлення пружних елементів між вібруючими машинами і основою, на якій вони розміщені. Амортизаторами вібрації служать сталеві пружини або гумові прокладки.

Для зменшення вібрації кожухів, огорож і деталей із сталевих листів використовують вібропоглинальні матеріали, наприклад, шари гуми, мастики, пластики, які розсіюють енергію вібрацій, одночасно знижуючи рівень шуму.

Як індивідуальний захист від вібрацій, що передаються через ноги, рекомендується взуття з повстяною або товстою мікропористою гумовою підошвою, а для рук — віброгасячі рукавички.

Захист від електромагнітного випромінювання включає організаційні заходи. До роботи з ВЧ і СВЧ-установками допускаються лише особи старше 18 років, без захворювань крові, органічних захворювань нервової системи прогресуючого характеру, хронічних очних захворювань, активної форми туберкульозу, ендокринних порушень та функціональних розладів нервової системи. Працівники проходять медичний огляд щорічно або частіше за потреби. У випадках, коли рівень випромінювання перевищує 10 мкВт/см^2 , для

таких працівників передбачені додаткові відпустки та скорочений робочий день.

Приміщення з високочастотним обладнанням оснащені загальнообмінною вентиляцією.

Технічні засоби захисту. У технічних заходах захисту від електромагнітного випромінювання використовують властивості віддзеркалення і поглинання енергії, використовуючи різні види екранів і поглиначів потужності.

Індивідуальні засоби захисту. Під час налаштування та випробувань апаратури оператору іноді доводиться перебувати в зоні інтенсивного електромагнітного випромінювання. В таких випадках необхідне використання засобів індивідуального захисту, зокрема екранів із металізованих матеріалів. Очі захищають спеціальними радіозахисними окулярами з відбивним склом, що блокує електромагнітне випромінювання, а для захисту всього тіла використовують капюшони, халати або комбінезони з металізованої бавовняної тканини.

Захист від іонізуючого випромінювання включає комплекс організаційних і технічних заходів, таких як екранування джерел або робочих місць, дистанціювання джерел від працівників і зменшення часу перебування в зоні опромінення.

Організаційні заходи визначаються на основі детального аналізу умов роботи. Для виконання завдань слід, по можливості, обирати радіонукліди з коротшим періодом напіврозпаду.

Технічні заходи захисту полягають в екрануванні, яке дозволяє знизити рівень опромінення на робочому місці до заданих показників. Основою захисного екранування є визначення матеріалу та необхідної товщини екрану для ефективного поглинання випромінювання.

Захист під час монтажу вимірювальних трансформаторів. При електромонтажних роботах і ремонті обладнання на підстанціях важливо застосовувати заходи для запобігання механічним травмам (ударам,

пораненням), опікам та ураженням електричним струмом. Персонал електромонтажної організації, незалежно від наявності кваліфікаційної групи з техніки безпеки, не може порівнюватися з експлуатаційним персоналом і не має права виконувати роботи з експлуатації електроустановок на будівельних майданчиках.

Для кріплення окремих елементів електрообладнання до стін і конструкцій приміщень РУ за допомогою дюбелів використовуються порохові інструменти — будівельно-монтажний пістолет поршневого типу та порохові облямювання. Заходи безпеки при використанні таких інструментів регламентуються заводськими інструкціями.

Підйом обладнання або конструкцій вагою понад 20 кг слід виконувати двома електромонтажниками. Якщо вага вантажу перевищує 50 кг, його підйом потрібно здійснювати за допомогою блоків або лебідок.

Роботи, пов'язані з підйомом на висоту та кріпленням важких елементів електрообладнання РУ (наприклад, роз'єднувачів, трансформаторів, опорних і прохідних ізоляторів), є небезпечними з точки зору можливості травмування.

Заходи безпеки при монтажі вимірювальних трансформаторів зосереджені на безпечних методах переміщення та установки трансформатора на фундамент. Підготовлена бетонована яма під трансформатором, призначена для спуску масла у випадку аварії чи пожежі, повинна бути накрита міцним настилом із дощок. Зазвичай розвантаження трансформатора з залізничної платформи або кузова автомобіля виконується автокраном. Дозволяється спускати трансформатор по похилій площині (на брусах) під кутом не більше 10°. З боку, протилежного напрямку спуску, трансформатор підтримується відтяжками за допомогою лебідки.

Під час підйому сердечника трансформатора з бака або його опускання у бак, людям не слід перебувати поруч з трансформатором. Всі роботи з сердечником або баком допускаються лише після повного

вилучення сердечника з бака та його установки на надійній основі. Якщо потрібно працювати в баку під піднятою кришкою силового трансформатора, слід встановити надійні підставки для утримання кришки в піднятому стані.

Після монтажу ошиновки трансформатора та підключення обмоток до шин РУ, їх зовнішні висновки потрібно замкнути накоротко та заземлити. Цей захід є необхідним на випадок помилкової подачі напруги на трансформатор, який ще не прийнято в експлуатацію, і можуть залишатися незавершеними деякі роботи.

7.2. Розрахунок контуру заземлення.

Для розрахунку контуру заземлення, зокрема вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної смуги, необхідно врахувати кілька параметрів, зокрема опір заземлення, який залежить від матеріалу та властивостей ґрунту. Оскільки в вашому випадку ґрунт — суглинок, і струм замикання на землю приймається 35 А, розглянемо основні кроки розрахунку.

1) Норма на опір заземлення:

Для суглинка в другому кліматичному районі допустиме значення опору заземлення залежить від типу системи заземлення та норм, які визначені в діючих правилах. Зазвичай, норма для опору заземлення не повинна перевищувати 4 Ом для системи TN-S, або 10 Ом для системи TN-C.

2) Розрахунок опору заземлення:

Опір заземлення R_z можна оцінити за формулою:

$$R_z = \frac{\rho}{2\pi L}$$

де: ρ — електричний опір ґрунту (Ом·м),

L — довжина вертикального заземлювача (м).

Для суглинку ρ може становити приблизно 100 - 200 Ом·м. Візьмемо середнє значення, наприклад, 150 Ом·м.

3) Визначення довжини заземлювача:

Припустимо, ми хочемо, щоб опір заземлення не перевищував 4 Ом (для системи TN-S). Використовуючи формулу вище:

$$4 = \frac{150}{2\pi L}$$

Вирішимо цю формулу відносно L:

$$L = \frac{150}{2\pi \cdot 4}$$

$$L = \frac{150}{8\pi} \approx 5.95 \text{ м}$$

4) Визначення кількості вертикальних заземлювачів:

Для зменшення опору заземлення, часто застосовують кілька вертикальних заземлювачів. Якщо використовувати кілька заземлювачів, загальний опір можна оцінити за формулою:

$$R_{total} = \frac{R_z}{N}$$

де N — кількість заземлювачів. Щоб досягти опору 4 Ом за допомогою, наприклад, трьох заземлювачів:

$$4 = \frac{150}{N \cdot 2\pi L}$$

Визначаючи кількість заземлювачів, підставимо значення:

$$N = \frac{150}{4 \cdot 2\pi L}$$

З урахуванням, що $L \approx 5.95$:

$$N \approx \frac{150}{4 \cdot 2\pi \cdot 5.95} \approx 3.99 \approx 4$$

Таким чином, для досягнення допустимого опору заземлення не більше 4 Ом в суглинковому ґрунті, вам потрібно буде використовувати 4 вертикальні заземлювачі з довжиною приблизно 6 метрів кожен.

ВИСНОВКИ

Магістерська робота щодо обґрунтування системи енергетичного контролю підприємства виконувалася з урахуванням вимог надійності, економічної ефективності та перспективного розвитку навантажень підприємства. Основний акцент у дослідженні було зроблено на питаннях впровадження енергоаудиту та енергозбереження, що стосуються управління споживанням електроенергії, вибору системи АСКОЕ, а також розробки комплексної системи контролю за енергоресурсами.

На основі проведеного аналізу зроблено такі висновки:

1. Система комерційного обліку на оптовому ринку енергії створюється для фінансових розрахунків між його учасниками та ведення відповідної звітності згідно з чинними нормативами.
2. При формуванні правил функціонування оптового ринку і його СКО необхідно враховувати контроль достовірності та резервування даних, що використовуються для фінансових операцій.
3. Інформація з комерційного обліку може бути застосована для вирішення технічних, економічних і статистичних задач іншими учасниками ринку, управлінськими органами енергетики та державними структурами відповідно до нормативів і договорів, що регулюють інформаційний обмін між сторонами.
4. Розміщення вимірювальних комплексів для збору даних про спожиту електроенергію повинно відповідати критеріям адекватного планування та звітності, захисту фінансових інтересів учасників ринку і забезпечувати можливість мінімізувати фінансові дисбаланси на оптовому ринку.
5. Впровадження системи контролю та управління електроспоживанням сприятиме мінімізації невиробничих витрат енергоресурсів, а процес енергозбереження стане максимально узгодженим із виробництвом та розподілом енергії.

6. Процес вимірювання включає такі основні етапи: визначення моделі об'єкта, вибір методу та засобів вимірювання, проведення експерименту для отримання кількісних результатів. Недоліки на будь-якому з цих етапів можуть призвести до відхилення отриманих результатів від реальних значень.

Для проведення аудиту було обрано насосні установки як об'єкт енергозбереження. Було розроблено відповідні методи та засоби для підвищення енергоефективності, а також проведено економічний аналіз доцільності впровадження заходів енергозбереження (МЕЗ) на досліджуваному об'єкті. Крім того, було здійснено оцінку економічної вигоди від впровадження цих заходів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кваліфікаційна робота магістра : метод. рекомендації до змісту, структури та оформлення кваліфікаційної роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков, К. Г. Петрова, Н. Ю. Гарасьова та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 74 с.
2. Енергетичний інжиніринг та менеджмент : в 3-х ч. Ч. 1. Проектування ефективних енергетичних систем / П.Г. Плешков, С.В. Серебренніков, О.І. Сіріков, І.В. Савеленко; під редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора Плешкова П.Г. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2018.– 156 с.
3. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств : навч. посіб. / [Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П.Г. та ін.] ; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Кіровоград : КНТУ, 2015. – 287 с. ISBN 978-966-402-076-0
4. Плешков, С. П. Енергоефективний електропривод у промисловості та сільськогосподарському виробництві: навч. посіб. / Плешков С. П., Серебренніков С.В. - Кіровоград: КНТУ, 2016.- 156 с.
5. Ефективне використання електроенергії в системах енергоспоживання: методичні рекомендації до виконання курсового проекту для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" / [уклад.: Е1. Е. Плешков, В. П. Солдатенко, К. Е. Петрова, О. Е Сіріков, В. В. Зінзура], Центральноукр. нац. техн. ун-т. - Кропивницький: ЦНТУ, 2023 - 128 с.
6. Організаційні основи енергозабезпечення підприємств: Конс-пект лекцій / Укладачі: М.І. Сотник, С.О. Хованський. – Суми:Вид-во СумДУ, 2009. – 132 с

7. Енергозбереження та енергетичний аудит : навчальний посіб. / В.А. Маляренко , І.А. Немировський. – 2–е вид., перероб. і доп. – Харків : НТУ «ХП», 2010. – 344 с.

8. Енергетичний менеджмент та аудит : метод. рекомендації до виконання практ. роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. : П. Г. Плешков, К. Г. Петрова, В. П. Солдатенко, О. І. Сіріков] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 39 с.

9. Сердюк Т. В. Організаційно-економічний механізм енергозбереження в промисловості : монографія / Т. В. Сердюк. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. – 154 с.

10. ДСТУ 4713:2007. Енергетичний аудит промислових підприємств. Порядок проведення та вимоги до організації робіт [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=26795).

11. Технічні та організаційні вимоги до побудови автоматизованих систем обліку електроенергії на об'єктах НЕК «Укренерго» (друга редакція) // Затв. наук.–техн. радою НЕК «Укренерго», протокол від 22 вересня 2005 року № 6.

12. Сусіденко В. Т. Інформаційні системи і технології в обліку. [текст] навч. посіб. / В. Т. Сусіденко. – К.: «Центр учбової літератури», 2016. – 224 с.

13. Підконтрольна експлуатація обладнання насосних станцій : навчальний посібник / В. О. Панченко, В. Ф. Герман, О. В. Івченко та ін. ; за загальною редакцією В. О. Панченка. – Суми : Сумський державний університет, 2020. – 270 с.

14. Насосні та повітродувні станції : навч. посібник / Т. О. Шевченко, Ю. В. Ярошенко, М. М. Яковенко, В. М. Беляєва ; Харк. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Х. : ХНУМГ, 2014. – 191 с.

15. Метод та засоби оптимізації роботи електроприводів насосної станції водопостачання : монографія / В. В. Грабко, М. М. Мошноріз. – Вінниця :

ВНТУ, 2011. – 138 с.

16. Енергоефективність: переваги застосування частотно-регульованого приводу в насосних, вентиляційних і компресорних установках: Технічна колекція Schneider Electric, вип. № 27. 2009. - 36 с.

17. Коренькова Т. В. Режими роботи насосних та вентиляторних установок із автоматизованим електроприводом: навч. посібник / Т. В. Коренькова, О. О. Сердюк, В. Г. Ковальчук. – Кременчук: Видавництво ПП Щербатих О. В., 2013. – 200 с.

18. Охорона праці в електроенергетиці : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Бондаренко Є. А. – Вінниця : ВНТУ, 2022. – 138 с.