

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ

Освіта України

2009

ISBN 978-966-8847-

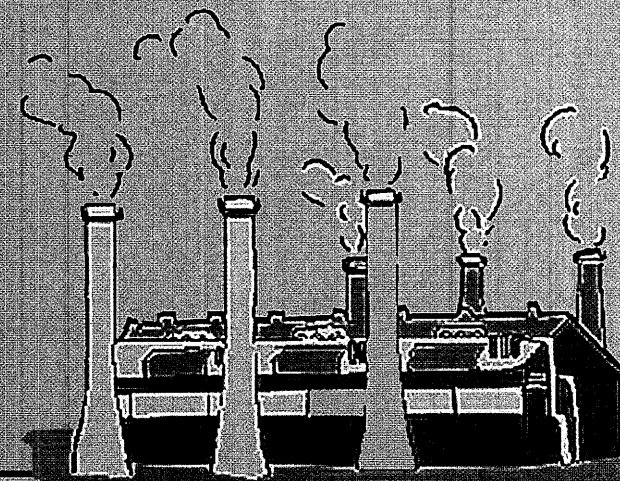
В.В. ПРОКОПЕНКО

О.М. ЗАКЛАДНИЙ

П.В. КУЛЬБАЧНИЙ

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ

*З ПРИКЛАДАМИ
ТА ІЛЮСТРАЦІЯМИ*



Навчальний посібник

В.В. ПРОКОПЕНКО

О.М. ЗАКЛАДНИЙ

П.В. КУЛЬБАЧНИЙ

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ

З ПРИКЛАДАМИ ТА ІЛЮСТРАЦІЯМИ

Навчальний посібник

Київ
Освіта України
2009

*Рекомендовано Міністерством освіти і науки України
як навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів
(лист № 1.4/18-Г-639 від 14.03.2008)*

Рецензенти:

Г.Г. Пивняк – ректор Національного гірничого університету, академік НАН України;

Г.К. Вороновський – чл.-кор. НАН України, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електричних станцій Національного технічного університету “Харківський політехнічний інститут”;

А.А. Маліновський – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри “Електропостачання промислових підприємств, міст і сільськогосподарства” Національного університету “Львівська політехніка”.

В.В. Прокопенко, О.М. Закладний, П.В. Кульбачний
Енергетичний аудит з прикладами та ілюстраціями: Навчальний посібник. – К.: Освіта України, 2009. – 438 с.

ISBN 978-966-8847-83-7

Навчальний посібник підготовлено на основі робочих навчальних програм з дисципліни “Енергетичний аудит”, яка викладається на кафедрі електропостачання Інституту енергозбереження та енергоменеджменту Національного технічного університету України “КПІ”.

Розглянуті методологія і постановка задачі енергетичного аудиту, наведені приклади і результати розрахунків, фрагменти звітів реальних енергетичних аудитів та інші матеріали з енергетичних аудитів, у яких автори безпосередньо брали участь.

Для студентів вищих навчальних закладів та фахівців.

© Прокопенко В.В., Закладний О.М.,
Кульбачний П.В., 2009

© Освіта України, 2009

ISBN 978-966-8847-83-7

ПЕРЕДМОВА

У навчальному посібнику наведені методологія і постановка задачі енергетичного аудиту, приклади і результати розрахунків, фрагменти звітів реальних енергетичних аудитів та інші матеріали з енергетичних аудитів, у яких автори безпосередньо брали участь. У складі енергосервісної компанії виконувались роботи різних енергетичних Проєктів і Програм.

Протягом 1974–1986 років виконувалися енергетичні обстеження і натурні експерименти в системах електропостачання на підприємствах виробничих об'єднань “Укрзахіддугілля”, “Ураласбест”, “Беларускалій”, на заводах “Запоріжтрансформатор”, “Точелектроприлад” та ін. На даний час для українських замовників різних сфер діяльності виконуються енергетичні аудити і впроваджуються енергозберігаючі технології на договірних умовах.

Протягом 1997–2004 років були реалізовані Проєкти Агенції міжнародного розвитку США (USAID) “Енергоефективність у промисловості України” (всього 24 промислових підприємства різних галузей економіки), разом з болгарськими партнерами – Проєкт USAID “Еколінкс” (чавуноливарне підприємство), кілька Проєктів за підтримкою “Tasis” (адміністративні будівлі, підприємства харчової промисловості).

В підготовці навчального посібника та опрацюванні окремих його розділів брали участь наукові співробітники і викладачі Інституту енергозбереження та енергоменеджменту НТУУ “КПІ”. Особливу подяку висловлюємо ініціатору видання – проф. А.В.Праховнику та проф. В.І.Дешку за підтримку і цінні зауваження. Висловлюємо подяку інженеру В.Г.Смоляру та магістрантам В.І.Степановій, Н.В.Кузьменко і Н.В.Куліковській, які брали

активну участь в оформленні та підготовці рукопису до видання.

Особлива вдячність – рецензенту проф. А.А.Маліновському, пропозиції та зауваження якого сприяли покращенню змісту навчального посібника.

У навчальному посібнику наведено ряд прикладів і розрахунків з використанням різних одиниць вимірювання (окрім міжнародної системи СІ), тому в розділі 9 “Приклад звіту з енергоаудиту” наведені таблиці співвідношення між різними одиницями вимірювання.

Важливими результатами, отриманими авторами, є орієнтована на самостійну роботу теоретична підготовка і практичний досвід вирішення таких проблем у галузі енергозбереження:

- енергетичний аудит, складання енергетичних балансів, пошук резервів, розроблення і розрахунок економічної доцільності та оцінювання можливостей енергозбереження;
- вибір та впровадження сучасного енергоефективного устаткування, стаціонарних автоматизованих систем комерційного і технічного обліку енергоносіїв;
- оптимізація режимів роботи холодильних, насосних, вентиляційних систем, компресорних станцій, систем кондиціювання повітря, освітлення, іншого промислового енергетичного устаткування і систем енергоспоживання в цілому;
- оптимізація режимів роботи котельних агрегатів, тепловикористовуючого обладнання, систем опалення, та гарячого водопостачання;
- пошук партнерів, бізнес-планування, інформаційні та юридичні послуги під час фінансової та інвестиційної оцінки енергозберігаючих проектів;
- консультативні послуги під час впровадження енергетичного менеджменту на підприємствах, розроблення

галузевих і регіональних програм енергозбереження, екологічних програм, експертизи проектів енергозбереження.

На сторінках цього навчального посібника автори діляться своїм багатим досвідом зі студентами енергетичних напрямів підготовки бакалаврів вищих навчальних закладів, магістрантами – енергетиками, магістрантами – енергоменеджерами, працівниками енергосервісних компаній, енергоаудиторських фірм і фахівцями з енергозбереження.

Книга може бути корисна всім читачам, які бажають займатись практичним енергетичним аудитом.

ВСТУП

Основні стратегічні напрямки підвищення енергоефективності та реалізації потенціалу енергозбереження полягають в структурно-технологічній перебудові економіки України, створенні адміністративних, нормативно-правових і економічних механізмів, які сприяють підвищенню енергоефективності та енергозбереженню. Структурно-технологічна перебудова економіки країни в цілому, її окремих галузей, підприємств та технологічних процесів передбачає виведення з роботи морально застарілого та фізично зношеного устаткування, припинення випуску неенергоефективної продукції, впровадження у виробництво новітніх технологій, обладнання та побутових приладів. Важливим фактором підвищення енергоефективності є забезпечення інформаційно-аналітичної підтримки всіх суб'єктів економічної діяльності у вирішенні питань оптимізації енергоспоживання та енергозбереження. Розглянемо основні поняття та означення стосовно цієї проблематики.

Паливно-енергетичні ресурси (ПЕР) – сукупність всіх природних і перетворених видів палива та енергії, які використовуються в національному господарстві.

Первинні ПЕР – сукупність різних видів палива й енергії (продукція нафтовидобувної, газової, вугільної, торф'яної й сланцевої промисловості, електроенергія атомних і гідроелектростанцій, а також місцеві види палива), які має країна для забезпечення виробничих, побутових та експортних потреб.

Вторинні енергетичні ресурси – енергетичний потенціал продукції, відходів, побічних і проміжних продуктів, який утворюється в самому агрегаті при виконанні технологічного процесу, але може бути частково або повністю використаний для енергопостачання інших агрегатів (процесів).

Паливо – горючі органічні речовини, основною складовою котрих є вуглець, які використовуються з метою одержання під час їх спалювання теплової енергії. За походженням паливо поділяється на природне (нафта, вугілля, природний газ, горючі сланці, торф, деревина) і штучне (кокс, моторні палива, генераторні гази і т. ін.). За агрегатним станом паливо буває твердим, рідким і газоподібним. Основна характеристика палива – теплота згоряння. Для порівняння різних видів палива й сумарного обліку його запасів прийнято умовне паливо, для якого нижча теплота згоряння складає 29,3 МДж (7000 ккал) на 1 кг твердого палива або 1 м³ газоподібного. У зв'язку з розвитком техніки термін паливо став застосовуватись в ширшому змісті й поширився на всі матеріали, що служать джерелом енергії (ядерне та ракетне паливо).

Енергія – загальна кількісна міра різних видів руху матерії. У фізиці відповідно до різних фізичних процесів розрізняють енергію механічну, теплову, електромагнітну, гравітаційну, ядерну та ін. Відповідно до закону збереження енергії поняття енергія пов'язує воедино всі явища природи.

Енергобаланс держави – баланс видобутку, перероблювання, транспортування, перетворювання, розподілення й споживання всіх видів ПЕР та енергії в національному господарстві держави.

Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії – джерела, що постійно існують або періодично з'являються в навколишньому природному середовищі у вигляді потоків енергії Сонця, вітру, тепла Землі, енергії морів, океанів, річок, біомаси.

Енергопостачання – забезпечення підприємства всіма видами енергії й палива. Підприємство самостійно може виробляти енергію (наприклад, заводська теплоелектро-станція).

Енергосистема – сукупність енергетичних ресурсів усіх видів, методів і засобів їхнього одержання, перетворення, розподілення й використання, що забезпечують постачання споживачів всіма видами енергії. До енергосистеми входять такі системи: електроенергетична, нафто- і газопостачання, вугільної промисловості, ядерної енергетики, що зазвичай поєднуються в масштабах країни в єдину енергетичну систему.

Електроенергетика – провідна галузь енергетики, яка забезпечує електрифікацію національного господарства країни. У розвинених країнах технічні засоби електроенергетики поєднуються в автоматизовані й централізовані керовані електроенергетичні системи.

Електроенергетична система – поєднання електростанцій, яка пов'язані лініями електропередачі і спільно живлять споживачів електричної енергії.

Електростанція – підприємство, що виробляє електричну, а в окремих випадках і теплову енергію (тепло-електроцентральною – ТЕЦ). Залежно від джерела енергії розрізняють ТЕЦ (паротурбінні, газотурбінні та ін.), гідро-

електростанції (ГЕС), сонячні, геотермальні й вітрові електростанції. До різновидів теплоелектростанцій належать атомні електростанції (АЕС).

Електропостачальна організація – суб'єкт підприємницької діяльності, який отримав ліцензію Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України (НКРЕ) на право здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом.

Розрахунковий період – період часу, за який визначається кількість спожитої електричної енергії, та здійснюються розрахунки за потужність і спожиту енергію між споживачем та електропостачальною організацією. Погоджений сторонами розрахунковий період вказується в договорі.

Споживач електричної енергії (споживач) – промислові та приватні до них підприємства, організації, установи, електрифікований залізничний та міський транспорт, комерційні та сільськогосподарські виробники, невиробничі підприємства, організації, установи, а також міські та сільські помешкання, які приєднані до електричних мереж і використовують електроенергію за допомогою наявних струмоприймачів.

Енергозбереження – діяльність (організаційна, наукова, практична, інформаційна), яка спрямована на раціональне використання та економне витрачання первинної та перетвореної енергії і природних енергетичних ресурсів у національному господарстві, і яка реалізується з використанням технічних, економічних та правових методів.

Раціональне використання ПЕР – досягнення максимальної ефективності використання ПЕР за існуючого рівня розвитку техніки й технології і одночасного зниження техногенного впливу на навколишнє природне середовище.

Економія ПЕР – відносне скорочення витрат ПЕР, що виявляється у зниженні їх питомих витрат на виробництво продукції, виконання робіт і надання послуг встановленої якості.

Енергозберігаюча технологія – метод виробництва продукції з раціональним використанням енергії, який дає можливість одночасно зменшити енергетичне навантаження на навколишнє природне середовище і кількість енергетичних відходів, одержуваних під час виробництва та експлуатації виготовленого продукту.

Енергозберігаюча політика – адміністративно-правове, фінансово-економічне регулювання процесів видобування, перероблення, транспортування, зберігання, виробництва, розподілення ПЕР з метою їх раціонального використання та економного витрачання.

Енергетичний менеджмент – це система керування, заснована на проведенні типових вимірювань і перевірок, що забезпечує таку роботу підприємства, за якої споживається лише необхідна для виробництва кількість енергії. Енергетичний менеджмент – це інструмент управління підприємством, який забезпечує постійне дослідження і, отже, знання про розподіл та рівень споживання енергоресурсів на підприємстві, а також про оптимальне використання енергоресурсів як для виробництва, так і для опалення та інших невиробничих потреб.

Енергетичний аудит (енергоаудит) – обстеження підприємств, організацій і окремих виробництв з їх ініціативи для визначення можливостей економії енергії, яка споживається, й допомоги підприємству в здійсненні практичної економії шляхом застосування механізмів енергетичної ефективності, а також з метою впровадження на підприємстві системи енергетичного менеджменту.

Предметом енергетичного аудиту є система обстеження споживання палива й енергії, аналізу й вироблення рекомендацій щодо ефективного використання енергоресурсів.

Головною метою енергетичного аудиту є пошук можливостей енергозбереження й допомоги суб'єктам господарювання у визначенні напрямків ефективного енерговикористання.

Об'єктом енергетичного аудиту може бути будь-яке підприємство, енергетична установка, будинок, агрегат, що виробляє, перетворює, передає або споживає енергію.

Призначенням енергетичного аудиту є розв'язання таких завдань:

- складання карти використання об'єктом ПЕР;
- розроблення організаційних і технічних заходів, спрямованих на підвищення ефективності енерговикористання;
- визначення потенціалу енергозбереження;
- фінансова оцінка енергозберігаючих заходів.

Енергетичний аудит проводиться *енергосервісними компаніями* або незалежними експертами (енергоаудиторами), які вповноважені суб'єктами господарювання на його здійснення.

Енергоаудитором може бути громадянин України, який отримав професійну підготовку й має відповідний документ. Ефективність і повнота енергетичного обстеження залежать від кваліфікації й досвіду енергоаудитора.

Ідеологія енергоаудиту ґрунтується на наступних основних посиленнях:

- енергоаудитори повинні не фіксувати помилки, а виявляти факти;
- результати, які надаються замовнику, – це, насамперед, звіт про енергетичний аудит, в якому визначаються конкретні шляхи енергозбереження.

Основними шляхами підвищення ефективності використання ПЕР є такі:

- впровадження нового енергоекономічного обладнання;
- впровадження нових енергозберігаючих технологій;
- удосконалення існуючих технологій, обладнання, переробки сировини та матеріалів і, як наслідок, підвищення якості продукції;
- заміщення і вибір найефективніших енергоносіїв;
- зменшення втрат сировини та матеріалів;
- скорочення втрат енергоресурсів;
- вжиття організаційно-технічних заходів, удосконалення обліку та контролю за витратами енергоресурсів;
- урахування економічних, правових та інших чинників зниження рівнів енергоспоживання.

Деякі висновки можна зробити й щодо основних галузей промисловості та сільського господарства.

Електроенергетика. Пріоритетними напрямками енергозбереження в електроенергетиці є впровадження нових технологій експлуатації енергетичного обладнання електростанцій та його реконструкція і модернізація, скорочення власних потреб в енергоресурсах, скорочення втрат в системах розподілення електричної та теплової енергії, впровадження нових енергозберігаючих технологій виробництва енергії (парогенераторні установки, котли з циркулюючим киплячим шаром тощо).

Вугільна промисловість. Економія ПЕР в галузі передбачається за рахунок вжиття таких основних заходів, як створення нових та модернізація існуючих техніки й технології видобування та перероблення вугілля, в тому числі за рахунок застосування способів переведення вугілля в рухомий стан енергією вибуху та вібрації; використання методів газифікації, особливо для низькосортного та високозольного вугілля; використання шахтного метану як палива, вдосконалення систем електропривода, у тому числі збільшення коефіцієнта завантаження, та вибір типу привода, обмеження режиму неробочого ходу, впровадження статичних регуляторів швидкості двигунів; перероблення та використання відходів вуглезбагачення як палива, зменшення його втрат; використання вторинних енергетичних ресурсів для теплофікації та виробництва холоду.

Нафтогазова промисловість. Підвищення питомої ваги газопроводів великого діаметру та з підвищеним тиском, зниження гідравлічних втрат, охолодження природного газу, оптимізація режимів транспортування газу, зниження втрат за рахунок поліпшення стану парку агрегатів для перекачування газу, раціональне використання вторинних енергетичних ресурсів, застосування електропривода замість газотурбінного.

Нафтопереробна промисловість. Впровадження нового високоефективного обладнання, підвищення рівня

рекуперації тепла на установках атмосферної перегонки та використання тепла відхідних газів після гідроочищення газойлю, збільшення частки теплообмінних агрегатів у технологічній схемі підігрівання сировини, зменшення витрат нафти і нафтопродуктів під час впровадження автоматичних систем для наливних резервуарів.

Чорна металургія. Підвищення рівня використання вторинних енергетичних ресурсів, заміна природного газу іншими видами палива, зниження енерго- та матеріалоемності виробництва, підвищення якості металу та металопрокату, впровадження нових способів та розширення масштабів використання існуючих енергозберігаючих технологій, обладнання, підвищення частки застосування безвідходних технологій.

Кольорова металургія. Суттєві резерви енергозбереження має алюмінієва промисловість. Пріоритетним напрямом енергозбереження в цій галузі є створення і впровадження у виробництво технологічних процесів і агрегатів з повним внутрішнім теплообміном, що забезпечує найменші втрати тепла. Також ефективним є підвищення частки вторинної кольорової металургії.

Хімічна та нафтохімічна промисловість. Основний потенціал енергозбереження в цій галузі припадає на впровадження нових енерготехнологічних процесів, ефективнішого устаткування, реконструкцію та модернізацію діючого обладнання, вдосконалення технологічних схем, підвищення рівня використання вторинних енергетичних ресурсів.

Промисловість будівельних матеріалів. До пріоритетних напрямів енергозбереження в промисловості будівельних матеріалів слід віднести впровадження нових технологій і енергозберігаючого устаткування, удосконалення існуючих технологічних процесів і енергоспоживачого обладнання. Наприклад, у цементній промисловості

впроваджується енергозберігаюча технологія сухого способу виробництва з використанням вугілля як основного палива. У промисловості стінових матеріалів передбачено зниження енергоемності виробництва за рахунок збільшення випуску пустотної цегли та ніздрюватого бетону, використання відходів вуглевидобутку і збагачення вторинних енергетичних ресурсів. У скляній промисловості економія палива залежить значною мірою від досконалості конструкції скловарних печей і зростання їх потужності. У виробництві віконного скла передбачається перехід на технологію термічного формування та організація виробництва сонце- та теплозахисного скла.

Машинобудування та металооброблення. Впровадження в сталє- і чавуноливарне виробництво таких технологій, як позапічна обробка металу, використання кисневого дуття, поліпшення якості шихти, попереднє нагрівання шихти перед виправкою. Оснащення вагранок дворядними формами та пристроями для підігрівання дуття дозволяє значно знизити витрати палива. Заміна традиційних процесів термооброблення на прогресивні, з використанням концентрованих джерел електронагрівання, високочастотної та імпульсної індукції дозволяють зменшити питомі витрати електроенергії на $80 - 120 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на 1 т металу. За рахунок впровадження таких енергоекономічних технологічних процесів, як електролітичне шліфування, ультразвукове, електроіскрове і електрохімічне оброблювання металу, електропроменеве і дифузійне зварювання, заміна механічного оброблювання на холодне штампування і гаряче накатування, оброблювання металу твердосплавним та алмазним інструментом та ін. можна знизити витрати електроенергії на 20 – 25% загального обсягу її споживання у виробничих процесах металооброблювання.

Харчова промисловість. Найкрупнішим в галузі споживачем енергоресурсів є цукрова промисловість. Враховуючи великий ступінь спрацьованості основних фондів, ключовими напрямками підвищення ефективності енерговикористання є вдосконалення технологічних і теплових процесів виробництва, введення в дію нових технологій та устаткування.

Сільське господарство. До енергозберігаючих заходів у сільському господарстві слід віднести оптимізацію структури посівних площ за рахунок збільшення посівів малоенергоємних культур (ячмінь, горох тощо) та зменшення посівів енергоємних (буряк, кукурудза тощо) з одночасним підвищенням їх врожайності, зменшення рівня розораності сільськогосподарських угідь, впровадження енергозберігаючої технології вирощування сільськогосподарських культур (озимої пшениці, вівса, ячменю та інших), поліпшення структури тваринництва й птахівництва за рахунок виведення високопродуктивних порід тварин і птиці тощо.

Будівництво. Будівельне виробництво – одна з матеріаломістких галузей. Вона споживає понад 90% продукції промисловості будівельних матеріалів, а витрати на матеріали, що використовуються при будівництві, становлять понад половину загальної вартості будівельно-монтажних робіт. Серед пріоритетних напрямів розвитку будівництва слід відмітити перепрофілювання будівельної бази на створення сучасних конструкцій, переведення потужностей крупнопанельного домобудування на випуск огорожуючих конструкцій з підвищенням у 2,0 – 2,5 рази термоопору, забезпечення значного зниження енергоємності конструкцій тощо.

Транспорт. Незважаючи на те, що механізовано і автоматизовано числені технологічні операції і комплекс трудомістких робіт у транспорті, технологія перевезення

потребує удосконалення, оскільки вона не відповідає світовому рівню, а питомі витрати палива автомобілями перевищують в 1,4 – 1,5 рази відповідні показники промислово розвинених країн. Такий стан зумовлено з одного боку тим, що основну частку існуючого парку вантажною автотранспорту складають автомобілі вантажопідйомністю 4–6 т, які в міських умовах та на сервісних перевезеннях використовуються з недовантаженням, що призводить до перевитрат палива. При цьому парк автомобілів вантажопідйомністю до 2 т розвинений недостатньо. З іншого боку, Україна, яка займає одне з провідних місць у світі за нафтопереробними потужностями на душу населення, не може забезпечити себе світлимими нафтопродуктами через дефіцит нафти. Низький рівень ефективності енерговикористання характерний і для інших галузей транспорту. Наприклад, для залізничного транспорту одним з напрямів скорочення енерговитрат є зниження маси рухомого складу. Найефективнішим шляхом зниження маси є застосування алюмінієвих сплавів. Іншими прикладами можуть бути використання нових двигунів типу “газова турбіна”, двигунів “без камери згоряння”, вантажних автомобілів з поліпшеними аеродинамічними характеристиками кузовів. Суттєвому скороченню витрат світлих нафтопродуктів буде сприяти використання автомобілів для перевезення попутних вантажів у зворотному напрямку, освоєння і експлуатація автомобілів, які працюють на зрідженому та скрапленому газі, на залізничному транспорті – збільшення вантажопідйомності вагонів, одиничної потужності локомотивів, використання бортових автоматичних систем управління рухом тощо, на водному – використання гвинтів з протилежним обертанням і т. ін.

Житлово-комунальне господарство. Світовий досвід реалізації заходів енергозбереження в житлово-комунальному

господарстві свідчить, що їх перелік невеликий, але комплексне впровадження цих заходів суттєво впливає на скорочення споживання палива та енергії в економіці. До основних заходів енергозбереження в галузі слід віднести створення та використання побутових систем та приладів з нижчим енергоспоживанням; модернізацію існуючого обладнання, зміну режимів його роботи, автоматизацію регулювання і управління режимами роботи побутових енергоспоживаючих систем та приладів; оснащення енергоприймачів регульовальними та вимірювальними пристроями; розвиток децентралізованого теплопостачання для зниження втрат теплової енергії під час транспортування до споживачів; стандартизацію та поліпшення теплоізоляції будинків і споруд; проведення організаційних заходів, спрямованих на стимулювання діяльності побутових підприємств щодо скорочення непродуктивних витрат палива та енергії; впровадження сплати вартості енергоносіїв, яка відповідає реальним витратам; виключення можливості крадіжок енергоресурсів, зокрема, електричної та теплової енергії; широку рекламу використання приладів домашнього і культурно-побутового призначення з поліпшеними експлуатаційними характеристиками.

Контрольні запитання

1. Поясніть сенс основних понять енергозбереження: енергетика, енергетична система, електроенергетика, ПЕР, споживач енергії, світове енергоспоживання, паливо-, тепло- та електрозбереження, енергоменеджмент, енергоаудит.

2. Перелічіть основні шляхи енергозбереження.

3. Які галузі промисловості, на Вашу думку, є найперспективнішими з точки зору енергозбереження? Відповідь обґрунтувати.

1. ОСНОВНІ ЕТАПИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ

1 етап. Одержання інформації про об'єкт енергоаудиту.

- Збір первинних даних про витрату палива, води й електроенергії за попередній і поточний роки.

Це дає можливість судити про напрямки у використанні палива й енергії, визначити тенденції у використанні паливно-енергетичних ресурсів, що є базою для визначення техніко-економічних показників об'єкту в цілому.

- Аналіз структури енергоспоживання.

Це дозволяє визначити структуру енерговикористання на об'єкті. Аналіз структури дозволяє сформулювати стратегію енерговикористання на перспективу.

- Аналіз структури витрат на енергію.

Аналіз частки витрат різних видів енергії в загальних витратах дозволяє намітити попередній напрямок енергетичного аудиту, звернувши увагу на види енергії з найбільшою часткою витрат.

- Визначення витрати енергоносіїв на одиницю продукції, що випускається підприємством та окремими підрозділами.

Це дозволяє оцінити питому витрату енергії основного й допоміжного виробництв на одиницю продукції, що випускається, у порівнянні з

аналогічними передовими виробництвами, дозволяє оцінити частку вартості енергоносіїв у собівартості продукції.

II етап. Вивчення паливно-енергетичних потоків на об'єкті в цілому та в окремих підрозділах.

- Вивчення технологічної схеми основного виробництва.
До складу схеми входить послідовність окремих технологічних операцій, їх взаємозв'язок для одержання основної й допоміжної продукції. Схема необхідна для подальшого обліку енергії та оцінки правильності прийнятих технологічних операцій.
- Складання схеми споживання енергетичних ресурсів об'єктом.
На технологічну схему наносяться місця споживання й передачі паливно-енергетичних ресурсів.
- Складання карти використання енергетичних ресурсів.
Карта використання енергетичних ресурсів являє собою нанесений на план об'єкта у відповідному масштабі рівень споживання різних видів енергії окремими підрозділами. Це дозволяє оцінити транспортні потоки різних видів енергії й визначити найбільш енергоємні підрозділи.
- Складання балансу підприємства з окремих видів енергоресурсів.

Баланс з окремих енергоресурсів об'єкту дозволяє в цілому оцінити ефективність використання різних енергоносіїв, звернути увагу на окремі споживачі енергії для поглибленого їх дослідження.

- Складання паливно-енергетичного балансу підприємства.
Паливно-енергетичний баланс об'єкту є основою для оцінки правильності вибору енергоносіїв та прогнозу оцінки їх споживання.
- Виявлення найенергоємніших споживачів і збирання даних по них.
Визначення найенергоємніших споживачів об'єкту, для яких встановлюються вихідні дані каталожного характеру, схеми енерговикористання, а також визначаються за допомогою відповідних вимірювань режимні параметри їх роботи для подальшої оцінки ефективності використання енергоносіїв.
- Визначення питомих норм споживання енергії окремими споживачами.
Питомі норми споживання енергії окремими споживачами і об'єкту в цілому дають можливість порівняння з аналогічними нормами високопродуктивних виробництв, а також виявити окремих споживачів з низькими нормами для подальшого обстеження.
- Складання енергетичного балансу для окремих енергоємних споживачів.
Енергетичний баланс окремих енергоємних споживачів дозволяє оцінити ефективність використання різних видів енергії, виявити ділянки її нераціонального використання, намітити шляхи економії.

III етап. Аналіз ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів об'єктом.

- Аналіз ефективності використання окремих технологічних процесів.

На підставі аналізу роблять висновок про правильність прийнятих в умовах діючого об'єкту окремих технологічних рішень або про заміну деяких з них на прогресивні, при цьому визначаються витрати на зміну технології та обґрунтовується висновок про доцільність інвестицій.

- Аналіз ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів підрозділами об'єкту.

На підставі аналізу робиться висновок про доцільність використання того або іншого енергоносія на різних рівнях технологічного процесу в підрозділах об'єкту. У випадку заміни енергоносія наводиться відповідне техніко-економічне обґрунтування. Особлива увага повинна бути приділена питанням транспортування енергоносіїв в умовах об'єкту. Це стосується в першу чергу мережі теплопостачання й пневматичної мережі. Також повинна бути приділена увага специфічним питанням, наприклад, обґрунтування використання того або іншого тарифу на електроенергію в умовах об'єкту.

- Аналіз енерговикористання окремими споживачами.

Цей підрозділ має значний обсяг, тому більшість організацій, які проводять енергетичний аудит, обмежуються лише розглядом даного

питання. Як наслідок, воно розглядається не всебічно, а за обмеженого часу енергоаудиту приймаються до розгляду лише ті споживачі енергії, які дають очевидний ефект.

- Визначення технологічно припустимих втрат палива й енергії.
- Визначення пріоритетів для поглибленого енергетичного аудиту.

На окремих об'єктах мають місце специфічні енергоспоживачі, ефективність роботи яких складно визначити без додаткового енергетичного аудиту. Додатковий енергетичний аудит включає спеціальні обстеження з використанням спеціального вимірювального обладнання або проведення наукових досліджень. До специфічних енергоспоживачів, належать холодильні, компресорні установки, електричні печі нагрівання й т. ін. Дослідницькі розробки проводяться до вирішення специфічних питань, вказаних у договорі на енергетичний аудит.

IV етап. Поглиблений енергетичний аудит окремих технологічних процесів і енергоспоживачів.

- Проведення додаткових вимірювань проміжних параметрів і визначення робочих режимів.
- Виявлення ефективності роботи споживачів.
- Вирішення специфічних питань (за домовленістю з керівництвом).

V етап. Підведення підсумків енергетичного аудиту.

- Розроблення енергозберігаючих заходів.
- Техніко-економічний аналіз ефективності впровадження заходів.
- Порівняльний аналіз отриманих результатів.
- Вибір нових пріоритетів і постановка завдань на подальше зниження енергоємності продукції та споживання енергоресурсів.
- Складання звіту з енергетичного аудиту.

Існує безліч чинників, які визначають важливість і доцільність проведення енергетичного обстеження і пояснюють, чому енергокористувач може довіряти його результатам. Найважливішим аспектом проведення енергоаудиту є додаткова вигода, оскільки дослідження проводиться кваліфікованим фахівцем, а не випадковим працівником компанії. Найчастіше більшою довірою у керівників користуються рекомендації професійного консультанта, а не поради персоналу.

Енергокористувач отримує звіт з енергоаудиту й може самостійно вирішувати такі проблеми:

- визначати, як споживається енергія всередині об'єкту, формулювати пріоритети в переліку енергозберігаючих рекомендацій.
- порівнювати енергоспоживання на даному об'єкті з величинами споживання енергії на інших аналогічних об'єктах, визначаючи в такий спосіб об'єкт як "поганий" або "добрий" споживач енергії.

- показувати необхідність інвестицій для придбання й освоєння нового, економічнішого обладнання.
- обґрунтовувати запропонований проект, який не був би затверджений без підтримки зовнішнього консультанта.

Контрольні запитання і завдання для самоперевірки

1. Скільки основних етапів енергетичного аудиту ви знаєте? Поясніть основні принципи кожного з них.
2. Що дає енергоаудитору визначення витрати енергоносіїв на одиницю продукції? Чому це важливо?
3. Для чого потрібна технологічна схема виробництва?
4. Що таке карта використання енергетичних ресурсів?
5. Що є основою оцінки правильності вибору енергоносіїв?
6. Поясніть необхідність питомих норм споживання енергії.
7. На підставі чого роблять висновок про доцільність використання того або іншого енергоносія на різних рівнях технологічного процесу?
8. В ході енергетичного аудиту з чого складається аналіз ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів об'єктом?
9. Ефективність роботи яких енергоспоживачів складно визначити? Що ви можете запропонувати?
10. На які проблеми вказує звіт з енергетичного аудиту?

2. МЕТОДОЛОГІЯ ЕНЕРГОАУДИТУ

Методологія проведення енергоаудиту залежить від інформації, яку прагне одержати й за яку готовий платити клієнт, а також від складу використовуваного в ході обстеження контрольно-вимірювального устаткування. З одного боку, енергоаудит може бути простим оглядом енергоспоживання, що ґрунтується на даних лічильників підприємства. З іншого боку, енергоаудит може бути комплексним і трудомістким процесом визначення та ідентифікації всіх напрямків витрат енергії й передбачати встановлення нового постійного вимірювального устаткування, тестування й вимірювання протягом тривалого періоду часу і в результаті детальної перевірки дозволить сформулювати детальні рекомендації. Природно, що останній тип аудиту буде значно дорожчим, ніж перший.

Професійний енергетичний аудитор повинен вміти провести обстеження підприємства, яке випускає будь-яку продукцію. Це означає, що методика проведення аудиту не повинна залежати ні від виду продукції, що випускається підприємством, ні від технології, що застосовується. Ця методика також не повинна залежати від структури обстежуваного підприємства.

Методика проведення аудиту повинна ґрунтуватися на певному стандартному (типовому) алгоритмі, що, по-перше, забезпечить якомога ефективнішу роботу самого аудитора (не треба “винаходити велосипед” – що, як і в якій послідовності обстежувати, просто треба швидко виконувати пункти стандартної програми), а по-друге, оскільки програма стандартна, забезпечити можливість настільки ж ефективного підключення інших аудиторів на певних (стандартних) етапах роботи.

Практично всі енергоаудити можна поділити на такі типи: простий енергоаудит (обхід), попередній енергоаудит (місцевий, спрощений, міні-аудит), комплексний енергоаудит (детальний, максі-аудит).

Існує безліч способів проведення енергоаудиту, і вибір одного з них залежить від таких чинників:

- кваліфікація енергоаудитора;
- наявні вимірювальні пристрої (стаціонарні й переносні);
- розуміння, чого вимагає й за що готовий платити клієнт.

2.1. ПРОСТИЙ ЕНЕРГОАУДИТ

Цей тип енергоаудиту найменш витратний і дозволяє визначити загальні можливості енергозбереження. У ході аудиту проводиться візуальне обстеження об'єкту для визначення потенціалів енергозбереження за рахунок оптимізування експлуатації устаткування, так само відбувається збір інформації для визначення потреби проведення детальнішого аналізу.

Таким чином, простий енергоаудит

- складає загальне уявлення про об'єкт енергоаудиту,
- робить загальні висновки про споживання енергії,
- дозволяє підготувати комерційну пропозицію для проведення детальнішого аналізу.

2.2. ПОПЕРЕДНІЙ ЕНЕРГОАУДИТ

Для проведення цього типу аудиту необхідне використання вимірювальних засобів і обладнання для тестування, щоб дати кількісну оцінку споживачів енергії

та втрат, а також визначити очікуваний економічний ефект від впровадження енергозберігаючих заходів.

Склавши кілька перших звітів з енергоаудиту, енергоаудитор усвідомить актуальність і важливість рекомендацій щодо економії енергії, як, наприклад, використання світильників з низьким споживанням енергії, поліпшений тепловий контроль і теплоізоляція. Після цього аудитор може легко досліджувати інші аналогічні об'єкти й визначити можливості застосування технологій енергозбереження, які він з успіхом використав. Цей технічний прийом часто використовується компаніями, які продають енергозберігаюче обладнання, для знаходження ринків збуту. Крім того, такий прийом може використовуватися "внутрішніми" енергоменеджерами компанії, у якій всі об'єкти мають подібні енергетичні проблеми. Наприклад, енергоменеджер компанії, яка володіє мережею готелів, міг би визначити перелік енергозберігаючих заходів, які можна застосувати до всіх готелів даної мережі.

Цей метод рекомендується також застосовувати професійним консультантам з енергетичних питань.

Таким чином, попередній енергоаудит

- забезпечує базове енергетичне обстеження;
- дає карту розподілу енергії;
- приділяє особливу увагу стандартним заходам щодо економії енергії;
- дозволяє визначити економічний ефект впровадження енергозберігаючих заходів.

2.3. КОМПЛЕКСНИЙ ЕНЕРГОАУДИТ

Такий аудит іде на один крок далі, ніж попередній енергоаудит. У цьому випадку проводиться оцінка того, скільки енергії витрачається в кожному процесі, як, наприклад, освітлення, технологічні потреби й т. ін. Для

виявлення тенденцій енергоспоживання й розроблення попередніх прогнозів на рік необхідне проведення аналізу моделі, наприклад, комп'ютерне моделювання, що враховує різні змінні фактори (погодні умови й т. ін.).

Цей метод ґрунтується на визначенні кількості використаної енергії й порівнянні цієї величини з промисловими нормативами й теоретичним енергоспоживанням. Метод допомагає виявити потенційну економію енергії. В першу чергу доцільно підрахувати кількість енергії, спожитої всіма основними видами обладнання і порівняти цю величину із загальним енергоспоживанням на підприємстві. Виконавши цю роботу, аудитор виявляє шляхи економії енергії, засновані на модернізації обладнання, новому технічному обслуговуванні та режимі експлуатації, реструктуризації споживання енергії на об'єкті (децентралізоване електропостачання, використання альтернативних процесів виробництва, комбіноване виробництво теплової й електричної енергії та ін. Наведена методологія дозволяє провести високоякісний енергоаудит, заснований на науковому підході, дослідженні й вимірюванні різних параметрів режимів об'єкту енергоаудиту, а також на досвіді експерта.

Таким чином, комплексний енергоаудит

- забезпечує детальне енергетичне обстеження;
- для точного визначення енергоспоживання використовує такі прийоми, як регресійний аналіз і енергетичний баланс;
- розглядає широке коло можливостей енергозбереження, включаючи структурні зміни, такі як когенерація, децентралізація або використання альтернативних джерел пального.

У реальному житті частіше зустрічається поєднання першого і другого методів проведення енергетичного об-

стеження. Такий підхід має на увазі використання складних аудиторських прийомів, але замість пошуку широкого кола можливостей економії енергії він фокусується на невеликій кількості технологій енергозбереження. Третій метод орієнтований на створення автоматизованого робочого місця енергоменеджера.

Всі об'єкти, на яких проводиться енергоаудит, повинні мати вимірювальне обладнання. Це можуть бути лише комерційні лічильники підприємства. Деякі підприємства можуть мати велику мережу додаткових лічильників, і завжди існує можливість використання тимчасового переносного вимірювального обладнання. Портативні аудиторські комплекти, способи, якими можуть здійснюватися вимірювання під час аудиторської перевірки, а також повна характеристика вимірювального устаткування енергосервісної компанії розглядаються в розділі 11.

У комерційних стосунках енергоаудитору дуже важливо дати клієнтові ТЕ, ЧОГО ВІН ХОЧЕ, АЛЕ НЕ БІЛЬШ ТОГО, ЗА ЩО ВІН БАЖАЄ ЗАПЛАТИТИ. На додаток до загального обсягу наданої клієнту необхідної інформації аудитор також повинен враховувати те, ЯКИМ ЧИНОМ ця інформація повинна бути представлена.

Здійснюючи енергоаудит, аудитор завжди повинен пам'ятати про те, ЧОГО ПОТРЕБУЄ КЛІЄНТ і про НАЯВНІ РЕСУРСИ (час і гроші). Ці моменти вплинуть на:

- детальність енергоаудиту;
- кількість використовуваних вимірювальних приладів;
- наголос на застосуванні певного устаткування або на заходах щодо енергозбереження;
- розподіл енергії за центрами проведення перевірки;
- види використовуваних показників роботи;
- метод розрахунку енергоспоживання.

2.4. ВИРОБНИЧА СИСТЕМА ЯК ОБ'ЄКТ ЕНЕРГОАУДИТУ

Будь-яку виробничу систему можна розбити на три основні складові (рис. 2.1):

- підсистема вироблення енергії (котел, компресор, pompa, електричний двигун або генератор);
- підсистема розподілу, перетворення і передачі енергії (трубопроводи, кабельні або повітряні лінії, ремінні передачі);
- навантаження, тобто елемент, заради якого працює все інше.

Таким останнім може бути деякий технологічний процес, де використовується вироблене тепло, або це може бути вентилятор, що обертається електричним двигуном через систему передач.

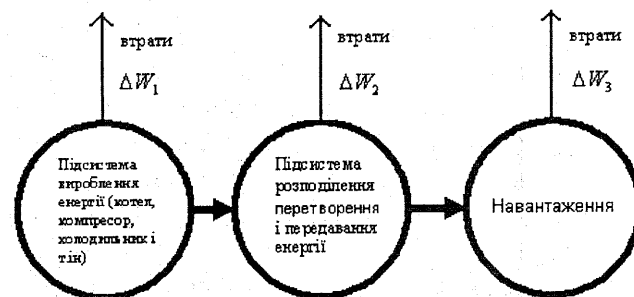


Рис. 2.1. Елементи виробничої системи

Рис 2.1 ілюструє основні компоненти всієї виробничої системи або установки. Методика визначення можливостей економії енергії, особливо економії, яка не вимагає витрат або яка потребує їх найменшої кількості,

полягає в оцінці навантаження або втрат у навантаженні з подальшою оцінкою мережі розподілу. Внесення технічних змін безпосередньо в підсистему вироблення енергії часто вимагає значних інвестицій.

Втрати енергії ($\Delta W_1, \Delta W_2, \Delta W_3$) присутні у всіх компонентах системи, однак, вартість усунення цих втрат з різних елементів системи, як правило, дуже різняться.

Розмірковуючи про можливості енергопостачання, необхідно підходити до таких систем комплексно. Дуже мудро почати розгляд не спочатку (заміна електродвигуна або компресора обійдеться недешево!), а з кінця, – як правило, найдешевші можливості економії приховані саме в навантаженні.

Наприклад, не варто змінювати нехай і не найсучасніший, але працюючий компресор холодильної камери з численними витоками холодного повітря з неї. Спочатку потрібно усунути ці витоки з камери (це практично нічого не буде коштувати, і тому фінансова ефективність цієї операції буде величезною). Потім потрібно усунути втрати із підсистеми розподілу, перетворення і передачі, і лише після того, як це буде зроблено, можна буде розглянути можливості усунення недоліків підсистеми вироблення енергії або заміни її новою.

Перелічимо найбільш типові енергетичні установки і виробничі системи:

- котли;
- сушильне устаткування;
- устаткування технологічних ліній для подачі тепла;
- опалення приміщень і водопостачання;
- різання, подрібнення матеріалів;
- плавлення;
- відлив;

- холодильні установки;
- стиснене повітря;
- вентиляція;
- освітлення;
- помпи;
- інше устаткування з електроприводом.

Основна увага повинна приділятися найенергоємнішим виробничим системам, що, як правило, характеризуються такими показниками:

- високими або низькими температурами (у порівнянні з температурою навколишнього повітря);
- інтенсивністю виробництва;
- високим рівнем споживання води, пари, стисненого повітря і т. ін.

Зазвичай, економія енергії безпосередньо пов'язана з відповідями на такі запитання:

- Чи виправдане навантаження даної установки? (Приклади: pompa працює цілий рік, а її робота реально потрібна лише протягом 8 годин на добу; недбале ставлення користувача системи до своїх обов'язків; незадовільна робота або відсутність керування).
- Чи можна забезпечити навантаження використанням іншої системи? Приклади: деревний пил транспортується на велику відстань за допомогою стисненого повітря. Можна запропонувати використання механічного транспорту (наприклад, шнекового конвеєра) як альтернативний варіант. Пневмоінструмент може бути замінений на інструмент з електроприводом. Що в даному випадку більше підходить: конвективний чи променевий теплообмін, водяне чи випарне охолодження і т. ін.

- Чи можна знизити навантаження? Приклади: втрати тепла можна зменшити шляхом удосконалення теплової ізоляції і зменшення потоку повітря, яке вентилює робоче приміщення. Навантаження компресора можна зменшити, використовуючи пневмоінструмент, що не має витоків повітря, скоротивши час роботи з цим інструментом; ліквідувати недбале ставлення користувача до своїх обов'язків, незадовільну роботу або відсутність пристроїв автоматичного керування, поліпшуючи теплоізоляцію, оптимізуючи аеродинаміку і т. ін.
- Наскільки великі втрати в мережі? (Витоки стисненого повітря в системах, втрати тепла через поверхні розігрітих трубопроводів, втрати в газопроводах, зниження тиску в трубопроводах через витоки).
- Які втрати при передачі енергії? (Незадовільний стан ремінних передач, незадовільне або відсутнє змащування).
- Наскільки потужність продуктивної системи відповідає навантаженню? (Робота систем великої потужності з малим навантаженням характеризується низькою ефективністю; потужність системи було розраховано на інше навантаження; якщо потужність системи занадто мала, це знижує термін експлуатації системи і може бути джерелом небезпеки.)
- Наскільки добре система обслуговується? (Запилені фільтри, брудна поверхня теплообмінників значно знижують ефективність роботи системи).
- Який рівень підготовки персоналу, інженерів, керівництва цехом і всім підприємством?
- Чи контролюється робота допоміжного устаткування? (При вимиканні котла або холодильної установки через нульове навантаження допоміжні насоси і вентилятори іноді можуть бути також вимкнені).

- Чи можлива рекуперація тепла для даної системи або тепла, що виробляється даною системою? (Використання тепла компресорів і холодильних установок для систем гарячого водопостачання).

Шляхом ретельного аналізування всіх перерахованих вище аспектів для кожної установки і системи можна досягти високих результатів з економії енергії, навіть якщо деякі з них здаються на перший погляд неефективними.

2.5. ВИМОГИ ДО ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТОРА

Кваліфікація, яка визначається:

- освітою (належна теоретична підготовка на рівні інженера);
- підготовкою в галузі аудиту;
- практичним досвідом у сфері енергозбереження;
- тим, що аудитор повинен бути скоріше фахівцем широкого профілю, а ніж вузьким фахівцем;
- комунікабельністю (уміння працювати з керівництвом підприємства і з інженерно-технічними працівниками);
- умінням складати звіти.

Вміння, яке визначається наступними видами діяльності:

- збирання ключових даних щодо споживання енергії; створення карти її споживання;
- складання переліку можливостей економії;
- оцінка термінів окупності;
- реалізація програм енергозбереження;
- впровадження системи енергетичного менеджменту на підприємстві.

Професійні знання:

- принципу роботи енергогенеруючих установок (котлів; устаткування центрального опалення; місцевих ТЕЦ);

- принципу роботи енергоспоживаючих установок (холодильні установки, компресорні станції; вентиляційні та освітлювальні системи; насоси; електропривод);

- сутності технологічних процесів (сушіння; плавлення; лиття; термооброблення, випалення виробів; подача тепла на виробничі потреби; система опалення; водопостачання і водопідготування; різання (подрібнення матеріалів).

Контрольні запитання і завдання для самоперевірки

1. Від чого залежить вибір методу проведення енергетичного аудиту?
2. Які існують типи енергоаудиту? В чому їх основні відмінності?
3. Як найдоцільніше обрати тип енергоаудиту?
4. З яких основних елементів складається виробнича система?
5. Як краще проводити огляд виробничої системи? Чому?
6. Перелічіть типові установки та виробничі системи?
7. Якими показниками характеризуються енергоємні виробничі системи?
8. Які питання доцільно розглянути для оцінки потенційних можливостей економії енергії?
9. Ґрунтуючись на яких даних, можна оцінити енергетичного аудитора?

3. ПРОФІЛЬ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ

Існуючі технічні прийоми, які використовують енергоаудитори для отримання даних про кількість спожитих енергоресурсів різним устаткуванням, показані на рис. 3.1.

Після вимірювань порівнюють величини таким чином, щоб енергія, використана кожною категорією споживачів, підсумовувалась і порівнювалась із загальним обсягом енергоспоживання на об'єкті. Для уточнення даних здійснюється перехресна перевірка. Ця інформація включається в енергоаудит.

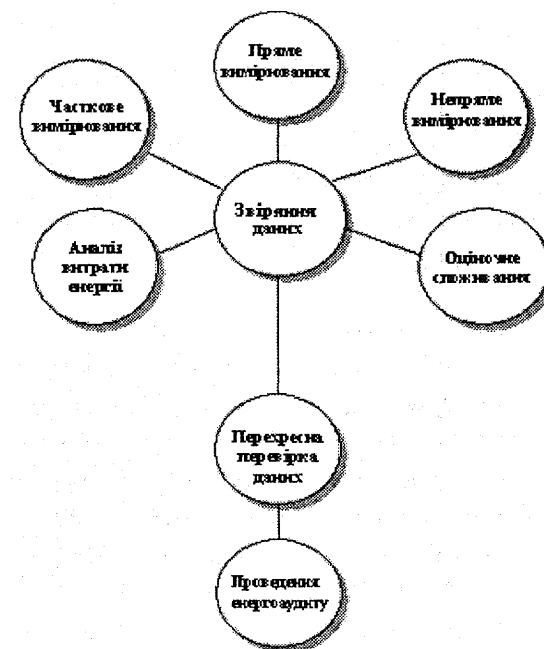


Рис.3.1. Структура отримання даних

3.1. РОЗРАХУНОК СПОЖИТОГО ПАЛИВА

Якщо енергоресурси постачаються у відомих кількостях, і є можливість виміряти обсяги постачань у будь-який час, лічильники для прямого вимірювання спожитого палива використовувати не обов'язково.

Розрахунок спожитого палива – це спосіб обчислення енергоспоживання первинного палива, яке не вимірюється в розрізі загального споживання енергії. Такий прийом найчастіше застосовується стосовно РІДКОГО ПАЛИВА і ВУГІЛЛЯ.

Обчислення вимагає наступної інформації:

- на початковому етапі - кількість палива на складі ($S1$);
- протягом періоду - кількість поставленого палива (D);
- в кінці періоду - кількість палива на складі ($S2$).

Звідси розраховують споживання:

$$П = S1 + D - S2.$$

Розрахунок спожитого рідкого палива зазвичай включає різні прийоми вимірювання: від традиційної масловимірної лінійки до нафтових резервуарів з цифровими вимірниками. Об'єм вимірюють за заповненням цистерн чи поплавковими вимірниками рівня палива в цистерні. Прийоми, які вимірюють об'єм, можуть мати похибки, обумовлені зміною густини палива зі зміною температури. Для горизонтальних циліндрових резервуарів шкали масловимірної лінійки або поплавко-

вого рівнеміра повинні бути ретельно проградуйовані. Кількість палива в резервуарі може бути визначена через покази манометра (аналогового чи цифрового), що вимірює тиск у нижній точці резервуара.

Приклади вимірювальних пристосувань:

- цистерни відомого об'єму;
- рівнеміри поплавкові;
- манометр (аналоговий);
- манометр (цифровий).

Такі само прийоми можна застосовувати до розрахунку спожитого вугілля, хоч процес ускладнюється, якщо вугілля зберігається в шахті або звалене на землі. Вимірювання кількості вугілля в таких умовах відбувається на основі визначення геометричних розмірів або шляхом безпосереднього зважування.

3.2. ІНТЕГРАЦІЯ ПОКАЗНИКІВ ПЕРЕНОСНИХ ВИМІРЮВАЧІВ

На рис. 3.2 наведено приклад графіка навантаження, отриманого за допомогою складних вимірювальних приладів, таких як реєстратор споживання енергії або ультразвуковий витратомір. Важливість подібних графіків полягає в тому, що вони демонструють зміну кількості спожитої енергії за період часу. Ця інформація допомагає порівняти фактичні зміни обсягу спожитої енергії з очікуваними, а також показує, наскільки успішно функціонують ручна й автоматична системи управління. Визначаючи потенційні можливості енергозбереження, графіки навантаження можуть указувати на такі чинники:

- пошкодження систем контролю;
- системи контролю, керовані операторами вручну;
- зміни ефективності електроспоживання протягом різних робочих змін;
- втрати і витоки.

Графіки споживання енергоносіїв і води повинні бути включені в звіти з енергоаудиту, оскільки вони наочно відображають існуючі проблеми і, таким чином, виявляють конкретні шляхи економії енергії.

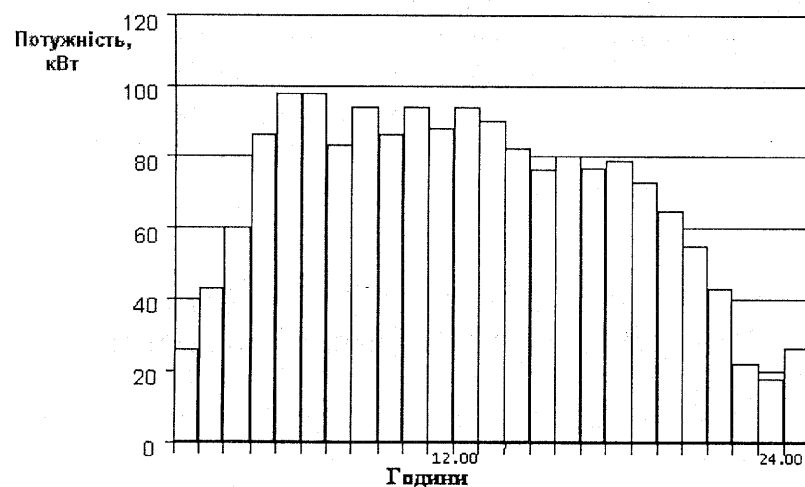


Рис. 3.2. Добовий графік навантаження

Витрата енергії може також вимірюватися стаціонарними або переносними лічильниками за допомогою відліку значень параметрів, які належать до споживання енергії. Прикладами таких параметрів є електричний струм, витрата пари і напрацювання в годинах. Для переведення цих параметрів у одиниці споживаної енергії необхідно

знати такі параметри, як: напруга, ентальпія, пароутворення або середнє споживання потужності під час роботи.

Досвідчений енергоаудитор за деякими вимірними параметрами зможе визначити енергетичні потоки.

Наприклад, за вимірним струмом, споживання електричної енергії можна розрахувати за допомогою калькулятора, якщо відомі значення напруги і коефіцієнта потужності.

Під час обстеження тепловикористовуючого устаткування енергоспоживання можна визначити за допомогою розрахунку ентальпії пари, що подається, і конденсату, що повертається.

Для устаткування, яке працює з постійним графіком навантаження, лічильники використовуються для визначення загальної величини споживання.

Споживання енергії також може бути виміряне непрямым шляхом. Розглянемо два найчастіше використовуваних методи розрахунку: регресійного аналізу і перевірочного тесту.

3.3. РЕГРЕСІЙНИЙ АНАЛІЗ

Цей метод являє собою математичний прийом, що базується на порівнянні змін кількості використаної енергії зі значенням іншої змінної, від якої може залежати споживання енергії. Наприклад, можна порівняти величину споживання енергії за місяць з місячним виробництвом продукції на підприємстві. Математичний аналіз поділяє обсяг спожитої енергії на стає навантаження (тобто на кількість енергоносія, необхідного для підтримки на підприємстві нульового рівня виробництва) і змінне навантаження (кількість енергоносія для виробництва одиниці продукції, що випускається). Регресійний аналіз також відображає зміну кількості енергії зі зміною обсягу

виробництва. Крім того, він дозволяє контролювати використання енергії і виявляти шляхи економії.

На рис. 3.3 наведено загальний вигляд типового графіка регресійного аналізу. Хрестиками позначено кількість спожитої енергії за відповідного обсягу виготовленої продукції за певний проміжок часу, наприклад, за тиждень або місяць. “Ідеальною” прямою виділяють стале і змінне енергетичне навантаження. У багатьох випадках таку пряму можна побудувати на око. Проте доцільніше використовувати точний математичний метод регресійного аналізу.

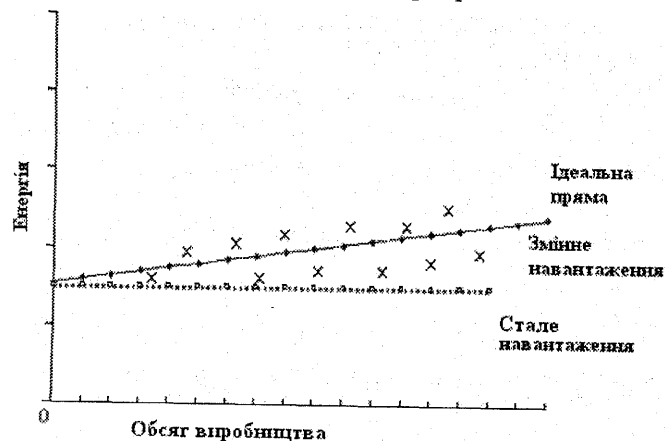


Рис. 3.3. Типовий графік регресивного аналізу

У табл.3.1 показано, як сталі і змінні складові витрати енергії пов'язані з різними змінними величинами, а також наведені характеристики сталого і змінного навантаження. Слід зазначити, що будь-які втрати, як наприклад, витік пари або витік, викликаний пошкодженням чи недосконалою ізоляцією труб, включаються в постійні витрати. Іноді витрати енергії залежать від декількох параметрів, тому енергоаудитор повинен обґрунтувати визначальну змінну. Для цього стосовно кожного альтер-

нативного параметру застосовують регресійний аналіз з визначенням коефіцієнту детермінації (квадрату коефіцієнту кореляції). Чисельне значення коефіцієнту детермінації показує, яка частка зміни споживання енергії зумовлена зміною конкретного параметра. Проте часто вибір визначального параметра здійснюється суб'єктивно.

Іноді застосовують “мультиплікативний регресійний аналіз”, тобто порівнюють значення використаної енергії з кількома змінними одночасно. Проте такі ситуації трапляються рідко.

Таблиця 3.1. Характеристики сталого і змінного навантаження

Енергія (енергоносії)	Визначальна змінна	Енергоспоживання	
		Стале навантаження	Змінне навантаження
Котельне паливо для опалювання приміщень	Градусодні*	Гаряча вода	Опалювання приміщень
Водопостачання для центрального опалювання	Градусодні*	Гаряча вода	Опалювання приміщень
Котельне паливо	Пара, що виробляється	Втрати котельні	Технологічна пара
Пара, яка поставляється на завод	Обсяг продукції	Втрати в розподільчій мережі	Технологічна пара
Електроенергія, яка поставляється на завод	Обсяг продукції	Невиробниче електроспо- живання, Втрати в мережах	Виробниче електроспо- живання

* – Градусодні – величина, пропорційна кількості енергії для опалювання приміщень.

3.4. ПЕРЕВІРОЧНИЙ ТЕСТ

Метод перевірного тесту заснований на спостереженні за зміною рівня енергоспоживання після вимкнення приладів. У мережі, де кілька користувачів енергії приєднані до одного лічильника, цей прийом використовується для знаходження кількості енергії, що використовується одним або групою споживачів.

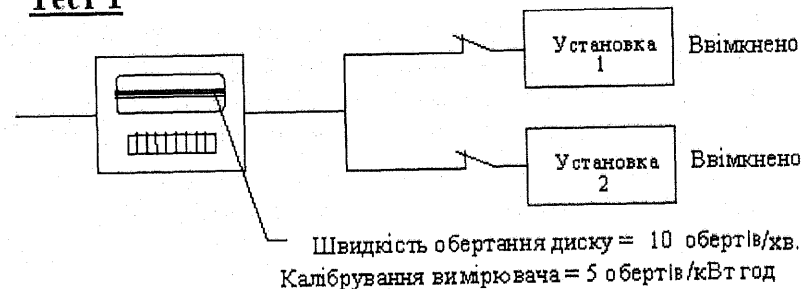
Якщо кілька енергоспоживачів живляться від одного вимірюваного джерела, індивідуальне споживання енергії кожним із споживачів може вимірюватися шляхом вимкнення різних навантажень з подальшим спостереженням за зміною величини енергоспоживання.

Розглянемо, як перевірочний тест використовується для виявлення величини енергоспоживання однієї з двох установок, приєднаних до одного електролічильника (рис.3.4). В наведеному прикладі споживання електроенергії розраховується шляхом визначення частоти обертання диска електролічильника.

Перевірочні тести також можуть бути застосовані до інших типів лічильників, наприклад, до газових і парових. Хоча в таких лічильниках немає дисків, частоту обертів яких можна виміряти, можна відстежити відрізок часу, за який зміняться покази лічильника. Таким чином, принцип лишається той самий, хоч тривалість зняття показів може продовжитися.

Для отримання точних результатів перевірочних тестів слід бути впевненим у тому, що енергоспоживання тестованого устаткування знаходиться на нормальному рівні і не змінюється протягом періоду тестування, наприклад, автоматичними системами управління.

Тест 1



Тест 2

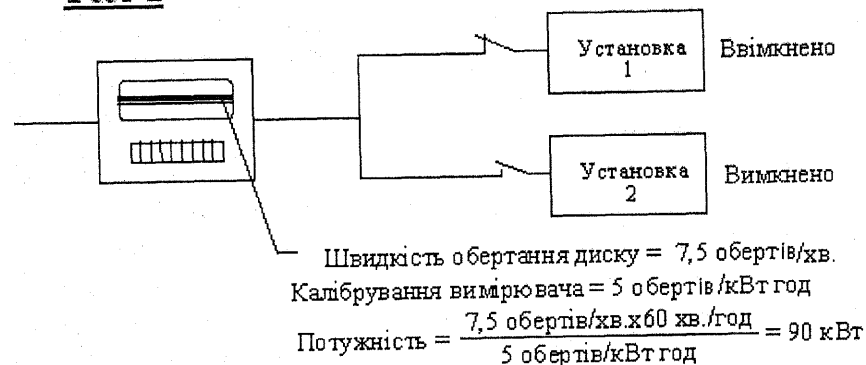


Рис. 3.4. Схема перевірного тесту

Висновок

Установка 1. Середнє навантаження = 90 кВт.

Установка 2. Середнє навантаження = 30 кВт.

Інші приклади використання перевірочних тестів.

Електропостачання виробничого устаткування і освітлення

Коли виробничий процес зупиняється (наприклад, під час обіду або в кінці робочого дня), освітлення на декілька хвилин лишається ввімкненим. За умови, що вимкнено все устаткування виробничого приміщення,

прив'язане до одного лічильника, можна точно визначити кількість електроенергії, яка споживається освітленням.

Стиснене повітря

Коли виробничий процес зупиняється і немає потреби в стисненому повітрі (наприклад, у разі застосування пневматичних систем управління) повітряні компресори слід лишати ввімкненими. В цьому випадку споживана енергія дасть змогу оцінити величину витоків стисненого повітря. Якщо вмикання-вимикання компресорів контролюється, слід виміряти час завантаження/незавантаження компресорів, щоб оцінити рівень втрат повітря і кількість спожитої електроенергії.

Перевірочні тести зазвичай найбільш ефективні у випадках ввімкнення всього устаткування і подальшого вимикання різних навантажень протягом певних інтервалів часу. Така система не завжди спрацьовує у зворотному напрямі, оскільки деякі енергокористувачі (флуоресцентні лампи, двигуни, системи вироблення стисненого повітря) споживають більше енергії при вмиканні, ніж в період робочого процесу. Перевірочні тести застосовні винятково стосовно устаткування, яке працює впродовж тестування зі сталою потужністю. Наприклад, автоматичне вмикання і вимикання устаткування в період тестування (холодильники) може дати помилковий результат.

Контрольні запитання і завдання для самоперевірки

1. У яких випадках найчастіше використовується метод розрахунку спожитого палива?
2. Як розрахувати кількість палива на складі? У яких випадках це виконується?

3. Які прийоми вимірювання містить розрахунок спожитого рідкого палива? Навести приклади.
4. У чому полягає важливість отримання графіка навантаження?
5. Що необхідно знати для переведення таких параметрів, як електричний струм, витрата пари, тривалість роботи в годинах в одиниці споживаної енергії?
6. За допомогою чого можна визначити енергоспоживання при дослідженні тепловикористовуючого устаткування?
7. Яка суть методу регресійного аналізу? Поясніть різницю між сталим та змінним навантаженням.
8. Наведіть приклад типового графіка регресійного аналізу і детально поясніть його.
9. Поясніть на прикладі, як працюють перевірочні тести?

4. АНАЛІЗ ПОТОКІВ ЕНЕРГІЇ

Щоб оцінити ефективність перетворення одного виду енергії в інший або визначити загальне споживання енергії, енергоаудитор у своїх розрахунках часто спирається на результати вимірювань різних потоків енергії.

Це можуть бути первинні, вторинні або навіть третинні види енергоресурсів. Розрізняють вхідні і вихідні енергетичні потоки.

Розглянемо деякі приклади.

4.1. СИСТЕМИ ВЕНТИЛЯЦІЇ І КОНДИЦІОНУВАННЯ

Вхідні потоки: електроенергія.

Вихідні потоки: потік повітря з певними фізичними властивостями (температурою, вологістю, швидкістю).

Під час проведення енергоаудиту систем вентиляції і кондиціонування вимірюється споживана електрична енергія. Для оцінки виконаної корисної роботи можуть знадобитися вимірювання таких величин, як швидкість обертання вала двигуна, швидкість потоку повітря, створений перепад повного тиску тощо.

Також необхідно звернути особливу увагу на втрати тепла з повітрям, яке відводиться з приміщення, у випадку використання витяжної вентиляції.

Загальна структурна схема вентиляційної системи наведена на рис 4.1.

Якщо необхідні підігрівання або охолодження повітря, то в структурній схемі з'являється ще один елемент – кондиціонер, що змінює фізичні властивості робочого тіла.

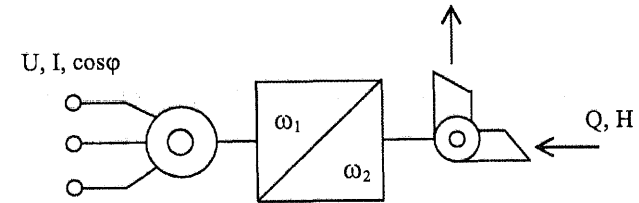


Рис. 4.1. Структурна схема вентиляційної системи

Вимірювання електричної потужності, яка споживається вентиляційною установкою, як правило, здійснюється за допомогою ватметрів. Потужність трифазного струму, яку споживає двигун, може бути виміряна двома однофазними ватметрами або ватметром трифазного струму.

Необхідно відмітити, що часто застосовуються комплексні прилади, які дозволяють одночасно виконувати вимірювання споживаних активної, реактивної, повної потужностей, фазної або лінійної напруги мережі живлення, електричного струму, який споживається електрокористувачем і коефіцієнта потужності.

За відсутності перерахованого обладнання споживана двигуном електрична потужність може бути визначена непрямым способом – вимірювання напруги живильної мережі, споживаного струму і коефіцієнта потужності. Вимірювання цих величин можна виконувати за допомогою вольтметра, амперметра і фазометра відповідно. У цьому випадку потужність розраховується за формулою:

$$P_{en} = U \cdot I \cdot \cos \varphi,$$

де U [В] – напруга мережі живлення;
 I [А] – споживаний з мережі струм;
 $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності.

Обладнання, яке здійснює безпосереднє вимірювання механічної потужності, відсутнє, тому механічна

потужність у випадку обертального руху може бути визначена непрямым способом за формулою:

$$P_{\max} = M \cdot \omega$$

де M [Н·м] – момент, що розвивається двигуном;

ω [с⁻¹] – частота обертання вала двигуна.

Вимірювання частоти обертання, як правило, здійснюється за допомогою лічильників обертів, тахометрів і стробоскопів.

Обертовий момент може бути виміряний за допомогою балансуєчого динамометра, що являє собою пристрій з коливальним вузлом, момент рівноваги якого прямо пропорційний вимірюваному моменту. На практиці для визначення моменту, що розвивається двигуном, необхідне його від'єднання від системи вентиляції. Для енергоаудиту такий метод використовується вкрай рідко. Для орієнтовних розрахунків за необхідності визначення обертового моменту і потужності, що розвиваються двигуном, можливе використання *табл. 4.1*.

Таблиця 4.1. Рекомендовані значення обертових моментів і потужностей двигунів

ω / ω_n	Без примусового охолодження		З примусовим охолодженням	
	M / M_n	P / P_n	M / M_n	P / P_n
1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,8	0,9	0,71	1,0	0,8
0,6	0,8	0,46	1,0	0,6
0,4	0,6	0,25	1,0	0,4
0,2	0,4	0,09	1,0	0,2

У таблиці прийняті такі позначення: ω – фактична частота обертання, с⁻¹; ω_n – номінальна частота обертання, с⁻¹; M – фактичний обертовий момент, Н·м; M_n – номінальний обертовий момент, Н·м.

Іншим, точнішим способом визначення механічної потужності, яка розвивається двигуном, є вимірювання споживаної ним електричної потужності й аналітичне визначення втрат у двигуні. Тоді потужність, яку розвиває двигун, визначається за формулою:

$$P_{\text{мех}} = P_{\text{ел}} + \Delta P,$$

де $P_{\text{ел}}$ – споживана двигуном електрична потужність;

ΔP – втрати в двигуні за фактичного завантаження.

Вимірювальне обладнання, що здійснює безпосередні вимірювання аеродинамічної потужності, відсутнє, тому аеродинамічна потужність може бути визначена непрямым способом за формулою:

$$P_{\text{аеродин}} = Q \cdot H$$

де H – повний тиск (напір), який розвивається вентиляторною установкою, що являє собою різницю повних тисків потоку на виході з вентиляторної установки і на вході в неї, Па;

Q – продуктивність (об'ємна витрата) – кількість газу, що надходить у вентиляційну установку за одиницю часу, м³/с.

Повний тиск в різних перетинах повітропроводу можна визначити шляхом вимірювання статичного тиску, який мало змінюється в перетині (за допомогою отвору в стінці або трубкою), додавши до нього у нагнітальній частині повітропроводу (а у всмоктувальній – віднявши) значення динамічного тиску, обчисленого за середньою швидкістю:

$$H = P_{cm} \pm v \cdot \frac{\rho}{2},$$

де P_{cm} – вимірний статичний тиск, Па;

v – середня швидкість потоку, м/с;

ρ – густина переміщуваного повітря, кг/м³.

Якщо на розглянутій ділянці є вмонтований прилад для вимірювання витрати повітря (ротаметр, звужувальний пристрій), то використовуються покази цього пристрою. На ділянках, де таких вимірювальних приладів немає, об'ємна витрата визначається середньою швидкістю потоку і геометричними розмірами трубопроводу за формулою:

$$Q = v \cdot F,$$

де v – середня швидкість потоку, м/с;

F – площа поперечного перерізу на вимірюваній ділянці, м².

Отже, для визначення аеродинамічної потужності необхідне застосування таких приладів:

- для вимірювання тиску – рідинні манометри, мікроманометри;
- для забору повітря у трубопроводах – пневмометричні трубки;
- для вимірювання швидкості потоку – чашкові чи лопатеві анемометри, термоанемометри;
- для визначення параметрів навколишнього повітря – барометри (для вимірювання атмосферного тиску), різноманітні термометри (для вимірювання температури), психрометри (для визначення вологості повітря).

Необхідно відмітити, що на даний час виготовляються комплексні прилади, які дозволяють здійснювати

вимірювання швидкості, тиску і температури потоку повітря; температури і вологості повітря довкілля тощо.

Вимірюються: електроенергія, яка споживається двигуном, напруга, струм, коефіцієнт потужності, частота обертання приводу, статичний і динамічний тиск.

Оцінюються: механічна потужність, втрати в двигуні і розподільних мережах.

Розраховуються: обертовий момент, аеродинамічна потужність, об'ємна витрата повітря.

4.2. СИСТЕМИ ОХОЛОДЖЕННЯ

Вхідні потоки: електрична енергія; теплота, яка поглинається з холодоносія.

Вихідні потоки: теплота, яка відводиться конденсатором; тепловтрати компресора.

Система охолодження – це комплекс приладів, який забезпечує цикл перетворення енергії, в якому кількість теплоти, що відводиться конденсатором (і за допомогою поверхневих втрат) дорівнює кількості енергії, яку поглинає випарник плюс електроенергія, спожита електроприводом компресора. Таким чином, виміривши будь-які два з цих компонентів, можна розрахувати третій. Цим ми не лише визначимо загальну кількість спожитої енергії, але й довідаємося, наскільки добре працює система.

На рис. 4.2 зображена парокомпресійна система охолодження, у якій як робоче тіло використовується охолоджена вода, а також градирня водяного охолодження відкритої циркуляції, у якій як засіб ефективного охолодження конденсату використовується принцип паропоглинання. Тут енергоаудитору варто звернути увагу на фактичну ефективність системи, зокрема, на розрахунки коефіцієнта ефективності системи θ й ефективності роботи

стояка водяного охолодження. У цьому прикладі електро-споживання вимірюється стаціонарним або тимчасово встановленим лічильником. Кількість тепла, що відводиться, у градирні водяного охолодження обчислюється шляхом вимірювання температур охолоджувальної води в прямому і зворотному трубопроводах і перерахуванням різниці температур у коефіцієнт енергопоток. Це обчислення здійснюється перемноженням теплоємності води і швидкості потоку, яка визначається або шляхом вимірювання різниці тиску в pompі, або шляхом використання накладного витратоміра. Відношення виділеної теплоти до спожитої електроенергії позначимо як $\theta(T)$, тобто θ тепла (коефіцієнт теплопродуктивності). За визначенням, співвідношення між θ нагрівання і θ охолодження – $\theta(TO)$ (відношення охолодження до спожитої електроенергії) задається формулою:

$$\theta(TO) = \theta(T) - 1.$$

Таким чином, можна порівняти $\theta_{розр}$ – розраховане з $\theta_{очік}$ – очікуваним, за даними підприємства. Це допоможе визначити операційну ефективність і виявити можливості енергозбереження.

Інша область дослідження – це градирня водяного охолодження. У цьому випадку є доцільним виміряти параметри навколишнього повітря і повітря, яке нагнітається з вершини градирні водяного охолодження, з урахуванням показів сухого і змоченого термометрів. Якщо температура охолодженої води, яка повертається в конденсатор, відрізняється від температури навколишнього повітря за показами змоченого термометра в межах 2°C , то для багатьох систем це показник їх високої ефективності. Повітря, що входить у градирню водяного охолодження, повинно бути насиченим приблизно на 70...90%. Якщо

насичення менше зазначеного, – це свідчить про надмірну штучну вентиляцію (якщо така існує) стосовно кількості води, яка підлягає охолодженню або про те, що градирня водяного охолодження потребує ремонту, а саме, модернізації системи розпилення води і поверхонь теплопередачі. Якщо насичення перевищує зазначене, то в градирню водяного охолодження подається недостатній потік повітря, крім випадків, коли висока вологість є результатом підвищеної вологості навколишнього середовища.

Вимірюються: електроенергія, яка споживається компресором; перевищення температури в охолоджувальному контурі.

Оцінюється: норма витрати охолоджуючої води.

Розраховуються: теплота, відведена конденсатором; витрата охолоджуючої води; різниця температур; питома теплоємність; коефіцієнт ефективності.

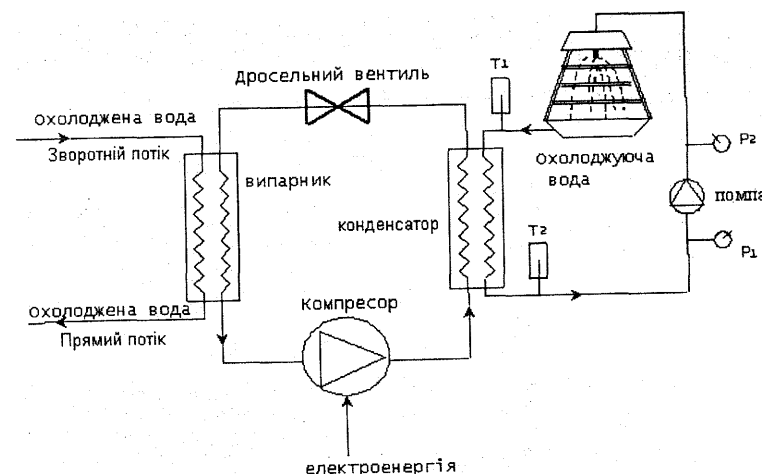


Рис. 4.2. Парокомпресійна система охолодження

4.3. ПАРОГЕНЕРУВАЛЬНІ КОТЛИ

Вхідні потоки: паливо, повітря, живильна вода.

Вихідні потоки: вироблена пара, відпрацьовані гази, продувка, тепловтрати.

У даному випадку можна виміряти не лише значення витрати палива, але й кількість спожитої живильної води, виробленої пари, а також параметри вихідних газів. Ця інформація дає відомості про ефективність роботи котла і кількість пари, а також про втрати.

На рис. 4.3 показані різні вимірювані енергетичні потоки всередині котельні. Розглянемо, як можна аналізувати ці потоки для визначення інших параметрів.

Потоки води і пари

Вимірюються: пара, холодна живильна вода.

Оцінюється: скидання конденсату.

Визначається: відсоток зворотнього конденсату.

Енергопотоки

Вимірюються: витрата палива, вироблена пара.

Оцінюються: теплові втрати, викиди.

Визначаються: ефективність спалювання, інші втрати котла.

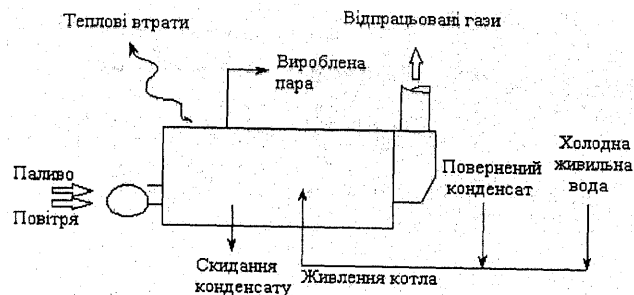


Рис. 4.3. Енергетичні потоки котельні

Загальний об'єм живильної холодної води дорівнює сумі об'єму гарячої води, що перетворюється в пару, та втрат системи, серед яких можна виділити заплановані втрати системи впорскування пари і неконтрольовані втрати, такі як викидання і витікання пари. Неважко оцінити втрати при скиданні (обумовлені тиском котла, розмірами труб для скидання, їх довжини) і, таким чином, визначити суму всіх інших втрат пари/конденсату. Цю величину можна порівняти з запланованими і незапланованими втратами для виявлення можливості поліпшення ефективності роботи установки. Ще один корисний показник ефективності – значення втрат пари – знаходиться як відсоток загальної кількості виробленої пари.

Аналогічно, якщо виміряти потік палива і кількість виробленої пари, можна підрахувати фактичну ефективність котла за період часу. Порівнюючи цю величину з результатами тесту процесу спалювання палива, можна виявити невідповідність величин одна одній, або використати кожен набір даних для перевірки точності інших величин. Якщо обидва розрахунки ефективності відповідають один одному, можна обчислити втрати поза процесом горіння, такі як втрати через випромінювання і конвекцію, втрати при скиданні конденсату і втрати коротких циклів.

4.4. ТЕПЛООБМІННИКИ

Вхідні потоки: гаряча пара (перед охолодженням), холодна пара (перед нагріванням).

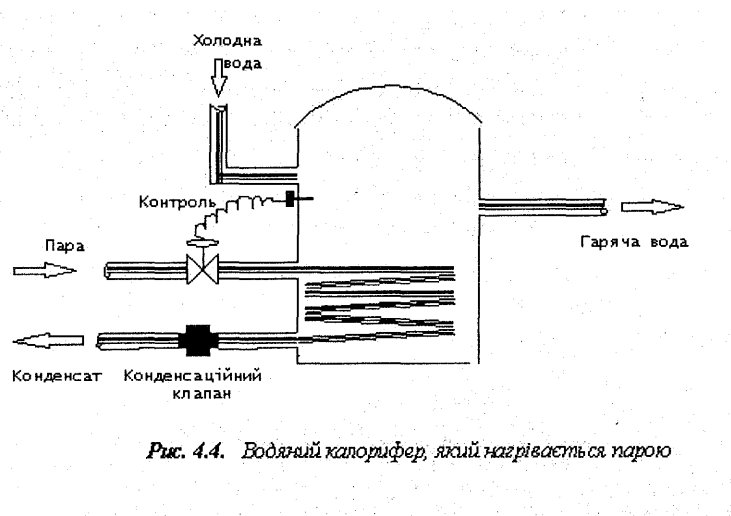
Вихідні потоки: гаряча пара (після охолодження), холодна пара (після нагрівання).

Добре ізолюваний теплообмінник має незначні втрати тепла, тому на практиці кількість теплових втрат гарячого потоку, що надходить у теплообмінник, дорівнює

кількості пари, отриманої холодним потоком, що входить у теплообмінник. Таким чином, вимірюючи кількість енергії, спожитої з одного потоку рідини або отриманої ним, можна розрахувати енергію, отриману іншим потоком рідини або такою, що відбирається з нього. Як вхідні і вихідні потоки можуть використовуватись будь-які теплоносії, наприклад вода.

Якщо теплообмінники мають значні теплові втрати, слід підрахувати їх і визначити, враховуючи конструкцію теплообмінника, ці втрати у відповідному потоці робочого тіла.

На рис. 4.4 зображена конфігурація типового калорифера, який відбирає теплоту пари для підігрівання води.



У цьому прикладі встановлення недорогого лічильника холодної води дає можливість вимірювати споживання води й енергії. Споживання води вимірюється лічильником безпосередньо, а енергоспоживання можна розрахувати як кількість води, помножену на теплоємність і на зміну температури (тобто температура підігрітої води

мінус температура холодної води, що подається). Ця величина вказує кількість виділеної з пари теплоти, яка дорівнює сумі поглиненої теплоти з води і будь-яких поверхневих втрат калорифера.

Вимірюється: кількість холодної води.

Оцінюється: зростання температури (як різниця між контрольною температурою і середньою температурою холодної води).

Визначається: енергія, поглинена з пари.

Контрольні запитання і завдання для самоперевірки

1. Як можна розділити енергетичні потоки підприємства, технологічного процесу, системи?
2. Які потоки необхідно розглядати під час енергоаудиту систем вентиляції та кондиціонування?
3. Які прилади застосовуються для обстеження систем вентиляції та кондиціонування? Що вони вимірюють?
4. Які величини вимірюються, а які необхідно розраховувати під час проведення енергоаудиту вентиляції та кондиціонування?
5. Що оцінюється під час обстеження системи вентиляції та кондиціонування?
6. Що являє собою система охолодження?
7. На чому варто загострити увагу під час обстеження системи охолодження?
8. На які параметри слід звернути увагу під час дослідження градирні? Який висновок можна зробити, скориставшись цими параметрами?

9. Що оцінюється під час обстеження системи охолодження?
10. Що необхідно виміряти для оцінки ефективності роботи котла?
11. На які дві групи можна поділити потоки всередині котельні? Що в кожному з них вимірюється, оцінюється, визначається?
12. Від чого, в першу чергу, залежать втрати тепла в теплообміннику?
13. Як отримати дані про споживання води та енергії теплообмінником?
14. Що оцінюється при обстеженні теплообмінників?

5. ОЦІНКА СПОЖИВАННЯ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ

Якщо вимірювання енергії та енергопотоків лічильниками неможливе, слід оцінювати споживання енергії, спираючись на свідчення про режим роботи наявного устаткування. На практиці, через обмеженість ресурсів і часу, – це один з найпопулярніших методів розрахунку енергоспоживання. Суть цього методу відображена *рис. 5.1*. З рисунку видно, що **СЕРЕДНІЙ** рівень енергоспоживання розраховується шляхом перемноження **НОМІНАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ** устаткування на **КОЕФІЦІЄНТ ЗАВАНТАЖЕННЯ**. Інформацію щодо номінальної потужності устаткування можна отримати з кількох джерел: за маркуванням устаткування або інструкцією з експлуатації, хоч іноді необхідно враховувати попередній досвід обстеження роботи аналогічного устаткування відповідної потужності. **КОЕФІЦІЄНТ СЕРЕДНЬОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ** іноді вказується в інструкціях і опублікованих дослідженнях, проте енергоаудиторів часто доводиться самостійно оцінювати значення завантаження під час експлуатації.

Потім для знаходження значення споживання енергії за рік добуток номінальної потужності на коефіцієнт завантаження множиться ще на тривалість **ВИКОРИСТАННЯ УСТАТКУВАННЯ ЗА РІК**. Ця інформація може бути отримана з даних стосовно аналогічних установок. Опитування операторів – також якісне джерело для уточнення часу роботи, проте оператори іноді не впевнені в тому, наскільки часто використовується деяке устаткування. Тому слід розрізняти нечинне устаткування і устаткування, що функціонує в нормальних умовах. Розраховуючи тривалість використання устаткування за

рік, необхідно враховувати його простої у зв'язку з поточним ремонтом (запланованим і незапланованим).

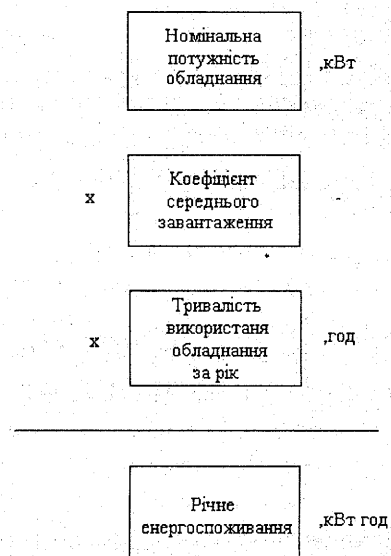


Рис.5.1. Алгоритм розрахунку середнього рівня енергоспоживання

Перевага цього методу – в тому, що при розрахунках не вимагається застосування спеціальних приладів, а недоліком є те, що метод заснований на певних припущеннях.

Через необхідність робити припущення, даний метод є надійним лише в тому випадку, коли добре відомі деталі експлуатації устаткування. Наприклад, якщо відомі кількість і потужність ламп, що освітлюють місця паркування машин, а також відомо, скільки часу протягом року ці лампи увімкнені, цей метод розрахунку забезпечить достатню точність. Для складнішого устаткування, яке автоматично змінює потужність протягом технологічного

процесу, розрахунок енергоспоживання набагато складніший. У таких випадках можуть допомогти вимірювання, виконані на устаткуванні під час його тестування. Крім того, можна використовувати дані, опубліковані інститутами енергетичних досліджень. Дуже часто буває важко розрахувати точну кількість годин споживання енергії устаткуванням. У подібних ситуаціях проводиться опитування операторів та вивчаються журнали вмикання і вимикання устаткування. Крім того, якщо його робота контролюється автоматично, а саме, вимикачем з годинниковим механізмом, – це теж забезпечить отримання необхідної інформації.

Щоб успішно використовувати в енергоаудиті розраховане споживання, аудитор повинен уміти застосовувати правильні коефіцієнти використання устаткування і проводити перехресну перевірку результатів, порівнюючи їх з відомими нормами і загальним споживанням енергії (рис. 3.1).

Розглянемо приклади оцінки споживання енергоресурсів.

5.1. ОСВІТЛЕННЯ

Оскільки деякі види ламп мають відому встановлену потужність (окрім ламп з регульованою освітленістю), кількість електроенергії, що витрачається на освітлення, визначити легко.

Приклад обчислення витрати електроенергії на освітлення наведений в табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Витрати електроенергії на освітлення заводу

Територія	Встановлена потужність, кВт	Річна експлуатація		Річне споживання, кВт·год
		Годин	Коефіцієнт завантаження	
Офісний блок	24	2400	0,5	28800
Механічний цех	62	4900	0,8	243040
Ливарний цех	48	4900	0,8	188160
Склад	18	2400	0,5	21600
Відділ інженерії	17	2400	0,7	28560
Зовнішнє освітлення	11	3600	0,9	35640
РАЗОМ	180			545800

Інформація, яку необхідно враховувати, оцінюючи споживання енергії освітлювачами.

- Номінальна потужність устаткування – це потужність лампи (Вт) плюс втрати в пуско-регулювальному колі (Вт) для флуоресцентних і газорозрядних ламп. Вольфрамові лампи розжарювання і вольфрамово-галогенні лампи напругою 220 В не потребують механізму управління. Втрати в перетворювачі вольфрамово-галогенних ламп низької напруги зазвичай становлять 10 % їх потужності.
- Коефіцієнт середнього завантаження. Повинні братися до уваги лампи, що працюють в режимі регульованої освітленості. Необхідно враховувати технічне обслуговування освітлювального устаткування. Наприклад, заводські цехи з високими прогонами можуть мати в середньому 10-20 % несправних ламп у інтервалі між поточними ремонтами.

- Річне використання устаткування оцінюється, виходячи з тривалості роботи цього устаткування з урахуванням завантаження і періодів використання природного освітлення. Необхідно враховувати наявне автоматичне управління.

5.2. ЕЛЕКТРОПРИВОДИ ВЕНТИЛЯТОРІВ І ПОМП

Створення рушійної сили – це один з найпоширеніших видів використання електроенергії. Зазвичай двигуни застосовуються для приведення в рух такого устаткування як вентилятори, помпи, ліфти, конвеєри та компресори. Приклад розрахунку кількості електроенергії, споживаної вентиляторами районної лікарні наведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2. Розрахунок кількості енергії, споживаної вентиляторами

Установка	Потужність двигуна (кВт)	Річна експлуатація (год×K _з)	Річне споживання (ГДж)
Подача повітря в адмін. будівлю	3,75	8760×0,5	59,13
Витяжка в адмін. приміщенні	3,30	8760×0,5	52,03
Подача повітря в палату 5 / 6	4,12	8760×1,0	129,93
Подача повітря в палату 3 / 4	4,12	8760×1,0	129,93
Подача повітря в палату 1 / 2	4,12	8760×1,0	129,93
Подача повітря в палату 15 / 16	4,12	8760×1,0	129,93
Подача повітря в палату 17 / 18	2,25	8760×1,0	70,96
Подача повітря в палату 19 / 20	2,25	8760×1,0	70,96
Подача повітря в палату 11 / 12	2,25	8760×1,0	70,96
Подача повітря в пральню	0,50	8760×0,3	4,73

Продовження табл. 5.2.			
Витяжка в пральні	0,22	8760×0,3	2,08
Подача повітря в палату 9	2,25	8760×1,0	70,96
Подача повітря в їдальню	1,50	8760×1,0	47,30
Подача повітря в кухню	7,50	—	—
Витяжка в кухні 1	0,82	8760×0,6	15,52
Витяжка в кухні 2	1,20	8760×0,6	22,71
Витяжка в кухні 3	1,10	8760×0,6	20,81
Подача повітря в хол	3,75	8760×1,0	118,26
Витяжка в холі	3,30	8760×1,0	104,07
Подача повітря в коридор	3,75	8760×1,0	118,26
Подача повітря у фізіотерапевтичне відділення	1,12	8760×1,0	35,32
РАЗОМ	57,29	—	1403,78

Інформація, яку необхідно враховувати під час оцінювання споживання електроенергії вентиляторами і помпами.

- Номінальна потужність устаткування. Потужність двигуна зазвичай вказана на табличці.
- Коефіцієнт середнього завантаження можна визначити за допомогою наявного амперметра. Цю величину також можна обчислити шляхом вимірювання витрати повітря/води, і потім відповідно визначити величину енергоспоживання. Необхідно враховувати системи автоматичного керування приводів з регульованою швидкістю.
- Річне використання устаткування. Мається на увазі використання устаткування, що обслуговується вентилятором або помпою. Необхідно враховувати знаходження двигуна в стані навантаженого /ненавантаженого резерву, наявність системи автоматичного управління.

Розглянемо графіки енергоспоживання вентилятора і помпи. Кількість електроенергії, спожитої вентиляторами

або помпами залежить від потужності двигуна і продуктивності робочої машини.

Двигун, розрахований на повну потужність вентилявання або накачування запланованої максимальної кількості повітря або води, працюватиме з усталеним об'ємним навантаженням, а, отже, – усталеним споживанням ефекроенергії. Коли потік води або повітря зменшується, споживання двигуном енергії також повинно знизитись. Споживання енергії залежить від застосованого методу регулювання потоку.

Графіки на рис. 5.2 показують співвідношення між потоком рідини або газу і споживаної двигуном потужності для різних методів регулювання потоків. У обох випадках помітно, що використання механічних пристосувань, наприклад, заслінок і засувок менш ефективне, ніж використання регульованого привода.



Рис. 5.2. Залежність споживання потужності приводу для різних методів керування від продуктивності вентилятора та помпи

Таким чином, оцінюючи споживання енергії електроприводами вентиляторів і насосів, енергоаудитор повинен враховувати всі згадані чинники. Враховуючи сказане вище, можна виявити потенційні можливості енергозбереження, наприклад, за допомогою ефективнішого управління потоками.

5.3 ПОВІТРЯНІ І ХОЛОДИЛЬНІ КОМПРЕСОРИ

Керування повітряними і холодильними компресорами з електроприводами здійснюють чотирма головними способами.

Керування типу “вмикання-вимикання”. Використовується, головним чином, для невеликих поршневих компресорів. Компресор підвищує тиск повітря в системі до певного рівня, а потім зупиняється. Коли тиск падає, компресор знову вмикається.

Керування типу “з навантаженням – без навантаження”. Використовується для крупніших поршневих компресорів, у яких часті вмикання-вимикання можуть призвести до пошкодження двигуна. За ситуації, коли досягнуто заданого рівня тиску, спрацьовують клапани, які дозволяють поршням рухатися без подачі до приймального пристрою стисненого повітря.

Керування типу “з повним навантаженням – половиною навантаження – без навантаження”. Це підваріант наведеного вище способу керування, якщо існує стадія між положеннями повного навантаження і без нього, у випадку, коли механізм використовується наполовину для зменшення кількості повітря, що його перекачує компресор.

Керування типу “повне регулювання”. Цей метод зазвичай використовується під час роботи роторних гвин-

тових або турбокомпресорів і дозволяє регулювати кількість повітря відповідно до попиту на нього. В деяких випадках можливо досягти діапазону зменшення кількості повітря у відношенні 3:1 або 4:1. Зазвичай для цього використовується регулювання робочого об'єму циліндрів, швидкості гвинта або турбіни, хоча на деякому устаткуванні використовуються двигуни зі змінною швидкістю. Проте завжди у випадку зменшення навантаження спостерігається зниження ефективності установок.

Інформація, яку необхідно враховувати при оцінюванні кількості електроенергії, спожитої повітряними і холодильними компресорами.

- Номінальна потужність двигуна. Потужність зазвичай вказується на інформаційній табличці двигуна.
- Коефіцієнт середнього завантаження. Оцінка коефіцієнта завантаження, як правило, базується на вимірюванні часу роботи компресора. Дані про типові навантаження двигуна.
- Річне використання устаткування ґрунтується на кількості часу, протягом якого потрібне стиснене повітря/охолодження.

Розглянемо режим роботи повітряного компресора.

Поршневий повітряний компресор, який подає повітря з тиском 7 бар, для забезпечення необхідного тиску в системі розподілу стисненого повітря працює за циклом повного навантаження/половини навантаження/без навантаження. Енергоаудитор відмічає тривалість роботи компресора з різною продуктивністю (яка визначається за звуком і показником зміни тиску повітря) протягом приблизно двадцяти хвилин в умовах нормального функціонування.

Результати вимірювань показані на графіку рис. 5.3 і в табл. 5.3.

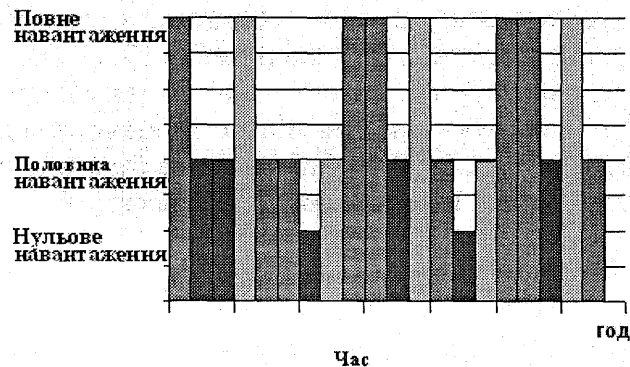


Рис. 5.3. Графік роботи повітряного компресора

Таблиця 5.3. Параметри роботи повітряного компресора

Рівень навантаження	Тривалість, с	%
Повне навантаження	371	31
Половина навантаження	697	59
Без навантаження	115	10
ВСЬОГО	1183	100

За даними виробників визначаються такі характеристики компресора, як величина енергоспоживання і вироблення повітря (табл. 5.4):

Таблиця 5.4. Енергетичні характеристики роботи повітряного компресора

Рівень навантаження	Потужність, кВт	Продуктивність, м³/хв
Повне навантаження	120	2,345
Половина навантаження	73	1,116
Без навантаження	34	0

Табл. 5.4 показує, як подача повітря і електрична потужність змінюються в різних режимах роботи компресора. З використанням цих даних проведений розрахунок середньої потужності компресора:

$$P_{cp} = \frac{120 \text{ кВт} \cdot 371 \text{ с} + 73 \text{ кВт} \cdot 697 \text{ с} + 34 \text{ кВт} \cdot 115 \text{ с}}{1183 \text{ с}} = 84 \text{ кВт}$$

Таким само способом можна розрахувати середню подачу повітря. Потім, для визначення розміру його витоків, наприклад, через неякісні чи несправні засоби транспортування, цю середню подачу можна порівняти з сумою номінального споживання повітря всім задіяним компресорним устаткуванням.

5.4. ІНШІ ЕЛЕКТРОПРИВОДИ ТА ОФІСНЕ УСТАТКУВАННЯ

Окрім вентиляторів, pomp і компресорів обертальні електроприводи застосовуються також в іншому устаткуванні. Як приклад можна назвати ліфти, конвеєри, вакуумні помпи і сервісні двигуни для автоматичного устаткування. Для розрахунку енергоспоживання таким устаткуванням не існує чітко фіксованих правил. Кожен випадок повинен розраховуватися індивідуально.

Використання персональних комп'ютерів, принтерів та іншого офісного устаткування обумовлює зростання споживання енергії. На практиці простий спосіб розрахунку енергоспоживання перерахованим устаткуванням полягає в підрахунку тривалості використання протягом року і застосуванні норм споживання з табл. 5.5.

Таблиця 5.5. Характеристики електроспоживання офісного устаткування

Найменування	Номинальна потужність, Вт	Середня потужність, Вт	% до паспортних даних
ПЕРСОНАЛЬНІ КОМП'ЮТЕРИ	140	49	35
	140	128	91
	90	30	33
	132	58	44
МОНІТОРИ	60	32	53
	60	52	87
	205	198	97
	205	106	52
ПЕРСОНАЛЬНІ КОМП'ЮТЕРИ З МОНІТОРАМИ	185	90	49
	212	119	56
	287	102	36
ЛАЗЕРНІ ПРИНТЕРИ	850	75	9
	850	129	15
	900	95	11
	800	124	16
КОПІЮВАЛЬНІ АПАРАТИ	1250	126	10
	1600	459	29
	2200	988	45
ТОРГОВЕЛЬНІ АПАРАТИ	2800	660	24
	3000	254	9

5.5. ЕЛЕКТРОНАГРІВАЛЬНЕ І ХОЛОДИЛЬНЕ УСТАТКУВАННЯ

Електронагрівальне устаткування можна поділити на ряд категорій, а саме:

- устаткування підприємств громадського харчування (наприклад, електричні печі);
- устаткування пралень (сушильні камери);

- випробувальне устаткування (установки кліматичного випробування);
- електричне устаткування, що виробляє пару (фабричні преси, парові стерилізатори);
- високотемпературні процеси (плавлення алюмінію);
- електротеплова технологія (інфрачервоне, індукційне, високочастотне, пряме нагрівання).

Холодильне обладнання зазвичай працює за паро-компресійним циклом теплової помпи, оснащеної електроприводом, але також можуть використовуватися електронагрівальні пароабсорбційні цикли.

Оцінка енергоспоживання високотемпературних і електронагрівальних процесів не є обов'язковою, оскільки ці процеси зазвичай контролюються власними лічильниками. Проте для невеликих користувачів оцінка споживання – чи не єдиний практичний спосіб розрахунку кількості енергії, що споживається. Результати розрахунку споживання енергії для електронагрівального і холодильного устаткування наведено в табл. 5.6.

Інформація, яку необхідно враховувати при оцінюванні електронагрівальних навантажень.

- Номинальна потужність устаткування. Ця величина зазвичай вказується на інформаційній табличці устаткування. Необхідно враховувати дані про електроприводи та теплові навантаження у випадку, якщо вони враховуються окремо.
- Коефіцієнт середнього завантаження. Він ураховує як періоди “нагрівання” (коли устаткування працює на повну потужність), так і періоди “підтримання температури” (з частковим навантаженням устаткування). Устаткування, яке працює протягом коротких циклів, матиме вищий коефіцієнт завантаження,

ніж таке, що працює на одному рівні навантаження протягом тривалого періоду.

- Річне використання устаткування. Оцінка часто буває проблематичною. Найкращий метод оцінки тривалості роботи устаткування – опитування операторів.

Таблиця 5.6. Споживання енергії електронагрівальним і холодильним устаткуванням

Пристрій	Кількість	Потужність (кВт)	Річне використання (год×K _з)	Річне споживання (ГДж)
Пральна машина	1	2,0	1040×0,6	4,49
Тунельна пральна машина	1	86,0	1040×0,5	160,99
Піч	1	9,0	4992×0,2	32,35
Центрифуга	1	2,2	208×1,0	1,65
Центрифуга	3	2,0	26×1,0	0,56
Центрифуга	2	2,0	26×1,0	0,37
Сублимаційна установка для сушіння ВКА 28	1	7,5	4680×1,0	126,36
Сублимаційна установка для сушіння ВКА 25	1	7,5	2600×1,0	70,20
Сублимаційна установка для сушіння ВКА 6	1	4,0	2340×1,0	33,70
Наповнююче устаткування	1	2,0	1040×1,0	5,99
Пральна машина	5	1,0	1040×0,6	11,23
Центрифуга	1	2,0	26×1,0	0,19
Сублимаційна установка	1	1,0	3744×0,7	9,43
Холодильники	4	0,22	8756×0,3	8,33
Інше устаткування цеху		42,0	104×0,8	15,71
РАЗОМ		170,42		481,56

5.6. ПАРОНАГРІВАЛЬНЕ УСТАТКУВАННЯ

Приклади типового паронагрівального устаткування:

- устаткування підприємств громадського харчування (казани для варіння, пароварочні апарати);
- устаткування пралень (пральні машини, сушильні камери);
- устаткування нагнітання пари (автоклавні стерилізатори, каустичні резервуари);
- устаткування із середньотемпературними процесами (кубові фарбники, текстильна сушка, виробництво паперу).

Для крупних споживачів технологічної пари пароспоживання може визначатися іншими способами, такими як безпосереднє вимірювання або аналіз енергопотоків. Проте для невеликих споживачів оцінка споживання – часто практично єдина можливість розрахунку кількості спожитої енергії.

Інформація, яку необхідно враховувати, оцінюючи паронагрівальні навантаження.

- Номінальна норма споживання пари. Зазвичай вона вказується на інформаційній табличці устаткування. Норма споживання пари обумовлює певний тиск пари. Відхилення тиску пари від номінального значення норми повинно бути враховано.
- Коефіцієнт середнього завантаження. Цей параметр враховує як періоди “нагрівання” (коли устаткування працює на повну потужність), так і періоди “підтримання температури” (при частковому завантаженні устаткування). Устаткування, що працює протягом коротких циклів, матиме вищий коефіцієнт

завантаження, ніж устаткування, що працює на одному рівні навантаження протягом тривалого періоду. Деяке паронагрівальне устаткування має лише ручне управління і стало норму споживання пари.

- Річне використання устаткування. Оцінка річного використання устаткування часто буває утрудненою. Найдоступніший метод оцінки тривалості роботи устаткування – це опитування операторів.

Приклад і характеристика устаткування, яке споживає пару, наведені в *табл. 5.7*.

Таблиця 5.7. Характеристика устаткування, яке споживає пару

Устаткування	Кількість	Норма споживання (кг/год)	Річне використання (год)	Річне споживання (ГДж)*
Пральна машина	1	10	1040	24,22
Пральна машина	2	9	1040	43,60
Автоклави	4	400	780	3282,24 (1)
Пастеризаційні ванни	2	30	2340	326,99
Сублімаційна установка SM600	1	150	156	54,50
Сублімаційна установка SM200	1	100	156	36,33
Сублімаційна установка ЕК4	1	150	156	54,50
Автоклави	2	250	520	683,80 (1)
Еталонний колектор	2	40	4992	1050,32 (1)
РАЗОМ	—	1139	—	5556,50

* Дані величини не враховують втрат в котлі. При середній ефективності котла 82,1% енергоспоживання складає 6767,97 ГДж.

5.7. ГАЗОНАГРІВАЛЬНЕ УСТАТКУВАННЯ

Приклади типового газонагрівального устаткування:

- устаткування підприємств громадського харчування (газові печі);
- устаткування пралень (сушильні камери);
- устаткування з середньотемпературними процесами (стендори, циліндри Янкі);
- устаткування з високотемпературними процесами (топкові камери).

Для крупних користувачів високотемпературних процесів споживання, як правило, споживання газу вимірюється лічильниками. Кількість його споживання може бути визначена з аналізу потоків. Для дрібних споживачів оцінка споживання – зазвичай єдиний практичний шлях до розрахунку кількості використаної енергії. Приклад оцінки споживання для газонагрівального устаткування наведено в *табл. 5.8*.

Таблиця 5.8. Споживання енергії газонагрівальним устаткуванням

Устаткування	Кількість	Потужність, ГДж/год	Використання (година/добу) x (коефіцієнт завантаження)	Річне споживання, ГДж
Варочні котли	4	0,0845	5,0×0,3	184,85
Піч / Обігрівальна плита	1	0,061	—	—
Піч	1	0,102	—	—
Піч	1	0,134	9,0×0,4	176,07
Подвійний вулканізований оцукровувач	1	0,078	8,0×0,7	159,59
Жаровня	1	0,026	0,2×1,0	1,93
Вулканізований оцукровувач	1	0,169	3,0×0,8	147,88
РАЗОМ				670,32

Контрольні запитання і завдання для самоперевірки

1. Чому метод оцінки споживання енергії є найбільш поширеним? Як розрахувати середній рівень енергоспоживання?
2. Коли доцільно використовувати цей метод?
3. Що потрібно враховувати, розраховуючи тривалість використання устаткування за рік?

4. Яку інформацію необхідно враховувати, оцінюючи споживання енергії освітлювальними установками?
5. Яку інформацію необхідно враховувати під час оцінювання споживання електроенергії вентиляторами і помпами?
6. Які існують методи регулювання продуктивності вентиляторів та pomp?
7. Класифікація керованих електродвигунами повітряних і холодильних компресорів за типом системи керування.
8. Які категорії електронагрівального устаткування ви знаєте?
9. Яку інформацію необхідно враховувати під час оцінювання електронагрівальних навантажень?
10. Наведіть приклади типового паронагрівального устаткування.
11. Яку інформацію необхідно враховувати, оцінюючи паронагрівальне навантаження?
12. Наведіть приклади типового газонагрівального устаткування.

6. ПЕРЕХРЕСНА ПЕРЕВІРКА ДАНИХ

Для забезпечення повноти і достовірності вихідної інформації після завершення попередньої оцінки енергоспоживання енергоаудитор повинен зайнятися перевіркою даних шляхом підсумовування результатів оцінювання всіх споживачів електроенергії, всіх споживачів пари і т.п. Під час перевірки даних часто трапляються невідповідності, тобто сума індивідуального енергоспоживання за оцінюванням не завжди збігається із загальним вимірним енергоспоживанням. Перехресна перевірка даних дозволяє виявити ці невідповідності.

Існує кілька методів перевірки правильності виміряного або оціненого енергоспоживання:

- вхідний/вихідний паливно-енергетичний баланс,
- баланс маси,
- ефективність використання енергії,
- порівняння з показниками роботи.

Наведемо приклади використання кожного методу.

6.1. ВХІДНИЙ/ВИХІДНИЙ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ БАЛАНС. СПОЖИВАННЯ ЗАВОДОМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Розглянемо приклад аудиту електричної енергії на заводі. Енергоаудитор розрахував річне споживання електроенергії, поділивши його на чотири категорії використання: освітлення, вентиляція, стиснене повітря і невиробничі

споживачі. Потім він виміряв загальне споживання електроенергії за рік.

Загальне енергоспоживання за рік (за даними електролічильників компанії).

4 203 250 кВт год.

Перевірене споживання енергії.

Освітлення 980 000 кВт год.

Вентиляція 250 000 кВт год.

Стиснене повітря 1 412 000 кВт год.

Невиробничі споживачі 1 258 500 кВт год.

РАЗОМ 3 900 500 кВт год.

Інше споживання 302 750 кВт год (7,2 % загального споживання).

Обчисливши суму споживання, аудитор помітив, що ця величина на 7,2% менше аналогічної величини, зафіксованої заводськими електролічильниками. У цьому випадку невелика кількість спожитої енергії, виявлена в ході перехресної перевірки, може бути легко віднесена на різноманітні невеликі споживачі без обліку електроенергії, що підтверджують його розрахунки.

Якщо різниця виявляється занадто великою або від'ємною, вона вказує на помилку в аудиті, яка повинна бути ліквідована шляхом додаткової перевірки.

6.2. ВХІДНИЙ/ВИХІДНИЙ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ БАЛАНС ПАРОВОГО КОТЛА

У цьому прикладі наведені попередні результати енергоаудиту котельні, при якому кількість спожитого палива (мазуту) і виробленого пару множаться відповідно на їхню теплотворну здатність і на чисту ентальпію. Таким

чином дані величини переводять у одиниці енергії (в наведеному прикладі у ГДж).

Порівняння значень споживання палива і вироблення пари вказує на нереально високу ефективність котла і, отже, виявляє неточність даних, що потребують додаткової перевірки.

Загальне споживання палива	1 590 000 кг.
Вища теплотворна здатність	40,1 МДж/кг.
Усього паливної енергії	63 759 ГДж.
Усього виробленої пари	25 200 т.
Ентальпія пари	2 730 кДж/кг.
Ентальпія живильної води котла	293 кДж/кг.
Усього енергії пари	61 412 ГДж.
Обчислена ефективність	96,3 %.

6.3. БАЛАНС МАСИ ПАРИ І КОНДЕНСАТУ

Діаграма на рис. 6.1 ілюструє потоки пари і води, які можуть бути виміряні в системі парогенерації й утилізації. Подібна схема вже використовувалась в розрахунку енергоспоживання. Вона може бути використана також для перехресної його перевірки. Наприклад, енергоаудитор розрахував споживання пари теплообмінниками і парожекторами. Ці величини додаються і в ході перехресної перевірки порівнюються із загальною кількістю виробленої пари. Якщо виявляється, що сума пари, спожитої теплообмінниками і парожекторами більша загальної кількості виробленої пари, то стає очевидним, що принаймні один з цих трьох вимірів помилковий.

Наступним кроком у цій ситуації повинна бути перевірка точності роботи лічильника пари. Для цього порівнюють покази парового лічильника з показами лічильника живильної води (якщо такий є в наявності) або із зна-

ченням кількості споживання палива, помноженої на виміряну ефективність горіння. Якщо ці перевірки показують, що лічильник пари працює точно, то споживання пари теплообмінниками і (або) парожекторами визначено вірно.

Проводячи енергоаудит цієї системи, можна використовувати наступні співвідношення балансу маси для перехресної перевірки оцінок енергетичних потоків:

вироблена пара (кг) = підживлення котла (кг) – продування (кг);

постачання котла (кг) = зворотний конденсат (кг) + холодна живильна вода (кг) – миттєві втрати конденсатовідведення (кг);

вироблена пара (кг) = виробниче устаткування (теплообмінники) (кг) + виробниче устаткування, вприскування пари (кг) + витоки пари (кг);

холодна живильна вода (кг) = виробниче устаткування (впорскування пари) (кг) + витоки пари (кг) + миттєві втрати (кг) + продування (кг).

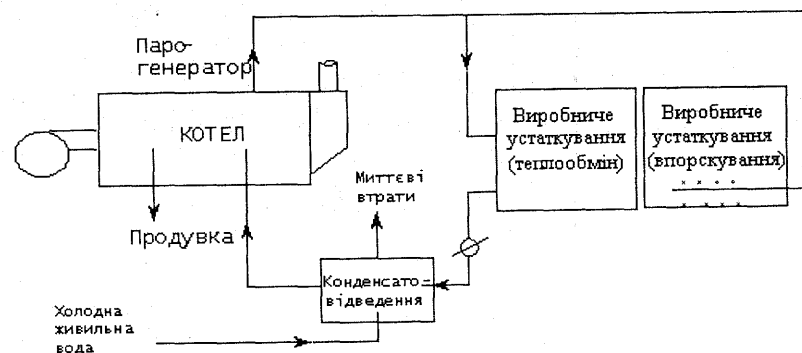


Рис. 6.1. Діаграма потоків пари та води в системі парогенерації та утилізації

Наступний етап – порівняння кількості спожитої інжекторами пари з кількістю свіжої живильної води, якщо ця величина виміряна. Відомо, що кількість живильної води дорівнює кількості пари, спожитої інжекторами плюс продувка, витоки і миттєві втрати. Величину продувки котла визначити відносно легко, виходячи з тиску котла, діаметра продувної труби, тривалості і частоти продувань. Існують також інші способи підрахунку витоків пари і миттєвих її втрат. Ці способи можна використовувати після обстеження системи паророзподілу. За умови, що кількість пари, спожитої пароінжекторами, є суттєвою, вона може бути підрахована, і таким чином можна визначити розмір споживання пари як теплообмінниками, так і пароінжекторами.

6.4. ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ. ПОТУЖНІСТЬ ОСВІТЛЕННЯ І ДОСЯГНУТА ОСВІТЛЕНІСТЬ

На рис. 6.2 показано, як вимірювання сили світла може бути використане для оцінки електричного навантаження освітлювального обладнання.

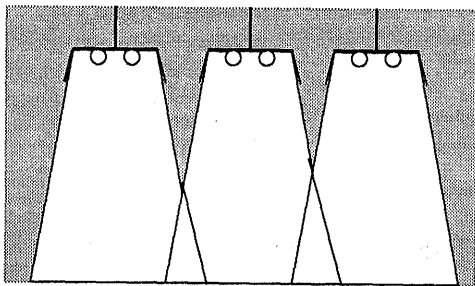


Рис. 6.2. Схема розташування освітлювального обладнання для оцінювання електричного навантаження

Завод освітлюється флюоресцентними лампами з оціненою встановленою потужністю 53 кВт.

З використанням фотометричних даних, отриманих від виробників ламп, та з урахуванням вимірних розмірів будинку, кольору підлоги, стелі і стін енергоаудитор розраховував очікувану освітленість на рівні 300 люкс.

Енергоаудитор вимірює дійсні рівні освітленості і знаходить їх такими, що відповідають діапазону від 180 лк до 380 лк, в середньому 280 лк.

Отже, вимірювана величина підтверджує оцінку енергоаудитора, зроблену на основі встановленої потужності освітлювального обладнання.

6.5. ПОРІВНЯННЯ З ПОКАЗНИКАМИ РОБОТИ

Цей метод перехресної перевірки передбачає порівняння вимірюного енергоаудитором питомого споживання енергії з найкращими показниками у відповідній галузі.

У табл. 6.1 наведені приклади типових показників роботи, за допомогою яких може бути визначена кількість використаної енергії. Ці показники визначають споживання енергії як високе, низьке і дуже низьке. Вони також можуть використовуватися в перехресній перевірці енергетичних даних як індикатори швидкого реагування, коли кількість енергії різко збільшується або зменшується.

Таблиця 6.1. Приклади показників роботи

Споживачі енергії	Типовий показник роботи
Устаткування освітлення	кВт-год /м ² /рік
Устаткування опалення приміщень	ГДж/м ² /рік
Пральня	кг пари/кг прання
Устаткування виробництва паперу	ГДж/т паперу

Контрольні запитання і завдання для самоперевірки

1. Як необхідно звіряти дані для контролю достовірності інформації?
2. Для чого використовується перехресна перевірка даних?
3. Назвіть основні методи перевірки правильності оціненого або виміряного енергоспоживання.
4. Що означає виявлення різниці між обчисленим значенням енергоспоживання і показами лічильників? Які висновки можна зробити, виходячи зі значення цієї різниці?
5. Які показники можна оцінити, використовуючи перехресну перевірку даних?

7. ЗВІТ З ЕНЕРГОАУДИТУ

Звіт з енергетичного аудиту подає інформацію про кількість енергії, яка споживається різними видами енергоспоживачів (котельні, компресори, освітлення, виробниче устаткування). Енергоаудит, як правило, вказує споживання в енергетичних і грошових одиницях і відображає інформацію як в таблицях (наприклад, таблиця загальної кількості купленого палива) так і в графічній формі.

Опис промислового підприємства і будівель характеризує наявні установки і обладнання, режими їх роботи і продуктивність. Наприклад, опис котельної характеризує кількість і тип котлів, режими управління, що використовуються, а також вказує, що тиск продукуваної пари для певних споживачів за даний проміжок часу відповідає вимогам.

Рекомендації з енергозбереження містять перелік пропозицій, розроблених в ході дослідження. Ці рекомендації в загальному вигляді можуть бути реалізовані, як частина кампанії з енергозбереження, хоча деякі з них можуть бути взаємно протилежними (наприклад, установлення нових регуляторів у системі опалювання або монтаж нової опалювальної системи). Опис шляхів енергозбереження має чотири ключові моменти: (1) що потрібно зробити, щоб заощадити енергію, (2) як саме ці дії допоможуть заощадити енергію, (3) визначення кількості заощадженої енергії і капітальних витрат і (4) визначення економічної ефективності можливостей енергозбереження.

7.1. ЗАГАЛЬНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

Звіт з енергетичного аудиту є документом, у якому відображені результати обстеження об'єкту. Порядок і повнота викладу повинні відповідати домовленостям між замовником і виконавцем.

Типовий звіт з енергоаудиту складається з чотирьох основних розділів.

Вступний розділ

- коротка експертиза;
- перелік рекомендацій;
- управління виробництвом і енергоменеджмент.

Опис промислового підприємства і будівель

- існуючі будівлі, установки і обладнання;
- режим роботи обладнання;
- оцінка ефективності виробництва.

Проведення енергоаудиту

- вимірювання споживання енергії;
- аналіз інформації;
- коментарі щодо кількості і вартості спожитої енергії.

Рекомендації з енергозбереження

- опис запропонованих рекомендацій;
- пояснення того, як запропоновані дії допоможуть заощадити енергію;
- техніко-економічне обґрунтування запропонованих рекомендацій.

Висновки

- узагальнений аналіз рекомендацій з енергозбереження;
- прогноз подальших кроків.

Нижче ми розглянемо методику оформлення змістовної частини звіту. Щодо рекомендацій з вступного і заключного розділів, то вони зводяться до наступного.

Мета вступного розділу – інформувати читача про підготовку і хід досліджень на об'єкті, а також про очікувані результати. Вступ також повинен описувати методику проведення аудиту і параметри звіту, а саме, виявити особливості енергоспоживання.

Вступ зазвичай містить наступні пункти:

- **підготовка звіту з енергоаудиту** (звіт формується компанією/консорціумом, які готують звіт, або проводять перевірку на об'єкті);
- **коротка експертиза та обґрунтування енергоаудиту** (чи є даний енергоаудит одним з декількох проектів для різних підрозділів компанії? Чи є він частиною нової кампанії енергоменеджменту?);
- **мета енергоаудиту** (виявити потенційні можливості енергозбереження);
- **параметри звіту** (чи має звіт намір підкреслити особливі аспекти енергоспоживання або виключити деякі з них, оскільки вони є частиною окремого дослідження);
- **методи проведення перевірки** (використання вимірювачів, візуальне дослідження устаткування, аналіз енергетичних даних, отриманих протягом певного часу).

Висновки з енергоменеджменту пояснюють ситуацію минулих періодів, виявлену енергоаудитом, і визначають важливі пункти, що стосуються використання енергії. Висновок повинен вказувати рекомендований напрям дій, спрямованих на поліпшення ефективності використання енергії на об'єкті, а також показувати вигоди і збитки, до яких може призвести економія. Крім цього, даний розділ

повинен бути написаний зрозуміло і стисло, без надмірного вживання технічної лексики.

Висновок щодо енергоменеджменту зазвичай охоплює наступні моменти:

- **існуючий стан справ на досліджуваному об'єкті** (використання енергії як слабе, задовільне, хороше енергоспоживання в порівнянні з іншими об'єктами);
- **основні пункти дослідження енергоспоживання** (високий/низький рівень використання енергії);
- **обґрунтування необхідних змін** (рекомендований напрям діяльності, альтернативні дії);
- **прогнозований результат** (отримання економічних вигод в майбутньому за умови, що рекомендації будуть реалізовані.)

Пункти, що містяться в розділі висновків, сфокусовані на діях, зроблених енергоаудитором в ході робіт. Тому висновки містять дані про дослідження об'єкту і джерела отримання необхідної інформації. Висновок показує загальний потенціал енергозбереження і наводить обґрунтовані аргументи на користь одних рекомендацій в порівнянні з іншими. Нарешті, висновки обґрунтовують необхідність подальших досліджень і/або дій, які повинні бути виконані з об'єктом та вказують загальну розраховану вигоду від цих дій.

Розділ висновків зазвичай охоплює наступні моменти:

- **рішення і висновки енергоаудиту** (поділ енергії на різні категорії, виявлені невідповідності (наприклад з "Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів") або нераціональне енергоспоживання, порівняння енергоспоживання на об'єкті з іншими аналогічними об'єктами);
- **висновок з рекомендацій щодо енергозбереження** (вартість і вигоди від реалізації беззатратних,

високо- та низькозатратних рекомендацій, альтернативні можливості енергозбереження);

- **рекомендовані дії і прогноз** (рекомендації, за якими можуть впроваджуватись енергозберігаючі заходи, прогнози наслідків вживання заходів з енергозбереження на об'єкті);
- **наступний крок** (подальші необхідні детальні дослідження, робота, яку необхідно виконати самій компанії, проведення тендеру, тощо).

7.2. ОПИС ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА І БУДІВЕЛЬ

“Опис промислового підприємства і будівель” входить у звіт з енергоаудиту як опис спостережень енергоаудитора, якими він обґрунтовував свою перевірку і розробляв рекомендації щодо енергозбереження.

Енергія, яка постачається на об'єкт. Слід навести короткий опис обладнання з постачання енергії (труби, регулятори тиску і головні щити введення електроенергії), а також обладнання для зберігання палива, головне вимірювальне і централізоване обладнання компенсації реактивної потужності.

Обладнання перетворення енергії. Цей розділ містить опис такого обладнання, як наприклад, котли, повітряні компресори, холодильні установки.

Розподіл енергії. У цій частині міститься інформація про системи розподілення енергії, зокрема, системи розподілення охолодженої та гарячої води, пароконденсації і розподілу стисненого повітря. Коментарі повинні бути орієнтовані на ефективність роботи згаданих систем і звертати особливу увагу на причини втрат енергії, такі як слабка (погана) ізоляція або витоки.

Обладнання, яке споживає електроенергію. В цьому розділі слід описати обладнання, яке споживає первинну або вторинну енергію. Це устаткування містить виробничі механізми, системи опалювання і гарячого водопостачання (ГВП), освітлювальне та офісне обладнання і т. ін. Опис зазвичай містить назву (або тип) встановленого устаткування, норми енергоспоживання (якщо це можливо), опис автоматичних систем контролю і/або процедури ручного управління. Якщо для роботи обладнання потрібне вимірювання деяких параметрів (температура, сила світла і норма продуктивності) – це також потрібно відмітити.

Структура будівель. Цей розділ наводить опис елементів конструкції будівель з точки зору дизайну і використаних матеріалів. Наприклад, може бути вказано, що стіни складені з цегли або бетону, вікна виготовлені з склопакета або з одинарним склінням; будівля має плоский дах чи похилий. Опис також повинен містити дані про існуюче в будівлі вентилявання: природне або примусове. Ці елементи в сукупності з розмірами будівлі можуть бути використані для розрахунків теоретично необхідного опалювання внутрішніх приміщень. Потім результати розрахунків можна порівняти з фактичним споживанням енергії на опалювання. В опис слід включити час знаходження в будівлі працівників, щоб перевірити роботу установок, які регулюють фактичний час опалювання будівлі.

Категорії споживачів енергії:

- будівлі,
- котельня установка,
- система паророзподілення,
- холодильна система,
- установка опалювання,
- система подачі гарячої води,
- виробниче обладнання, що споживає пару,

- система постачання і розподілу електроенергії,
- система вироблення стисненого повітря,
- системи вентиляції і кондиціонування,
- виробниче обладнання, що споживає електроенергію,
- виробниче обладнання, що працює на газі / нафтопродуктах,
- офісне обладнання, різномірне енергоспоживання,
- освітлення,
- обладнання підприємств громадського харчування,
- обладнання пралень,
- інші споживачі.

Другий розділ повинен бути не просто переліком обладнання. Він повинен також включати коментарі та спостереження щодо способу використання енергії. Можна рекомендувати наступні пункти для включення в розділ:

- **фізичний опис обладнання** (тип, номер моделі, потужність, системи управління);
- **як воно використовується** (які функції виконує, тривалість експлуатації, система управління);
- **вимірювані величини** (електроенергія, нормативні витрати рідини, температура, вологість, рівні освітленості);
- **загальні спостереження** (ефективність управління, неполадки, несумісне обладнання).

Для зручності значна частина інформації, зібраної під час енергетичного обстеження, може бути представлена в табличній формі. Якщо таблиці виходять дуже великими, їх слід оформити як додатки.

Типові приклади даних, що включаються в таблиці і додатки:

- **перелік устаткування:**
освітлювальне обладнання,
обладнання, яке опалює приміщення,

електропривод,
обладнання підприємств громадського харчування,
обладнання пралень,
виробничого обладнання,
перелік неізолюваних трубопроводів гарячої води,

- **вимірювані дані:**

дані тесту аналізу горіння,
точкове вимірювання температури,
точкове вимірювання рівнів освітленості,
вимірювання потоку повітря/вологості,

- **графічні дані:**

енергетичні діаграми обладнання,
фотознімки стандартні,
фотознімки в інфрачервоному промінні.

7.3. ВИКОНАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ

Закінчивши аналіз передісторії енергоспоживання на об'єкті, енергоаудитор може приступати до здійснення енергоаудиту, що містить:

- розрахунок споживання енергії різними споживачами,
- розподіл фінансових витрат на енергію пропорційно між споживачами,
- складання енергобалансу,
- порівняння енергоспоживання з показниками роботи найкращих підприємств,
- виявлення відхилення в енергоспоживанні у порівнянні з галузевими нормами.

Дана інформація дуже важлива для клієнтів, оскільки вона або підтверджує, або спростовує переконання, що раніше склалося про розміри енергоспоживання в межах об'єкту. Той факт, що інформація представлена професійними енергетичними консультантами, що окинули об'єкт "свіжим поглядом", особливо важливий.

Іноді в процесі підготовки енергоаудиту виявляються відхилення від норми. Ці відхилення можуть бути викликані невірними рахунками постачальників палива, в таких випадках іноді можна добитися повернення грошей. У іншому випадку можуть бути виявлені відхилення від норми, викликані зловживанням енергією. У такій ситуації енергоаудит успішно змальовує цю негативну практику, тим самим спонукаючи менеджмент підприємства вжити відповідних заходів для уникнення повторення подібних ексцесів.

Для виконання енергетичного обстеження енергоаудитор використовує дещо (або все) з наступних матеріалів:

- звіт про річну закупівлю палива,
- графік регресійного аналізу,
- таблиця енергоаудиту,
- діаграма Сенкі,
- кругові діаграми (карти) енергоспоживання,
- енергобаланси,
- енергетичні характеристики.

У *табл. 7.1* наведений приклад даних про річну кількість придбаної електроенергії. Подібні таблиці зазвичай складаються на основі рахунків постачальників енергії і містять всю необхідну технічну й фінансову інформацію. В цьому прикладі в таблиці використовується технічна інформація, що включає споживання електроенергії за місяць (у кВт-год і ГДж), величину максимального попиту і коефіцієнт потужності, тоді як фінансова інформація поділяє вартість електроенергії на складові компоненти.

Таблиця 7.1. Приклад річного звіту за придбану електроенергію

Місяць 2006/ 2007р.	Споживання електроенергії		Максимальний попит (кВА)	Постійна оплата за договірний максимум попиту (у.о.)	Оплата за перевищення максимуму попиту (у.о.)	Вартість електроенергії (у.о.)	Загальна оплата за електропостачання (у.о.)
	кВт·год	ГДж					
4	13100	47,16	85	72,50	—	528,19	600,69
5	119000	42,84	82	72,50	—	479,81	552,31
6	12800	46,08	90	72,50	—	516,10	588,60
7	9600	34,56	85	72,50	—	387,07	459,67
8	12900	46,44	92	72,50	—	520,13	592,63
9	14200	51,12	96	72,50	—	572,54	645,04
10	15800	56,88	98	72,50	—	637,06	709,56
11	15900	57,24	98	72,50	220,00	641,09	933,59
12	14600	52,56	98	72,50	528,00	588,67	1189,17
1	18100	65,16	101	72,50	546,00	729,79	1348,29
2	19300	69,48	100	72,50	225,00	778,18	1075,68
3	15600	56,16	90	72,50	—	628,99	701,49
Всього:	173800	625,68	—	870,00	1519,00	7007,62	9396,62

Використовуючи табличні дані, можна визначити вартість палива на одиницю енергії. Для використання в енергоаудиті та розрахунку фінансових заощаджень, витрати поділені на наступні групи:

- повні питомі витрати на електроенергію 15.02 у.о./ГДж,
- питомі витрати на електроенергію без врахування постійної оплати за договірний максимум попиту 13.63 у.о./ГДж,

- питомі витрати на електроенергію без врахування постійної оплати за договірний максимум попиту та його перевищення 11.20 у.о./ГДж.

У енергоаудиті застосовуються два типи графіків:

- **лінійний графік енергоспоживання** (який також може містити дані, що належать до змінної величини продукції/погоди, з якою порівнюється кількість вимірюваної енергії),
- **графік регресійного аналізу.**

Приклад лінійного графіка енергоспоживання наведений на *рис. 7.1*. Цей графік відображає щомісячне споживання енергії. У нього також можна включити змінні, що впливають на споживання енергії. У цьому прикладі показано споживання газу опалювальною системою, що працює на газі і здійснено порівняння його з “Градусо-днями” — зміною температури повітря. Чим більше число градусоднів, тим холодніше погода.

За даними графіка ми можемо спостерігати, як змінюється споживання газу зі зміною погодних умов. Зокрема, в грудні і січні спостерігається аномалія, оскільки газоспоживання в січні нижче, ніж у грудні, а градусодні навпаки, вище в грудні, ніж у січні. Таке відхилення може бути викликане, наприклад, тим, що зчитування з лічильника даних за грудень було відкладене на початок січня через Різдво і Новорічні свята.

Приклад графіка регресійного аналізу наведено на *рис. 7.2*. Графік показує результати регресійного аналізу між споживанням енергії та незалежною змінною, в даному прикладі, між споживанням газу і градусо-днями. В даному випадку спостерігається досить висока кореляція, що дорівнює 0,91.

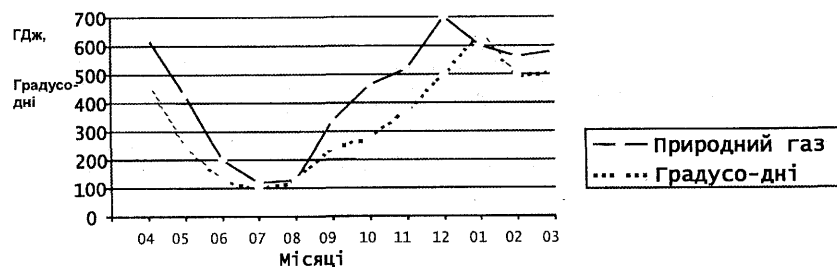


Рис. 7.1. Приклад лінійного графіка енергоспоживання

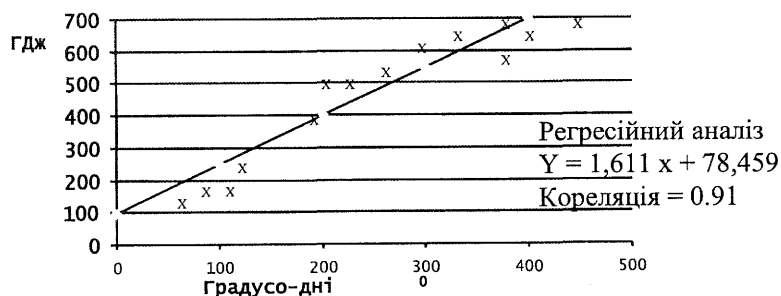


Рис. 7.2. Графік регресійного аналізу споживання енергії газу в котельні в залежності від градусо-днів в період квітень 2006 р. – березень 2007 р.

Приклад таблиці енергоаудиту наведено в табл. 7.2. Тут відображено використання енергії всіма споживачами об'єкту енергоаудиту. Енергоспоживання кожним користувачем наведено в тих одиницях, в яких дана форма енергії зазвичай купується, в даному випадку електроенергія в кВт·год, газ – в м³. Якщо перевести ці одиниці в ГігаДжоулі, можна оцінити вартість електроенергії 11.82 у.о./ГДж, а вартість газу 3.01 у.о./ГДж.

Таблиця 7.2. Приклад таблиці енергоаудиту

Енергоспоживач	Традиційні одиниці вимірювання	Спільні одиниці вимірювання, ГДж	Видатки на оплату, у.о.	% споживання	% вартості
<u>Ел. енергія</u>	<u>кВт·год</u>				
Внутрішнє освітлення	115340	415,22	4907,90	7,1	15,9
Зовнішнє освітлення	15811	56,92	672,79	1,0	2,2
Котельня	18905	68,06	804,47	1,2	2,6
Кухні	62115	223,61	2643,07	3,8	8,6
Пральня	81304	292,69	3459,80	5,0	11,2
Помпи водопостачання	96108	345,99	4089,60	6,0	13,2
Офісне устаткування	32116	115,62	1366,63	2,0	4,4
Всього:	421699	1518,11	17944,06	26,1	58,1
<u>Газ</u>	<u>м³</u>				
Устаткування опалювання приміщень	67121,1	2611,01	7859,14	44,9	25,4
Устаткування гарячого водопостачання	6270,4	243,92	734,20	4,2	2,4
Кухні	15458,1	601,32	1809,97	10,3	5,9
Пральня	15139,0	705,61	2123,89	12,2	6,9
Втрати розподілу	3397,7	132,17	397,83	2,3	1,3
Всього:	110386,3	4294,03	12925,03	73,9	41,9
Разом:		5812,14	30869,09	100,0	100,0

Таблиця енергоаудиту підсумовує кількість енергії, спожитої кожною категорією енергокористувача і ділить фінансові витрати пропорційно цьому енергоспоживанню.

Таблиця також ілюструє процентне споживання і процентну вартість енергії для кожного споживача.

Енергоаудит розглядає споживання енергії всередині об'єкту, а отже виключає втрати енергії, пов'язані з виробленням енергії на електростанції і передачею її споживачеві. У деяких державах ці втрати традиційно включаються в енергоаудит, поділяючи фактичне споживання енергії об'єктом на середній національний коефіцієнт корисної дії при виробленні і розподіленні електроенергії (приблизно від 25% до 35% в більшості країн).

Діаграма Сенкі (рис. 7.3) – це графічне зображення потоків енергії, на якому товщина різних елементів діаграми пропорційна вмісту в них енергії. Деякі діаграми Сенкі також відображають циклічний рух енергопотоків, наприклад, повернення конденсату в котельню.

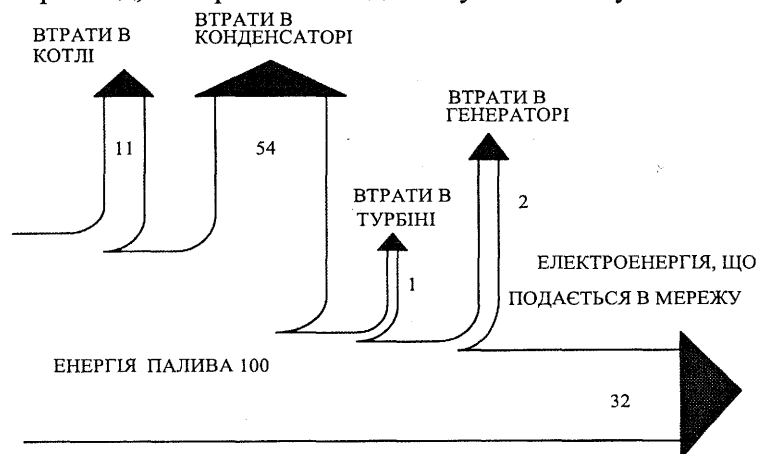


Рис. 7.3. Діаграма Сенкі для сучасної електростанції

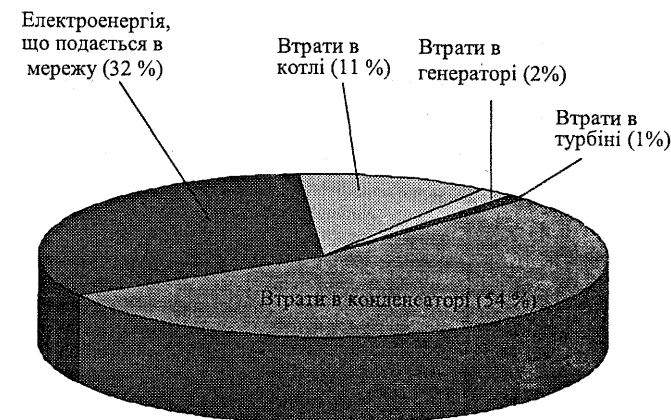


Рис. 7.4. Кругова діаграма для сучасної електростанції

Окрім діаграм Сенкі в енергоаудиті використовуються кругові діаграми, за допомогою яких можна графічно зобразити споживання енергії як в натуральних, так і у вартісних одиницях (рис. 7.4).

7.4. РЕКОМЕНДАЦІЇ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

Четвертий розділ звіту містить рекомендації з економії енергії. У загальному сенсі, цей розділ – найважливіший у звіті, оскільки обґрунтування дій з енергозбереження – це звичайно головна причина проведення енергоаудиту на об'єкті.

Різні аспекти рекомендацій з економії енергії.

Опис рекомендацій з енергозбереження – дії, які повинні бути зроблені, нові процедури, встановлення нового обладнання.

Оцінка енергозбереження – розрахунок енергії і коштів, що їх буде заощаджено.

Ефект від економії енергії – як рекомендації вплинуть на показники роботи об'єкту, а саме, на показники ефективності за умов скорочення подачі енергії, на витрати з ремонту обладнання, на необхідні зміни технології виробництва.

Обчислення вартості проекту – розрахунок загальної вартості заходів щодо впровадження рекомендацій з енергозбереження відносно вартості обладнання, робочої сили, втрат виробництва.

Життєздатність проекту – визначення, наскільки життєздатне впровадження рекомендацій щодо енергозбереження за даних обмежень, а саме, за необхідних зупинок виробництва, чутливості цін на паливо, життєздатності капіталу.

Виявлення менш очевидних заходів з енергозбереження – важливо враховувати, що перераховані рекомендації з економії енергії – це не лише найочевидніші перебудови, як наприклад, модернізація енергетичного устаткування. Повинна бути приділена увага менш очевидним можливостям досягнення енергетичної ефективності. Прикладами “менш очевидних” можливостей енергозбереження є зміна систем енергопостачання, а саме, застосування когенерації або використання відходів як палива чи зміна методів виробництва для використання дешевших енергетичних ресурсів.

Можливості енергозбереження можна розбити за категоріями застосування або з альтернативними вирішеннями однієї і тієї ж енергетичної проблеми. Найпоширенішим є поділ рекомендацій енергозбереження за їх вартістю.

Безвитратні рекомендації:

- економніше використання наявних ресурсів;
- належне технічне обслуговування;
- закупівля палива з дешевого джерела.

Низьковитратні рекомендації:

- встановлення ефективнішого обладнання;
- встановлення нових (автономних) пристроїв управління;
- поліпшення теплоізоляції цехів;
- навчання персоналу;
- контроль і оперативне планування енергоспоживання.

Високовитратні рекомендації:

- заміна більшості енергетичних установок;
- встановлення комплексних систем управління;
- когенерація;
- рекуперація теплоти.

Кожна рекомендація з енергозбереження повинна бути описана за наступними пунктами:

Необхідні зміни:

- модифікація заводу і будівель;
- заміна обладнання;
- модернізація обладнання/систем управління/ізоляції;
- технічне обслуговування обладнання;
- нова процедура управління.

Як ці заходи допоможуть заощадити енергію

(і/або кошти):

- скорочення втрат;
- скорочення зайвих операцій;
- підвищення ефективності використання енергії;
- застосування дешевших енергетичних ресурсів.

Фінансові витрати і вигоди:

- капітальні витрати;

- амортизація обладнання підприємства;
- витрати на технічне обслуговування;
- енергетичні витрати;
- аналіз ефективності фінансових витрат.

Розглянемо на конкретних прикладах різні заходи економії енергії. З прикладів буде видно, що методика оцінювання енергозбереження використовує ту саму логіку, що і розрахунок енергоспоживання на об'єкті за минулий період і на даний час. Різниця полягає в тому, що під час розрахунку енергозбережень слід враховувати, як зміниться ситуація внаслідок впровадження рекомендованих заходів. Це спричиняє зміну багатьох коефіцієнтів, таких як норма споживання, коефіцієнт використання потужності і річна тривалість експлуатації обладнання.

Для деяких рекомендацій з енергозбереження (як наприклад, усунення втрат пари) заощадження дорівнює сумарній втраті енергії до впровадження рекомендації. Розрахунок інших рекомендацій складніший, оскільки містить оцінки споживання після вдосконалень:

	<u>Вихідна</u> <u>ситуація</u>	<u>Покращена</u> <u>ситуація</u>
Потужність обладнання	A, кВт	X, кВт
Коефіцієнт середнього завантаження	B	Y
Річна тривалість експлуатації обладнання	C, год	Z, год
Річне енергоспоживання:	$A \times B \times C$, кВт·год	$X \times Y \times Z$, кВт·год.

Таким чином, річне енергозбереження розраховується за формулою:

$$\text{Річне енергозбереження} = (ABC) - (XYZ), \text{ кВт·год.}$$

Вище показано, як можна здійснити енергозбереження шляхом порівняння існуючої ситуації за існуючих умов з ситуацією, що планується. На практиці таке порівняння час-

то вимагає додаткових обчислень, щоб оцінити коефіцієнти, наприклад, коефіцієнт використання потужності.

Основні категорії змін в енергоспоживанні.

- Ліквідація безпосередніх втрат (ізолювання труб, усунення витоків, повернення конденсату).
- Скорочення надмірного енергоспоживання (управління тривалістю робіт і температурою, ефективна передача енергії).
- Скорочення зайвої потужності (використання обладнання з меншою потужністю, ліквідація подачі енергії в місця, де вона непотрібна).
- Максимізація ефективності перетворення енергії (підвищення ефективності котла, компресора).
- Утилізація тепла, що відводиться (рекуперація теплоти, рециркуляція повітря в системах ГВП).
- Використання найекономічнішого джерела енергії (найдешевше паливо, поновлювана енергія).

Приклад 1. Енергоефективне освітлення.

Завдання: Автоматизована освітлюється десятьма вольфрамо-галогенними лампами потужністю 500 Вт кожна. Лампи вмикають і вимикають охоронці вручну, але іноді випадково залишають їх увімкненими в денний час.

Пропонується для економії енергії замінити ці лампи десятьма натрієвими лампами високого тиску потужністю 114 Вт (включаючи втрати механізму управління), які завдяки вищій ефективності забезпечують такий само рівень освітленості. Крім того, запропоновано встановити автоматичне управління системою освітлення з допомогою фотоелементів.

Питання:

1. Якою буде величина річного енергозбереження?
2. Які чинники повинні бути враховані?

Примітка Передбачається, що в очікуванні поточного ремонту в неробочому стані знаходяться, в середньому, дві з вольфрамо-галогенних ламп і, завдяки вищій надійності, – лише одна натрієва лампа високого тиску.

Розв'язання:

	<u>Вихідна</u> <u>ситуація</u>	<u>Покращена</u> <u>ситуація</u>
Встановлена потужність:	5,00 кВт	1,14 кВт
Коефіцієнт завантаження:	0,8	0,9
Тривалість роботи системи:	5 400 год	3 650 год
Річне енергоспоживання:	21 600 кВт·год	3 745 кВт·год
Річна економія електроенергії $= (21600 - 3745) \text{ кВт} \cdot \text{год} = 17 855 \text{ кВт} \cdot \text{год}$.		

Зауваження:

- не враховані витрати на заміну ламп;
- не враховані витрати на оплату праці з техобслуговування ламп;
- якість освітлення не повинна знижуватись.

Приклад 7.2. Підвищення енергоефективності водяної помпи.

Завдання: Водяна помпа приводиться в рух електродвигуном потужністю 90 кВт. Продуктивність помпи регулюється затвором з сервоприводом, робота якого узгоджується з тиском в системі. Вимірювання витрати води показують кількість води потрібну в різний час доби:

10 годин/добу:	100% максимальної витрати;
6 годин/добу:	70% максимальної витрати;
6 годин/добу:	40% максимальної витрати;
2 години/добу:	20% максимальної витрати.

Пропонується з метою економії енергії встановити привод з регульованою швидкістю, який автоматично реагує на зростання або падіння тиску в системі.

Питання:

1. Якою буде величина річного енергозбереження?
2. Які ще чинники потрібно врахувати?

Примітка: Відомо, що помпа споживає 90 кВт енергії при 100% витраті, характеристики енергоспоживання наведені на діаграмі (рис.5.2). Передбачається, що регулятор швидкості має внутрішні втрати 1 кВт. Помпа працює 24 години на добу, 350 діб у році.

Розв'язання:

Табл.7.3 містить розрахунок середніх навантажень за даними графіка.

Таблиця 7.3. Розрахунок середніх навантажень.

Навантаження	Керування затвором з сервоприводом	Керування приводом з регульованою швидкістю
100 %	$90 \text{ кВт} \times 1,00 = 90 \text{ кВт}$	$(90 \text{ кВт} \times 1,00) + 1 \text{ кВт} = 91 \text{ кВт}$
70 %	$90 \text{ кВт} \times 1,00 = 90 \text{ кВт}$	$(90 \text{ кВт} \times 0,55) + 1 \text{ кВт} = 50,5 \text{ кВт}$
40 %	$90 \text{ кВт} \times 0,85 = 76 \text{ кВт}$	$(90 \text{ кВт} \times 0,25) + 1 \text{ кВт} = 23,5 \text{ кВт}$
20 %	$90 \text{ кВт} \times 0,50 = 45 \text{ кВт}$	$(90 \text{ кВт} \times 0,15) + 1 \text{ кВт} = 14,5 \text{ кВт}$

Звідси розраховуємо заощадження:

$$\begin{aligned}
 &10 \text{ годин/добу} \times 350 \text{ діб/рік} = 3 500 \text{ годин/рік} \times (90 - 91) \text{ кВт} = -3 500 \text{ кВт} \cdot \text{год} \\
 &6 \text{ годин/добу} \times 350 \text{ діб/рік} = 2 100 \text{ годин/рік} \times (90 - 50,5) \text{ кВт} = 82 950 \text{ кВт} \cdot \text{год} \\
 &6 \text{ годин/добу} \times 350 \text{ діб/рік} = 2 100 \text{ годин/рік} \times (76 - 23,5) \text{ кВт} = 110 250 \text{ кВт} \cdot \text{год} \\
 &2 \text{ години/добу} \times 350 \text{ діб/рік} = 700 \text{ годин/рік} (45 - 14,5) \text{ кВт} = 21 350 \text{ кВт} \cdot \text{год}
 \end{aligned}$$

Всього заощаджено за рік

211 050 кВт·год.

Зауваження:

- не врахована зміна витрат на технічне обслуговування затвора з сервоприводом дросельного вентилля у порівнянні з витратами на ремонт привода з регульованою швидкістю;
- не розглянутий захист регульованого приводу від потрапляння води.

Приклад 7.3. Підвищення ефективності горіння в котлі.

Завдання: В результаті проведення тесту на ефективність горіння в котлі виявлено, що коефіцієнт середньої ефективності складає 79%. Котел має ручну систему продування, яке виявляється дуже неекономним, оскільки кількість енергії продувки за приблизними підрахунками складає 1% загальної кількості теплової енергії, поглиненої котлом. В ході аудиту котельної визначені наступні величини:

Енергія газу	62 000 ГДж	(100%)
Енергія втрат	13 020 ГДж	(21%)
Теплота, поглинена котлом	48 980 ГДж	(79%)
Всього	62 000 ГДж	(100%)
Тепловтрати обшивки котла	1 000 ГДж	
Тепловтрати продувки	500 ГДж	
Корисна теплота для пари	47 480 ГДж	
Всього	48 980 ГДж.	

Пропонується встановити в котельній системі автоматичного тримірування кисню і систему автоматичного продування. Передбачається, що перший із заходів підвищить ефективність горіння в середньому до 83 %, а другий скоротить продувку на 50 % рівня на даний час.

Питання:

1. Якою буде значення річних енергозбережень?
2. Які ще чинники повинні бути враховані?

Розв'язання:

Скорочення рівня продувки заощадить 50% поточного споживання, тобто

$$500 \text{ ГДж} \times 0,50 = 250 \text{ ГДж.}$$

Звідси, загальне значення необхідної теплоти:

$$48\,980 \text{ ГДж} - 250 \text{ ГДж} = 48\,730 \text{ ГДж.}$$

З підвищеною середньою ефективністю горіння, яка дорівнює 83%, кількість енергії, потрібної для генерування цієї теплоти, складає:

$$48\,730 \text{ ГДж} / 0,83 = 58\,711 \text{ ГДж.}$$

$$\text{Річні енергозбереження } 62\,000 \text{ ГДж} - 58\,711 \text{ ГДж} = 3\,289 \text{ ГДж.}$$

Зауваження:

- не враховані капітальні і амортизаційні витрати на системи автоматичного управління;
- витрати на технічне обслуговування систем автоматичного управління також не враховані;
- не розглянуто зниження витрат на очищення води.

7.5. ПЕРЕХРЕСНА ПЕРЕВІРКА ЕНЕРГОЗАОЩАДЖЕНЬ

Розрахувавши потенційне енергозбереження для об'єкту дослідження, енергоаудитор повинен ретельно перевірити всі обчислення перед тим, як внести розрахунки у звіт з дослідження. Повторна перевірка даних необхідна, щоб переконатися, що економія узгоджується із загальним використанням енергії на об'єкті.

Найчастіше вживані прийоми перехресної перевірки:

- дослідження збереженої енергії як відсотка первинного енергоспоживання;
- оцінювання нормалізованих показників роботи;
- аналізування потоків енергії;
- дослідження несумісних рекомендацій;
- урахування зменшених граничних повернень.

Особливо важливо переконатися в реальності запропонованих заходів заощадження енергії, щоб уникнути ситуації, коли ви проголосите, що можете заощадити більше енергії, ніж об'єкт споживає в даний час. Також важливо встановити несумісні рекомендації щодо заощадження енергії, тобто можливість впровадження тільки однієї рекомендації з двох. Наприклад, ви рекомендуєте АБО налагодити систему паророзподілення, АБО децентралізувати паророзподільне устаткування. У подібному випадку консультант повинен пояснити, яку з рекомендацій і чому він вважає найбільш прийнятною. Звівши в таблицю всі рекомендації за проектом, найменш прийнятні з несумісних рекомендацій слід помістити в дужки і виключити із загального списку потенційних заощаджень.

Концепція “Зменшених граничних повернень” добре знайома економістам, проте та сама концепція у ряді випадків прийнятна до заходів з енергозбереження. Вона використовується, коли значення потенційного енергозбереження, отримане в результаті однієї дії, скорочується, якщо інша дія з економії енергії проведена раніше.

Приклад 7.4. Презентація концепції “Зменшених граничних повернень”.

Завдання: На опалювання приміщень будівлі витрачається 50 000 ГДж теплоти. Енергоаудитор вважає це споживання надто марнотратним, оскільки а) будівля опалюється постійно, хоча її використання періодичне і б) будівля слабо ізольована від навколишнього середовища.

З метою економії енергії запропоновано такі заходи:

- А. Встановити регулятор опалювання за часом, який скоротить опалювальне навантаження на 40%.
- В. Посилити теплоізоляцію будівлі, щоб скоротити кількість необхідної теплоти на 20%.

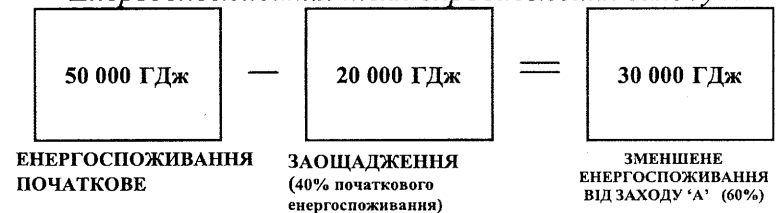
Питання:

1. Яким буде річне енергоспоживання (ГДж і %), якщо буде реалізований лише захід А?
2. Яким буде річне енергоспоживання (ГДж і %), якщо буде реалізований лише захід В?
3. Яким буде річне енергоспоживання (ГДж і %), якщо будуть реалізовані обидва заходи?

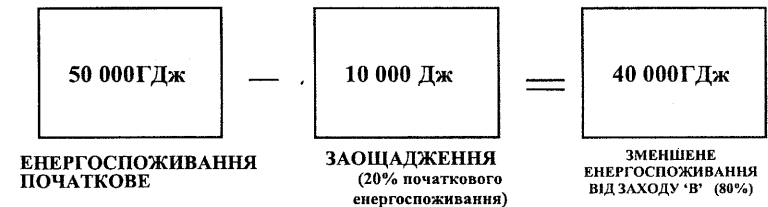
Примітка: Передбачається, що будівля вже має якісну систему регулювання температури, що забезпечує подачу теплоти у відповідності до її потреби.

Розв'язання:

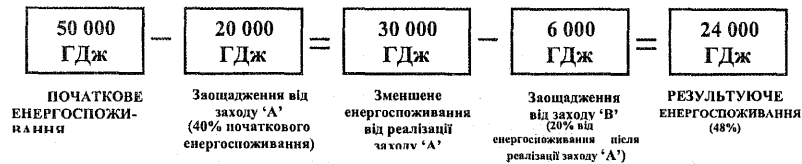
Енергоспоживання після впровадження заходу А:



Енергоспоживання після впровадження заходу В:



Енергоспоживання у випадку впровадження заходів А і В:



Всього заощаджень: $20\,000\text{ ГДж} + 6\,000\text{ ГДж} = 26\,000\text{ ГДж (52\%)}$.

Вище наведено розв'язок задачі, який демонструє ефект від “зменшеного граничного повернення”, при якому заощадження, кожне з яких скорочує енергоспоживання відповідно 40% і на 20%, разом дають зниження енергоспоживання лише на 52% замість 60%.

7.6. ЗАОЩАДЖЕННЯ ПЕРВИННИХ І ВТОРИННИХ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ

Одна з найважливіших (але якою часто нехтують) особливостей звіту з енергоаудиту — це відмінність між економією первинної і вторинної енергії.

Ці особливості полягають в наступному.

Заощадження палива шляхом економії вторинної енергії. Економія вторинної енергії впливає на споживання первинної. Найпростіший шлях обчислення економії первинної енергії — поділити розмір економії вторинної енергії на коефіцієнт перетворення (електростанції або котла). Іноді економія вторинної енергії чинить негативний вплив на завантаження заводу і впливає на розподіл втрат (зниження рівня споживання пари також може скоротити її миттєві втрати в резервуарах збирання конденсату).

Ефект від заміни палива. Заміна одного палива іншим зазвичай проводиться у випадках, коли є можливість придбати інше паливо за нижчою вартістю на одиницю

вмісту енергії. Фінансовий розрахунок заощаджень повинен також враховувати можливість зміни витрат на ремонт обладнання. Крім того, заміна палива може змінити коефіцієнти перетворення.

Регенерація теплоти. Якщо потоки енергії отримуються з регенеруючих систем або виводяться як побічний продукт систем перетворення енергії (теплота низької температури виділяється з системи когенерації), економія в цих енергопотоках не обов'язково є результатом збереження первинної енергії. Наприклад, якщо гаряче водо постачання проводиться системою когенерації, яка в іншому випадку викинула б цю теплоту в атмосферу, тоді економія гарячої води не зберігає первинне паливо, на якому працює система когенерації. Навпаки, якщо теплота низької температури з установки когенерації забезпечує тільки частину необхідного запасу теплоти, а інша частина поповнюється електричним опалюванням, тоді економія гарячої води відіб'ється на заощадженні електроенергії.

7.7. ЖИТТЕЗДАТНІСТЬ ПРОЕКТУ

Одне із найчастіших заперечень рекомендаціям енергоаудитора — це те, що рекомендації в запропонованому проекті не врахували інші життєво важливі, але такі, що не стосуються енергозбереження, питання.

Приклади зауважень щодо життєздатності проекту:

- ефективність енергозбереження;
- аналіз цінової чутливості;
- вплив на виробничий процес;
- доступність палива;
- вимоги з техніки безпеки;

- законодавство про охорону навколишнього середовища;
- необхідність в додатковому навчанні персоналу;
- нормативи підприємства.

7.8. ОЦІНКА ВИТРАТ

Обчислення капітальної вартості проекту з енергозбереження — це ключовий момент звіту. Невірно оцінені витрати можуть легко підірвати довіру до звіту в цілому. Зазвичай причина недооцінки витрат викликана не власне недооцінкою витрат, а упущенням загальної вартості компонентів.

Типові приклади компонентів, які слід включити в розрахунок загальної вартості енергозберігаючого проекту (даний список не є вичерпним):

- вартість закупівлі енергозберігаючого обладнання;
- закупівельна вартість допоміжного обладнання (а саме, регуляторів, інструментів, захисного обладнання, обхідних пристроїв);
- витрати на доставку (митні формальності і установка обладнання);
- страхування;
- витрати на ізоляцію;
- тестування і введення установки в промислову експлуатацію;
- виплати за консультації;
- витрати на цивільне будівництво;
- витрати на переміщення виробничого обладнання;
- діяльність, необхідна для виконання вимог техніки безпеки;
- перебудова каркаса будівлі, зумовлена встановленням нового обладнання;

- перевірка ліцензування/сертифікації/страхування;
- навчання персоналу;
- вартість втраченої продукції.

Типові джерела оцінки витрат:

- прайс-листи на обладнання;
- публікації з оцінки витрат:
 - вартість обладнання;
 - витрати на оплату праці;
 - загальні середні витрати (а саме, на 1 м², на 1 кВт встановленої потужності);
- бюджетні витрати постачальників/монтажників;
- розцінки постачальників/монтажників;
- інформація про вартість попередніх впроваджених проектів.

Способи визначення вартості можуть бути взяті з різних джерел. Найнадійнішим з них є особистий досвід виконання аналогічного проекту у минулому, але навіть у такому випадку слід обережно ставитися до чинників, які можуть викликати значну цінову різницю в двох аналогічних проектах. Наприклад, встановлення електронного контрольного обладнання на нафтохімічному заводі може коштувати набагато дорожче, ніж аналогічна установка на пивоварному заводі, внаслідок необхідності використовувати обладнання, яке сертифіковане для використання у вибухонебезпечному середовищі.

Також корисно використовувати котирування і бюджетні розцінки постачальників та ціни, взяті з цінових брошур. Важливо переконатися, що ці джерела враховують всі вартісні компоненти, а саме, доставку, встановлення, налагодження обладнання.

Контрольні запитання і завдання для самоперевірки

1. Які ключові моменти має опис шляхів енергозбереження?
2. З яких розділів складається типовий звіт з енергоаудиту?
3. Сформулюйте основну мету вступного розділу.
4. Що входить до розділу "Опис промислового підприємства і будівель"?
5. У якому вигляді найкраще представляти інформацію, зібрану під час енергетичного обстеження?
6. Перерахуйте складові енергоаудиту.
7. Які типи графіків застосовують у енергоаудиті?
8. Наведіть приклад лінійного графіка енергоспоживання. Поясніть його.
9. Що показує таблиця енергоаудиту?
10. Як визначається фінансова вартість?
11. Що таке діаграма Сенкі?
12. Що таке життєздатність проекту?
13. Наведіть приклади беззатратних рекомендацій.
14. Назвіть основні категорії змін в енергоспоживанні.
15. Які найчастіше вживані прийоми перехресної перевірки ви знаєте?
16. Коли використовується концепція «Зменшених граничних повернень»?
17. У чому відмінність між економією первинної і вторинної енергії?
18. Назвіть приклади компонентів, які слід включити в розрахунок загальної вартості проекту.

8. ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ДЕЯКИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК

8.1. СИСТЕМИ СТИСНЕНОГО ПОВІТРЯ

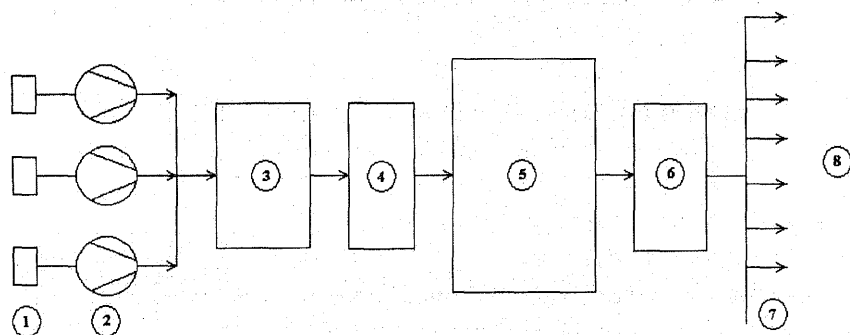
Виробництво стисненого повітря – це вкрай неефективний процес. Близько 90% електроенергії, яка витрачається на виробництво стисненого повітря, втрачається у вигляді тепла. Менше 10% витраченої електроенергії перетворюється в корисну. Недосконала конструкція і витoki повітря з трубопроводів розподілення призводять до подальшого зниження ефективності ще на 30-50%.

Як правило, на українських підприємствах використовуються розміщені на спільній компресорній станції об'ємні поршневі компресори для централізованої подачі стисненого повітря трубопроводами в будівлі і на окремі виробничі лінії. Продуктивність компресорів контролюється, зазвичай, за допомогою підпружиненого запобіжного клапана. Це призводить до того, що споживання електроенергії компресорами не змінюється навіть тоді, коли відпадає необхідність подачі стисненого повітря на короткий або тривалий період часу. Клапан просто випускає повітря в атмосферу, у той час як компресор продовжує працювати. Існує також проблема чистоти стисненого повітря. На деяких виробництвах (наприклад, у харчовій промисловості) досить актуальною є проблема подачі стисненого повітря без домішок води й оливи.

На рис. 8.1 наведена типова схема мережі стисненого повітря на підприємстві.

Для систем стисненого повітря, як і для інших систем, які використовують енергоносії, є характерними три підсистеми:

- виробництва стисненого повітря;
- транспортування і розподілення;
- споживання.



Елементи системи:

- 1 – всмоктувальний повітряний фільтр,
- 2 – компресори,
- 3 – охолоджувач на виході,
- 4 – мастиловологовідділювач,
- 5 – повітроприймач,
- 6 – додаткова сушарка повітря,
- 7 – розподільча мережа,
- 8 – пневмоінструмент.

Рис. 8.1 Схема системи стисненого повітря

Розглянемо деякі можливості енергозбереження для кожної підсистеми.

Виробництво стисненого повітря

1. Керування продуктивністю компресора, якщо навантаження системи змінюється у часі.
2. Запобігання неробочому ходу компресора за тривалого нульового навантаження.

По можливості, компресори повинні вимикатись.

3. Регулярне очищення всмоктувального фільтра (спад тиску на кожні 25 мбар через забруднений фільтр знижує ефективність роботи компресора на 2%).
4. Удосконалення системи керування роботою мережі компресорів для досягнення оптимальної пріоритетності процесів вмикання і вимикання.
5. Відбір (відновлення) тепла за наявності теплового навантаження.

Наприклад, можна опалювати виробничі приміщення за рахунок ефективного відбору теплоти від компресорів системи стисненого повітря.

6. Заміна кільцевих клапанів компресорів на прямооточні.

Раніше більшість компресорів випускалися з кільцевими або дисковими клапанами. Ці клапани мали такі недоліки:

- прохідні перерізи були недостатніми, що викликало значні опори проходженню повітря; у результаті знижувалася подача компресора і збільшувалася питома витрата енергії;
- термін служби дискових і кільцевих клапанів не перевищує 3000 годин роботи (прямоточних – 8000 годин).

Багаторічні випробування і накопичений досвід експлуатації показали, що з установленням прямооточних клапанів замість кільцевих (пластинчастих) питома витрата електроенергії на вироблення стисненого повітря знижується в середньому на 13-15%.

Річні нераціональні витрати електроенергії компресором внаслідок використання кільцевих клапанів замість прямооточних визначається за формулою:

$$\Delta W = k \cdot P_k \cdot t, \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де $k = 0,13 \div 0,15$ – коефіцієнт зниження витрати електроенергії;

P_k – потужність, яку споживає компресор з мережі, кВт;

$$P_k = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi}{1000},$$

де U – напруга мережі, В;

I – фактичний струм електродвигуна компресора, А;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності електродвигуна компресора;

t – тривалість роботи компресора за рік, год.

7. Усунення витоків стисненого повітря через нещільності елементів системи транспортування повітря та деталей компресора.

У компресорній машині між деталями і вузлами існують зазори та нещільності, через які стиснене повітря може перетікати з області високого тиску в область з меншим тиском. Ці нещільності – наслідок неякісного виготовлення, монтажу, зношеності деталей і несвоєчасного ремонту компресора.

В поршневому компресорі витокам стисненого повітря сприяють

- нещільності всмоктувальних і нагнітальних клапанів, спричинені низькою якістю пластин, утворенням твердого нагару, що заважає клапанові щільно закриватися;
- нещільності поршнів у циліндрі, що спричиняє перетоки повітря;
- завищені зазори і нещільно підігнані поршневі кільця;
- нещільності поршневих клапанів компресора;

- неправильний розподіл тисків між ступенями компресора високого тиску.

У ротаційних компресорах особливо великий вплив на зниження продуктивності спричиняє завищення поздовжніх (торцевих) зазорів і зношеність пластин. Ці причини призводять до різкого зниження продуктивності компресора, яке сягає 30% і вище.

У відцентровому компресорі перетікання повітря з області підвищеного тиску в область зниженого відбувається через завищені зазори лабіринтових ущільнень і нещільності в міжступінчатих охолоджувачах. Ці перетоки стисненого повітря можуть бути істотними, що призводить до зниження продуктивності компресора і збільшення витрат електроенергії на стиснення повітря.

8. Зменшення втрат електроенергії заміною застарілих компресорів на сучасні.

Річні втрати електроенергії в компресорах застарілих конструкцій, які мають однакову подачу з компресорами нової конструкції визначають за формулою:

$$\Delta W = (P_1 - P_2) \cdot t, \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де P_1 – потужність електродвигуна компресора старої конструкції, кВт;

P_2 – потужність електродвигуна компресора нової конструкції, кВт;

t – тривалість річної роботи компресора, год/рік.

Транспортування і розподілення стисненого повітря

1. Вимикання окремих секцій мережі за допомогою вентилів.

Добре, якщо б це були дистанційно керовані електромагнітами вентилялі. Якщо на даний момент часу в якійсь секції не використовується жоден споживач стисненого

повітря, то стики і фланці в цій секції все одно протікають. Якщо неактивну секцію вимкнути за допомогою вентиля, то зникнуть і витoki в цій секції.

2. Поділ системи на дві або більшу кількість систем, якщо в одній і тій само системі використовуються різні рівні тиску (наприклад, зменшення тиску на деяких компресорах до 2 бар можна скоротити витрату енергії на 15%).

3. Усунення витоків стисненого повітря з повітропроводів низького тиску.

Рациональне використання стисненого повітря споживачами набуває не меншого, якщо не більшого, значення для економічної роботи компресора, ніж його номінальна продуктивність.

Багато організацій, які займаються випробуваннями і налагодженням компресорних установок, основну увагу звертають на підвищення продуктивності компресора, залишаючи осторонь питання транспортування і рационального споживання стисненого повітря. Тому дуже часто робота з налагодження компресора виявляється безрезультативною внаслідок значних втрат при споживанні і транспортуванні стисненого повітря.

Тим часом величезні резерви економії стисненого повітря й електроенергії містяться головним чином у налагодженні роботи повітряних мереж і рациональному використанні цих ресурсів.

Випробування повітряних мереж на щільність показали, що непродуктивні втрати стисненого повітря перевищують 30%.

Необхідно прагнути, щоб в умовах експлуатації повітряного господарства невиробничі втрати стисненого повітря під час його транспортування не перевищували 8 - 10%.

Ефективним засобом боротьби з витками повітря є систематична – не рідше 1 разу на рік – перевірка повітро-

проводу на щільність. Відімкнувши повітропровід від компресора, спостерігають (за показами манометра) за падінням тиску протягом визначеного проміжку часу. Знаючи об'єм відімкнутого повітропроводу, визначають витік.

Найпростіше визначити витoki за допомогою чутливого повітроміра. Періодично здійснюються заміри витрати стисненого повітря цехом, групою споживачів і окремими споживачами, які приєднані до мережі, але не працюють. У цьому випадку витрата повітря характеризує стан запірних і регулюючих пристроїв, шлангів і повітропроводів.

Розглянемо способи визначення втрат стисненого повітря.

За наявності витратомірів на початку і в кінці розподільної мережі втрата повітря:

$$C = C_n - C_k,$$

де C_n , C_k – витрата стисненого повітря протягом часу випробувань відповідно на початку і кінці ділянки, м³/хв.

Втрата електроенергії визначається шляхом перемноження величини абсолютних витоків на норму витрати електроенергії для вироблення стисненого повітря.

За відсутності приладів або неможливості з їхньою допомогою встановити розмір невиробничих витрат, витoku, досить просто знаходять падіння тиску у відімкненій мережі. Під час випробувань усі пневматичні приймачі повинні бути підімкнені до мережі, але не повинні працювати, тобто випробувана ділянка повинна знаходитися в робочому стані. Для точнішого визначення витоків бажано мати якомога більший об'єм відімкненої магістралі, тобто по можливості приєднати до випробовуваної ділянки магістралі повітрязбірники, водовідділювачі, ємні ділянки трубопроводів за умови достатньої щільності ємностей, які приєднуються. Випробування на щільність може аналогіч-

ним чином здійснюватися для повітропровідних магістралей з вимкненими споживачами.

Визначення маси повітря у вимкненій магістралі до і після випробування – це найпростіший спосіб визначення витоків. Внутрішній об'єм випробуваної магістралі попередньо визначається за кресленням або іншим способом, наприклад, заповненням водою. Різниця тисків на початку і наприкінці випробування повинна бути невеликою, щоб умови випробування наближалися до робочих.

Маса повітря, кг, у відімкненій магістралі на початку випробування визначається як

$$m_1 = \frac{P_1 \cdot V_0}{R \cdot T_1},$$

а наприкінці випробування

$$m_2 = \frac{P_2 \cdot V_0}{R \cdot T_2},$$

де P_1, P_2 – тиск повітря на початку і наприкінці випробування, Па;

T_1, T_2 – температура повітря на початку і наприкінці випробування, К;

V_0 – об'єм вимкненої магістралі, м³;

$R = 287$ Дж/(кг·град).

Витік у кг/год протягом випробування дорівнює

$$\Delta m = m_1 - m_2 = \frac{V_0}{R} \left(\frac{P_1}{T_1} - \frac{P_2}{T_2} \right),$$

Витік вимірювався за середньої різниці робочого й атмосферного тиску

$$\Delta P_{\text{сер}} = \frac{P_1 + P_2}{2} - P_0,$$

де P_0 – тиск навколишнього середовища, Па (кг/м²).

У реальних робочих умовах витік відбувається за різниці тисків $\Delta P = P_1 - P_0$, тому витік, приведений до дійсних робочих умов дорівнює

$$\Delta m_0 = \frac{V_0 \cdot 60}{R \cdot \tau} \left(\frac{P_1}{T_1} - \frac{P_2}{T_2} \right) \cdot \frac{\Delta P}{\Delta P_{\text{сер}}},$$

де τ – тривалість випробувань, хв.

Відсоток витоків визначається за формулою.

$$q = \frac{\Delta m_0}{\rho_0 \cdot V} \cdot 100\%,$$

де ρ_0 – густина повітря, кг/м³;

V – годинна витрата повітря в магістралі підімкненими споживачами, м³/год.

4. Зменшення витоків стисненого повітря через нещільності в арматурі і шлангах.

Витоки стисненого повітря відбуваються головним чином у триходових кранах і через отвори в шлангах та залежать від тиску в мережі і діаметра отвору.

Втрати електроенергії на витоки стисненого повітря орієнтовно визначаються виразом

$$\Delta W = \alpha \cdot n \cdot w \cdot t, \text{ кВт·год},$$

де α – коефіцієнт витрати повітря через нещільності арматури і шлангів, м³/хв;

n – кількість точок, де потрібно усунути витоки стисненого повітря;

w – питома витрата електроенергії на виробництво 1 м³ стисненого повітря, кВт·год/м³;

t – тривалість знаходження повітропроводу під тиском, хв.

5. Зменшення витоків стисненого повітря з повітропроводів високого тиску.

Для визначення витоків стисненого повітря з повітропроводів високого тиску необхідно наповнити повітряну

мережу стисненим повітрям, виміряти його температуру, робочий тиск, зупинити компресор і привести його у теплову рівновагу. Для цього повітряна мережа знаходиться під тиском протягом 2 годин, після чого здійснюються заміри.

Значення відносного витоку визначається за формулою

$$Y = 100 \cdot \left(1 - \frac{P_k \cdot (t_n + 273)}{P_n \cdot (t_k + 273)}\right),$$

де P_n – тиск у трубопроводі на початку дослідів, МПа;
 P_k – тиск повітря в трубопроводі наприкінці дослідів, МПа;

t_n – температура стисненого повітря на початку дослідів, °С;

t_k – температура стисненого повітря наприкінці дослідів, °С.

Труднощі визначення початкової і кінцевої температури стисненого повітря в трубопроводі знижують точність отриманих результатів, але вони в практичних умовах достатньо характеризують стан повітряної мережі.

Щільними вважаються трубопроводи, якщо значення витоку в них не перевищує 5%.

Споживання стисненого повітря

На багатьох підприємствах у зимовий час замість опалення продувних ліній повітрозбірників і мастиловологовідділювачів на них залишають не повністю закритими спускні крани, через які стиснене повітря безперервно випускається в атмосферу, запобігаючи їх замерзанню.

З метою осушення стисненого повітря від вологи в цехах, що споживають стиснене повітря, також часто залишають відкритими продувні вентиля від місцевих мастиловологовідділювачів. Так, наприклад, втрати стисненого

повітря через продувки на деяких підприємствах перевищують 10%.

На багатьох підприємствах спускання конденсату з мастиловологовідділювачів здійснюється вручну, відкриванням вентиля замість застосування автоматичних конденсатовідвідників, які значно скорочують непродуктивні втрати стисненого повітря.

Отже, деякі можливості енергозбереження для підсистеми споживання стисненого повітря.

1. Вимкнення невикористовуваного пневмоінструменту.

Зниження навантаження легко підрахувати, знаючи потужність, тривалість роботи і кількість устаткування, яке вимикається.

2. Заміна стисненого повітря іншими енергоносіями.

Застосування стисненого повітря для роботи приводів різних механізмів зазвичай супроводжується втратами його через виробку ущільнювальних манжет і запірних клапанів. Крім того, влітку волога в стисненому повітрі викликає корозію пневматичних пристроїв, що сприяє збільшенню витоків.

Коефіцієнт корисної дії ручного пневмоінструменту дуже низький, тому доцільно замінити його електроінструментом. У середньому економія електроенергії в цьому випадку складає 7..10%.

Якщо за умовами виробництва є доцільною заміна стисненого повітря вентиляторним дуттям, отримується значний економічний ефект.

Річна економія електроенергії:

$$\Delta W = (W_k - W_a) \cdot Q, \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де W_k – питома витрата електроенергії на вироблення стисненого повітря, кВт·год / м³;

$$W_6 = \frac{60 \cdot P}{G} - \text{питома витрата електроенергії на}$$

вироблення вентиляторного повітря, кВт·год/м³;

P – потужність електродвигуна, кВт;

G – продуктивність вентилятора, м³/хв;

Q – річний виробіток стисненого повітря, м³.

3. Вибір оптимального робочого тиску стисненого повітря.

Нерідко прямі втрати стисненого повітря (витоки в мережах, невиробничі витрати, невідповідність повітряного господарства і незадовільна його експлуатація) сягають 20... 25% і в окремих випадках складають половину вироблення стисненого повітря на підприємстві.

Споживання стисненого повітря під тиском вищим від необхідного призводить до непродуктивної витрати електроенергії на його вироблення. Зниження тиску в споживачів може бути здійснене застосуванням редукторів, інжекторів, дроселів і регуляторів тиску.

Річні втрати електричної енергії внаслідок використання стисненого повітря з тиском вищим від номінального визначають за формулою:

$$\Delta W = \frac{0,9 \cdot (L_1 - L_2) \cdot Q \cdot t}{\eta_c \cdot \eta_e \cdot \eta_{np} \cdot \eta_m \cdot \eta_i} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт·год};$$

де L_1, L_2 – робота стиснення 1м³ свіжого повітря в залежності від тиску, визначається за характеристикою компресора, кгм/м³;

Q – подача компресора, м³/хв;

t – тривалість роботи компресора за рік, год.;

$\eta_c, \eta_e, \eta_{np}$ – ККД електричної мережі, електродвигуна, передачі (0,8...0,99);

η_m – механічний ККД компресора (0,85...0,95);

η_i – індикаторний ККД.

Кінцевий тиск стисненого повітря значною мірою впливає на питому витрату електроенергії. Наприклад, зростання тиску на 0,98 МПа збільшує витрату електроенергії на 6...7%. Крім того необхідно врахувати, що з підвищенням тиску зростають втрати стисненого повітря в пневматичних двигунах і повітропроводах.

Значну економію електроенергії, яка йде на виробництво стисненого повітря, дає застосування повітря зниженого тиску для обдування у ливарному виробництві, у дрібних піскоструминних апаратах тощо.

Застосовуючи з цією метою повітря тиском 0,294 МПа замість звичайних 0,588 МПа, можна знизити витрату електроенергії на 30%. Якщо на підприємствах є лише одна система стисненого повітря, є доцільним застосування редукування тиску для окремих цехів, які мають можливість працювати на зниженому тиску.

Цей метод менш ефективний ніж система двох тисків, оскільки тиск повітря доводиться збільшувати до високого рівня, а потім редукувати його, але все-таки це дає економію.

4. Підігрівання стисненого повітря перед пневмоприймачами.

Підігрівання повітря, яке надходить до споживачів – ефективний засіб зменшення його витрати за рахунок збільшення питомого об'єму і зниження масової витрати обернено пропорційно температурі підігрівання.

Значення економії електроенергії у цьому випадку визначається виразом:

$$\Delta W = 0,22 \cdot G \cdot \Delta t \cdot \omega \cdot \tau, \text{ кВт·год},$$

де G – витрата стисненого повітря, м³/хв;

Δt – величина підігріву повітря, °С;

ω – питома витрата електроенергії на виробництво стисненого повітря, кВт·год/м³;

τ – тривалість роботи компресійної установки за рік, год.

З нагріванням повітря поліпшується робота піско-струминних апаратів, що запобігає забиванню сопел і зменшує простої.

Можливе використання підігрітого повітря і для ручних пневматичних інструментів, але з температурою 90 - 100 °С, що зменшує витрату повітря на 10% і збільшує працездатність, особливо в зимовий час.

Для підігрівання повітря можуть використовуватися рекуператори, встановлювані в борови нагрівальних печей, а за їх відсутності рекуперативні труби можна розташувати під подом печі або безпосередньо над нею в спеціальній повітропідігрівній камері.

Велика кількість стисненого повітря споживається в ковальських молотах. Втрати стисненого повітря в повітряних ковальських молотах часто перевищують 40% загальної витрати. Ці втрати викликані збільшеними зазорами між циліндром і поршневыми кільцями внаслідок їх швидкої зношеності і частої поломки; збільшеними зазорами між золотником і втулкою; нещільностями в сальниках; неправильним встановленням золотника і нещільністю в дроселі; нещільностями запірних пристроїв керування в молотах, що не забезпечує відмикання стисненого повітря на час перерви в роботі молота.

Усунення витоків стисненого повітря в розподільних золотниках повинне дати помітний ефект у зменшенні витрати стисненого повітря в ковальських цехах.

5. Використання нових систем стисненого повітря.

У випадку, якщо підприємство вирішує придбати або установити нову систему стисненого повітря необхідно звернути увагу на такі важливі моменти:

- необхідно запобігти збільшенню тиску в системі понад 5 бар. Зниження тиску в системі на 1 бар дозволяє знизити витрату електроенергії на 5-10%;

- необхідно передбачити автоматичне відімкнення компресорів за нульового навантаження;
- у компресор повинно всмоктуватися повітря, охолоджене до мінімально можливої температури. Зростання температури всмоктуваного компресором повітря на кожні 4 °С збільшує витрату енергії на 1%;
- у сучасних компресорах споживання енергії на неробочому ході складає всього 30% від споживання при повному навантаженні. У типових компресорах застарілих конструкцій ця цифра сягає 90%;
- швидкість потоку у повітропроводах не повинна перевищувати 6 м/с. Швидкість потоку 9 м/с буде коштувати на 2% дорожче.

Наприкінці наведемо кілька прикладів, що демонструють деякі можливі заходи з оптимізації мережі стисненого повітря і терміни їхньої окупності.

Приклад 8.1.

На підприємстві є чотири 50-кіловатних компресори, які керуються вручну і працюють протягом 16 годин на добу, 220 діб у році. Система розподілу складається з 4 секцій, причому 2 секції задіяні протягом 16 годин на добу, 2 секції задіяні протягом 8 годин на добу. 40% продуктивності кожної із секцій ідуть на витрати. З 8:00 до 16:00 усі 4 секції активні, система завантажена на 100% (працюють усі 4 компресори). З 16:00 до 24:00 2 секції активні, система завантажена лише на 50%, однак у той же час 2 секції залишаються неактивними, але вони як і раніше "протікають" і це ще 20% навантаження, які витрачаються. Таким чином, сумарне завантаження – 70%. Для забезпечення такої продуктивності необхідно, щоб працювали 3 компресори.

Споживання електроенергії у цьому випадку становитиме

$$4 \cdot 50 \text{ кВт} \cdot 8 \text{ (годин на добу)} \cdot 220 \text{ (дів у році)} + \\ + 3 \cdot 50 \text{ кВт} \cdot 8 \text{ (годин на добу)} \cdot 220 \text{ (дів у році)} = \\ = 616 \text{ 000 (кВт} \cdot \text{год /рік)}.$$

Припустимо тепер, що встановлено два крани, які вручну відтинають неактивні секції. Тоді можна один компресор вимкнути.

Економія енергії становитиме:

$$50 \text{ кВт} \cdot 8 \text{ (годин на добу)} \cdot 220 \text{ (дів у році)} = \\ = 88 \text{ 000 кВт} \cdot \text{год}.$$

За середньої вартості електроенергії 0,045 (\$/кВт·год) економія коштів:

$$88 \text{ 000 кВт} \cdot \text{год} \cdot 0,045 \text{ ($/кВт} \cdot \text{год)} = 3960 \$.$$

Вартість двох соленоїдних кранів 1500\$.

Термін окупності:

$$1500 / 3960 = 0,38 \text{ року}.$$

Додаткова перевага – зменшення потреби в обслуговуванні.

Приклад 8.2.

Нехай загальне споживання електроенергії компресорної станції – 1200000 (кВт·год на рік)

Розглянути можливість використання відновлення тепла для потреб опалення будинку.

Потенційна можливість відновлення тепла складає 80% витраченої електричної енергії. Інвестиції в додаткове устаткування для опалення будинку (теплообмінник, pompa з електроприводом, систему трубопроводів) сягають 40 000\$.

Для потреб опалення будинку можна використати:

$$1200000 \text{ (кВт} \cdot \text{год/рік)} \cdot 0,8 = 960 \text{ 000 (кВт} \cdot \text{год/рік)}.$$

За вартості газу 0,04 \$/кВт·год економія коштів за рахунок опалення становитиме:

$$960000 \text{ (кВт} \cdot \text{год/рік)} \cdot 0,04 \text{ ($/кВт} \cdot \text{год)} = 38 \text{ 400 ($/рік)}.$$

Збільшення споживання електроенергії електроприводом помпи протягом опалювального сезону можна оцінити, як :

$$5 \text{ кВт} \cdot 24 \text{ (годин/добу)} \cdot 200 \text{ (опалювальний сезон)} \cdot 0,045 \text{ ($/кВт} \cdot \text{год)} = 1 \text{ 080 \$}.$$

Термін окупності:

$$40 \text{ 000} / (38 \text{ 400} - 1 \text{ 080}) = 1,1 \text{ року}.$$

Приклад 8.3.

Основні пневмоінструменти підприємства потребують тиску 7-8 бар.

Устаткування пневмоуправління вимагає лише 2,3 бар, однак воно під'єднане до основної системи стисненого повітря через редуктори тиску.

Можна оцінити, що споживання енергії на ці потреби складає 140 000 (кВт·год/рік).

Пропонується розбити систему на дві незалежні підсистеми (секції) з різними рівнями тиску. Секція з нижчим тиском потребувала б лише 50% від попереднього рівня споживання енергії. Невеликий наявний на підприємстві компресор міг би задовольнити цю потребу.

Економія енергії становитиме:

$$140 \text{ 000 (кВт} \cdot \text{год/рік)} \cdot 0,50 = 70000 \text{ (кВт} \cdot \text{год/рік)}.$$

При середній вартості електроенергії 0,045 (\$/кВт·год) економія коштів:

$$70000 \text{ (кВт} \cdot \text{год/рік)} \cdot 0,045 \text{ ($/кВт} \cdot \text{год)} = 3150 \$.$$

Інвестиції в нові деталі можна оцінити в 1400\$.

Термін окупності:

$$1400 / 3150 = 0,45 \text{ року}.$$

8.2. ХОЛОДИЛЬНЕ УСТАТКУВАННЯ

Холодильне устаткування споживає значну частину електроенергії в різних галузях промисловості особливо в харчовій. Більшість холодильних установок працює на основі стандартного циклу випаровування – компресії (рис. 8.2).

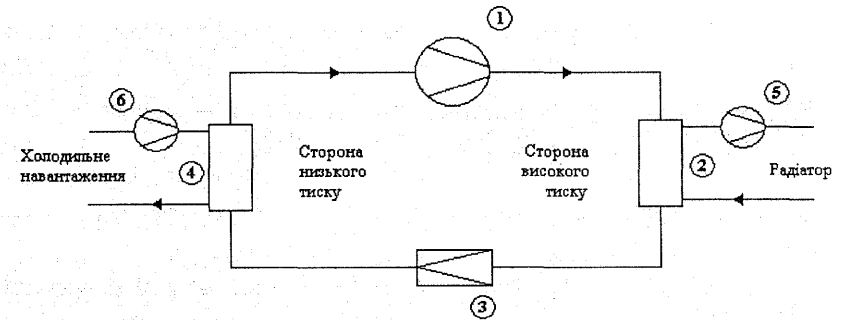
Значної економії енергії можна досягти шляхом поліпшення конструкції, покращення експлуатації й обслуговування холодильних установок.

У пошуках економії в холодильних установках перше, що спадає на думку, – це спробувати мінімізувати холодильне навантаження. Зазвичай навантаження складається із суми декількох складових:

- втрати при передачі;
- втрати на вентиляцію, або пропускання повітря;
- внутрішні джерела тепла (освітлення, вентилятори, пристрої розморожування, люди в холодильній камері, вантажівки, і т.п.);
- охолодження продукції від початкової вищої температури до кінцевої нижчої;
- втрати в розподільній системі (наприклад, погано ізольовані труби).

Проаналізувавши навантаження холодильного устаткування, можна знизити споживання енергії в холодильній установці. Деякі з пов'язаних з цим можливостей економії – це типові маловитратні або зовсім безкоштовні заходи (наприклад, зменшення часу, протягом якого відкриті дверні отвори в холодильних камерах).

Типові можливості для економії на компресорах найчастіше пов'язані зі стратегією керування. Дуже важливо уникати роботи при частковому завантаженні, особливо це стосується гвинтових компресорів.



Елементи системи:

1. Компресор
2. Конденсатор
3. Розширювальний клапан
4. Випарник
5. Насос або вентилятор для охолодження конденсату
6. Насос або вентилятор для холодної сторони

Рис. 8.2. Схема простої одноступеневої холодильної системи

Можна локалізувати деяку економію на “гарячій стороні” холодильної машини, тобто біля конденсатора. Іноді можна зменшити температуру конденсації за рахунок поліпшення теплопередачі, наприклад, на практиці часто зустрічаються сильно засмічені або заіржавілі форсунки випарника. Пам’ятайте, що на кожному градусі, на який Ви знижуєте температуру конденсатора, заощаджується 2-5% енергії.

Перелічимо деякі можливості енергозбереження.

1. Зменшення навантаження, що створюється за рахунок охолодження.
2. Зменшення холодильного навантаження шляхом поліпшення термоізоляції холодильних камер і зменшення їхньої внутрішньої вентиляції.

3. Підвищення ефективності холодильної системи шляхом підвищення температури на холодній стороні і зниження на гарячій.

4. Поліпшення розморожувальних систем.

Ефективність обмерзлого випарника вкрай низька.

5. Скорочення часу відкривання дверей і отворів, а також зменшення витоків у холодильних камерах.

Якщо за технологією двері і отвори неминучі, то час, протягом якого вони відкриті, повинен бути зведений до мінімуму. Де тільки можливо використовуйте автоматичні двері або хоча б теплоізолюючі завіси. Оптимізуйте транспортні потоки через холодильну камеру.

6. Автоматичне керування продуктивністю холодильних машин, (наприклад, за допомогою термостата) особливо у випадку, якщо навантаження не є сталим.

7. Зменшення теплових втрат у мережі передачі холодоагенту за рахунок поліпшення термоізоляції.

8. Зменшення кількості тепла, яке віддається в холодильній камері різними об'єктами (помпами, освітленням, присудніми там людьми тощо).

Освітлення в холодильній камері повинно бути вимкнено, краще застосовувати "холодні" джерела світла.

9. Контроль за теплопередачею на випарнику і конденсаторі.

Холодильна система повинна бути включена в сферу інтересів енергетичного менеджера на підприємстві. Рекомендується оснащувати холодильну систему постійно діючими вимірювальними приладами. Кількість і частота вимірювань буде залежати від того, наскільки значним є споживання енергії холодильної системи в порівнянні з іншими системами й установками підприємства. Потрібно бути уважним, щоб не створити виток холодоагентів під час вимірювання тиску.

8.3. ВЕНТИЛЯЦІЙНІ СИСТЕМИ

Споживання енергії вентиляційними системами (рис. 8.3) становить значну частину від загального споживання на підприємстві.

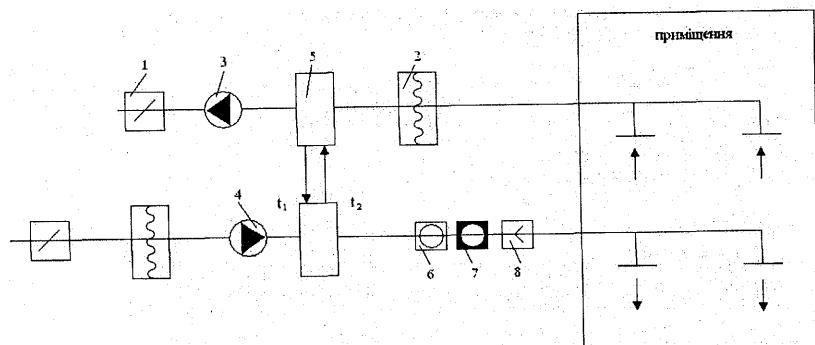
Як правило, ці системи є елементами технологічних установок і засобом забезпечення у виробничих приміщеннях необхідних санітарно-гігієнічних умов. У той само час, ці системи значно впливають на споживання енергії системами опалення й охолодження будинків.

Можна припустити, що в зв'язку з прийняттям нових стандартів з кліматичних умов всередині виробничих та інших будівель, у майбутньому буде встановлюватися все більша кількість вентиляційних систем.

Споживання енергії працюючими вентиляторами дуже просто оцінити виходячи з часу їхнього наробітку. Однак загальне споживання енергії з урахуванням нагрівання повітряного потоку може бути істотним.

Як приклад можна сказати, що споживання електроенергії постійно діючою вентиляційною установкою з потоком 1 кг/с (або 3000 м³ /год) становить близько 20000 кВт·год/рік. Якщо врахувати споживання енергії на нагрівання повітря в холодні дні, її загальне споживання може збільшитися в 5 разів (близько 100000 кВт·год/рік).

До початку робіт з енергозбереження слід розглянути наявне навантаження. Потрібно з'ясувати, яка реальна потреба у вентиляції, чи змінилася ця потреба з того моменту, коли конструювалася і споруджувалася вентиляційна система. Потім доцільно визначити параметри основного навантаження: теплове навантаження, вологість, а також наявність викидів різних газів у вентиляційному приміщенні, присутність у повітрі твердих часток і т. ін.



Елементи системи:

- 1 – шибер,
- 2 – фільтр,
- 3 – витяжний вентилятор,
- 4 – нагнітальний вентилятор,
- 5 – теплообмінник,
- 6 – охолоджувальна поверхня,
- 7 – нагрівальна поверхня,
- 8 – зволожувач.

Рис. 8.3 Схематичне зображення системи вентиляції

Необхідно також з'ясувати розподіл цих параметрів у часі протягом дня, тижня, року. Занадто часто системи вентиляції працюють з надлишковою продуктивністю.

Розглянемо типові можливості енергозбереження.

1. Модифікація основного і допоміжного електроустаткування.

Іноді теплове навантаження або, наприклад, деякі гази, що генеруються одним якимось пристроєм у вентиляційній зоні вимагають майже всієї продуктивності вентиляційної системи. Модифікуючи такий пристрій або процес, можна одержати деякі переваги як в ефективності самого технологічного процесу, так і виграти за рахунок

підвищення ефективності вентиляції. Як приклад можна навести заміну застарілих освітлювальних систем у приміщеннях з кондиціонуванням. Економія, скажемо, 100000 кВт·год за рік у самій освітлювальній системі призведе крім того до додаткової економії близько 30000 кВт·год на рік на установці кондиціонування повітря. Потік повітря від системи вентиляції може бути також зменшений.

2. Скорочення тривалості відчиненого стану дверей.

Під час охолодження або обігрівання будинків за допомогою вентиляційних систем великі втрати можуть виникнути внаслідок інфільтрації зовнішнього повітря. Використовуючи можливості створити закриті перехідні камери на дверях, застосовуючи пластикові завіси або інші пристрої, можна ці втрати значно скоротити.

3. Блокування вентиляторів повітряних завіс з механізмом відкривання воріт.

У випадку блокування вентиляторів теплових завіс із механізмами відкривання воріт теплова завіса вмикається автоматично і працює протягом відкритого стану воріт, а після закривання їх завіса вимикається.

Річна економія електроенергії може бути визначена за формулою:

$$\Delta W_e = \sum_{i=1}^m P_i \cdot n_{\text{дiб}} \cdot (T - \tau),$$

де P_i – потужність електродвигуна i -ої теплової завіси, кВт;

$n_{\text{дiб}}$ – тривалість опалювального періоду, діб;

m – кількість теплових завіс;

T – кількість годин роботи цеху, год. (однорічна робота – 8 год., двохрічна – 16 год.)

τ – тривалість відкритого стану воріт за добу, год.

Очікувана економія від заходу – до 20%.

4. Зменшення витоків з вентиляційних повітроводів.

Витоки повітря можуть бути особливо значними з неякісно склепаних повітроводів прямокутного перерізу. Вони збільшують втрати і тим самим збільшують навантаження на вентилятори.

5. Відключення вентиляторів у позаробочий нічний час.

Частину вентиляторів також варто відключати на час перемінювання і обідніх перерв. Очікувана економія від заходу – до 20%.

6. Узгодження існуючої продуктивності вентиляторів з фактичним навантаженням.

7. Автоматизація керування продуктивністю.

Відповідне керування повинне залежати від часу доби і реалізується за допомогою простого годинникового механізму (таймера).

8. Автоматизація керування вентиляційними системами з урахуванням температури зовнішнього повітря.

9. Використання місцевих витяжних пристроїв.

Захід дозволяє зменшити навантаження на основну вентиляційну систему. У багатьох виробничих компаніях рекомендується, щоб одна центральна вентиляційна система була доповнена декількома місцевими витяжними пристроями.

10. Удосконалювання конструкції вентиляційної системи.

Для поліпшення ефективності вентиляційної системи необхідно звернути увагу на наступні аспекти:

- Потрібно розглянути втрати тиску в системі. Втрати на тертя повітря у повітропроводі зменшаться на 75% збільшенням його внутрішнього діаметра на 50%. Уникайте швидкості повітря понад 10 м/с.
- У випадку, коли продуктивність змінюють шляхом дроселювання деякої заслінки, потрібно розглянути інші способи керування продуктивністю, наприклад: увімкнення/вимкнення одного

чи кількох невеликих вентиляторів, які працюють паралельно, керування швидкістю потоку повітря – неперервно чи дискретно.

- Якщо продуктивність занадто висока, необхідно змінити передавальне число ремінного приводу вентиляторів. Пам'ятайте, що подвоєння швидкості потоку:

- подвоїть продуктивність,
- збільшить тиск у 4 рази,
- збільшить споживання енергії в 8 разів.

- Необхідно уникати втрат у системі внаслідок неправильної установки вентиляторів.
- Потрібно замінити електродвигуни, з великою тривалістю роботи впродовж року енергоефективнішими двигунами.
- Необхідно досліджувати, чи немає значних втрат у ремінних приводах вентиляторів і в підшипниках.

11. Застосування сучасних типів вентиляторів.

Заміна застарілих типів вентиляторів з низьким ККД на сучасні дозволить заощадити енергію:

$$\Delta W = \frac{H \cdot G \cdot (\eta_2 - \eta_1) \cdot \tau}{10^2 \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_e \cdot \eta_m}, \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де H – напір вентилятора, м.вод.ст.;
 G – подача вентилятора, м³/год;
 η_1, η_2 – ККД застарілого і сучасного вентиляторів;
 η_e, η_m – ККД електродвигуна і мережі відповідно;
 τ – тривалість роботи вентилятора протягом року, год.

12. Застосування багатошвидкісних електродвигунів замість регулювання шиберами в напірній лінії вентиляційної установки (економія 20...30%).

13. Регулювання подачі повітродувки шиберами на всмоктуванні замість регулювання на нагнітанні (економія 15%).

14. Регулювання витяжної вентиляції шиберами на робочих місцях замість регулювання на нагнітанні (економія до 10%).

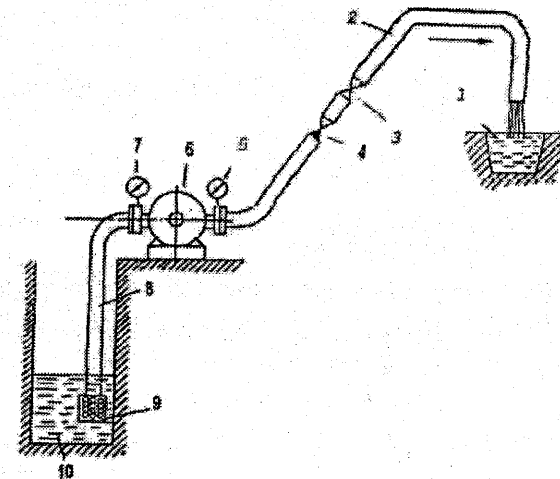
15. Блокування індивідуальних витяжних систем з робочими механізмами (економія до 25...30%).

Для того, щоб ефективно використовувати вентиляційну систему, необхідно її якісно і систематично обслуговувати. Наприклад, дуже важлива хоч і часто недооцінювана операція – очищення повітряних фільтрів. Вентиляційні системи повинні бути включені в загальну систему енергетичного менеджменту підприємства.

8.4. ПОМПОВІ УСТАНОВКИ

Помпи – це пристрої, які входять до складу більшості нагрівальних або охолоджувальних систем, а також систем водопостачання, передачі різних рідин і суспензій (рис.8.4).

Якщо керування помпами організовано неправильно, вони можуть серйозно збільшувати споживання енергії. Якщо помпи працюють без навантаження, то вони також істотно впливають на загальне споживання енергії.



Елементи системи:

1 – водоприймальний басейн,

2 – нагнітальний трубопровід,

3 – зворотний клапан,

4 – засувка,

5 – манометр,

6 – помпа,

7 – вакуумметр,

8 – всмоктувальний трубопровід,

9 – всмоктувальний клапан,

10 – водозбірник.

Рис. 8.4. Гідравлічна схема помпової установки

Для опрацювання карти енергоспоживання підприємства споживання електроенергії помпами досить просто оцінити, ґрунтуючись на тривалості роботи T_p їхніх двигунів, продуктивності, повному напорі і густині рідини. При цьому зручно користуватися такою формулою:

$$W = \frac{QH\gamma}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3} T_p, \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де Q – продуктивність, або дійсна подача помпи, м³/год,

H – повний напір з урахуванням висоти всмоктування, м,

γ – густина рідини, кг/м³,

η_1, η_2, η_3 – ККД передачі, помпи, двигуна.

Для випадку водопостачання ($\gamma = 1000$ кг/м³) цей вираз спроститься:

$$W = 2,72 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{QH}{\eta_2 \eta_3} \cdot T_p.$$

У ході вивчення чинного навантаження необхідно оцінити реальну потребу в перекачуванні рідини помпами, встановити, чи змінилося навантаження після того, як була спроектована і встановлена помпова система. Необхідно досліджувати графік зміни цього навантаження протягом дня, тижня, року. Дуже часто помпові системи експлуатуються з надмірною продуктивністю протягом тривалого періоду часу або навпаки, вони довго працюють недовантаженими.

Таким чином, ґрунтуючись на реальному навантаженні помпи, необхідно відповідним чином керувати її продуктивністю. Часто керування продуктивністю ґрунтується на принципі часової залежності. Це досягається шляхом ручного керування або автоматично. У будь-якому випадку керування швидкістю потоку для підтримання визначеного рівня тиску, а отже, продуктивності може призвести до значної економії.

Розглянемо типові можливості енергозбереження.

1. Заміна малопродуктивних помп продуктивнішими з високим ККД.

Для систем водопостачання економія електроенергії складе

$$\Delta W = 2,72 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{QHT_p(\eta_{2н} - \eta_{2с})}{\eta_3 \cdot \eta_{2н} \cdot \eta_{2с}}, \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де η_3 – ККД двигуна, а $\eta_{2н}$ і $\eta_{2с}$ – ККД нової і старої помп, решта позначень – як у попередній формулі.

2. Забезпечення максимального завантаження помп.

Найменша питома витрата електроенергії має місце у випадку роботи помпи з максимальною подачею.

3. Заміна помпи відповідно до характеристики трубопроводу.

4. Підвищення ККД помп до їхніх паспортних значень встановленням нових ущільнень і ретельного балансування робочих коліс.

5. Установка робочого колеса безпосередньо на валу двигуна.

6. Поліпшення конструкції системи шляхом збільшення діаметра трубопроводу.

Втрати внаслідок тертя рідини в трубах можна зменшити на 75% збільшенням діаметра труби на 50%.

7. Керування продуктивністю.

Наприклад, можна використовувати кілька невеликих помп, які працюють паралельно. Керування швидкістю потоку може бути неперервне або ступінчасте. У випадку, якщо продуктивність керується дросельною заслінкою, розгляньте інші способи.

8. Якщо продуктивність помпової системи завищена, необхідно змінити передавальне число ремінної, або іншої передачі.

Не слід забувати, що подвоєння діаметра:

- збільшить продуктивність у 8 разів,
- підвищує тиск в 4 рази,
- збільшить споживану потужність у 32 рази.

9. Зменшення кавітації.

Для цього:

- розміщуйте помпу якнайнижче або рідину якнайвище,
- у простих замкнутих системах, наприклад, бойлерах, розміщуйте діафрагмовий розширювальний бак як перший елемент системи, а потім помпу у лінії теплорозподільної системи,
- виконуйте забірні патрубки якомога коротшими з найменшою кількістю з'єднань у них, щоб уникнути перепадів тиску,
- за можливості збільшуйте діаметр забірних патрубків,
- знижуйте температуру рідини.

10. Встановлення акумулятора води на висоті необхідного напору з пристроєм автоматичного вимикання помпового агрегату у випадку заповнення акумулятора водою.

Це врахує ту обставину, що потреба в максимальній потужності на практиці буває короткочасною.

11. Якісне і систематичне обслуговування.

Помпова система повинна бути включена в загальну систему енергетичного менеджменту підприємства. Загальний ККД відцентрових pomp, обумовлений гідравлічними, об'ємними і механічними втратами, зазвичай складає для pomp низького напору 0,4...0,7, середнього напору – 0,5...0,7, високого напору – 0,6...0,8. Помпи нових конструкцій мають ККД, який дорівнює 0,9. Значення ККД поршневих pomp коливається від 0,6 до 0,9 у залежності від розмірів, типів, стану pomp і передачі.

12. Зниження питомої витрати енергії на подачу води через зменшення напору в результаті усунення зайвої арматури і непотрібних поворотів трубопроводу або зниження їхнього опору згладжуванням гострих кутів.

Втрата напору в трубопроводі на прямій ділянці:

$$\Delta H = \frac{0,083 \cdot \lambda \cdot L \cdot Q^2}{d^5},$$

для місцевих опорів:

$$\Delta H = \frac{0,083 \cdot f \cdot Q^2}{d^4},$$

де λ – коефіцієнт тертя води об стінки труб (0,02...0,03);

L – довжина ділянки трубопроводу, м;

Q – дійсна витрата, м³/год;

d – діаметр трубопроводу, м

f – коефіцієнт місцевого опору, рівний для засувки 0,5, для закругленого на 90° коліна – 0,3, для зворотного клапана – 5,0.

13. Впровадження оборотного водопостачання.

Це може скоротити витрати первинної води вдвічі і забезпечити економію електроенергії на 15-20%. Річна економія електроенергії від впровадження заходів щодо скорочення витрати води

$$\Delta W = W_{\text{вит}} (Q_1 - Q_2) \cdot T \cdot 10^{-3} \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де $W_{\text{вит}}$ – питома витрата електроенергії, кВт·год/м³;

Q_1, Q_2 – витрати води до впровадження заходів і після їх впровадження, м³/год;

T – тривалість роботи pomp протягом року, год.

8.5. ЕЛЕКТРОПРИВОД

Електропривод – основний постачальник механічної енергії на промислових підприємствах, а також основний споживач електричної енергії.

В роботі з електродвигунами головне – правильно “господарювати”. Якщо електродвигуни перевантажені, то вони швидко виходять з ладу, якщо вони недовантажені, то працюють неефективно, знижується їх ККД і $\cos \varphi$.

За результатами енергоаудиту принципово можливі два підходи до підвищення енергоефективності електропривода:

- заміна недовантажених двигунів на двигуни меншої потужності;
- застосування регульованого електропривода.

Зі зміною технологічного процесу можливе недовантаження асинхронних електродвигунів. Якщо підвищення корисного навантаження робочої машини протягом тривалого періоду часу неможливе, а електродвигун має значний невикористаний резерв потужності, доцільна постановка питання про заміну недовантаженого електродвигуна. Заміна дозволить збільшити ступінь використання електродвигуна, збільшити коефіцієнт навантаження і зменшити споживання реактивної і активної енергії.

Заміна рекомендується, якщо середній коефіцієнт навантаження менший 40...45%. Якщо навантаження лежить у межах 45...70%, то доцільність заміни вирішується техніко-економічним обґрунтуванням.

Втрати в системі електропостачання й електродвигуні у випадку його заміни повинні знижуватися. Доцільність вилучення надлишкової потужності асинхронних електродвигунів визначається наступним виразом

$$(P_1 + K_E \cdot Q_1) - (P_2 + K_E \cdot Q_2) > 0,$$

де $P_1 Q_1$ – втрати активної потужності і реактивна потужність двигуна, який замінюється, за існуючого навантаження;

P_2 і Q_2 – втрати активної потужності і реактивна потужність двигуна, яким замінюють наявний, при тому самому навантаженні;

K_E – коефіцієнт підвищення втрат (можна приймати 0,05...0,10; більші значення стосуються часу максимуму енергосистеми).

Сумарні втрати активної потужності можуть бути визначені за формулою [4]

$$P_{\text{сум}} = Q_{\text{HX}} \cdot K_E (1 - K_s^2) + K_s^2 \cdot Q_H \cdot K_E + \Delta P_{\text{HX}} + K_s^2 \cdot \Delta P_{\text{a.H}},$$

де $Q_{\text{HX}} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{\text{HX}}$ – реактивна потужність, яка споживається електродвигуном з мережі в режимі неробочого ходу, квар;

I_{HX} – струм неробочого ходу електродвигуна, А;

U_H – номінальна напруга електродвигуна, В;

$K_s = \frac{P}{P_H}$ – коефіцієнт завантаження електродвигуна;

P – середнє навантаження електродвигуна, кВт;

P_H – номінальна потужність електродвигуна, кВт;

$Q_H = \frac{P_H}{\eta_d} \cdot \tan \varphi_H$ – реактивна потужність електродвигуна за номінального навантаження, квар;

η_d – ККД електродвигуна при повному навантаженні;

$\tan \varphi_H$ – номінальний коефіцієнт потужності електродвигуна;

K_E – коефіцієнт підвищення втрат;

$\Delta P_{\text{HX}} = P_H \left(\frac{1 - \eta_d}{\eta_d} \right) \left(\frac{\nu}{1 + \nu} \right)$ – втрати активної потужності

в режимі неробочого ходу електродвигуна, кВт;

$$\Delta P_{a.H} = P_H \left(\frac{1 - \eta_\delta}{\eta_\delta} \right) \left(\frac{\nu}{1 + \nu} \right) - \text{приріст втрат активної по-}$$

тужності в електродвигуні за 100% навантаження, кВт;

$$\nu = \frac{\Delta P_{HX}}{\Delta P_{a.H}} = \frac{(\Delta P_{HX}, \%)}{(I - \eta_\delta, \%) - (\Delta P_{HX}, \%)} - \text{розрахунковий}$$

коефіцієнт, що залежить від конструкції електродвигуна;

$\Delta P_{HX}, \%$ – активні втрати неробочого ходу у відсотках від активної потужності, що споживається двигуном за 100% завантаження.

Доцільність застосування регульованого електропривода визначається характером механічного, а отже і електричного навантаження:

- зі змінним кутовим моментом – для pomp, вентиляторів, транспортерів, конвеєрів, відцентрових компресорів, нагнітачів;
- зі сталим кутовим моментом – для змішувачів, перемішувачів, млинів і т.д.;
- зі сталою потужністю – для електроінструментів.

Зазвичай системи керування швидкістю електродвигунів застосовують для оптимізації технологічного керування, поліпшення якості продукту, який виробляється, та з метою підвищення продуктивності праці. На практиці найкращі можливості для економії енергії існують тоді, коли помпи або вентилятори протягом тривалого часу працюють у режимі часткового навантаження. Вивчення можливостей енерозбереження повинне охоплювати дослідження таких чинників:

- загальна тривалість роботи (у годинах);
- зміна навантаження в часі;
- вартість електроенергії;
- робочі технологічні цикли.

Відмітимо однак, що оцінювати лише чисто енергетичний ефект від застосування керованих електроприводів принципово невірно. У сфері технології ефект виявляється істотно вищим, ніж просто економія електроенергії.

Мета застосування будь-яких електроприводів зі змінюваною (керованою) швидкістю – це підтримка швидкості двигуна якнайближчою до оптимальної або заданої, що диктується вимогами технологічного процесу або необхідністю зниження питомої витрати електроенергії. Оцінювальні значення економії електроенергії у випадку заміни нерегульованого електропривода регульованим такі:

- для вентиляційних систем – 50%;
- для компресорів – 40-50%;
- для повітродувок і вентиляторів – 30%;
- для pomp – 25%.

Нижче наведені загальні рекомендації з енергозбереження, що стосуються будь-яких електродвигунів.

1. Електродвигуни повинні бути ретельно підібрані відповідно до потреб навантаження.
2. Повинен бути встановлений ефективний захист від ушкодження крильчаток вентиляторів на осях електродвигунів.
3. Необхідно поліпшувати елементи трансмісії.
4. Необхідно розглянути можливість встановлення приводів зі змінною швидкістю, особливо там, де двигуни значну частину часу працюють з неповним навантаженням.
5. Необхідно використовувати лише енергоефективні електродвигуни, оскільки річна вартість річного споживання енергії електродвигунами може в кілька разів перевищувати вартість самих електродвигунів.
6. Необхідно відмовитися від експлуатації несправних або погано відремонтованих електродви-

гунів. Якщо ремонт електродвигунів технічно неминучий і економічно доцільний, то слід проводити його без зміни номінальних даних електродвигунів.

7. Електродвигуни верстатів, що працюють без потреби, повинні легко вимикатися. Необхідно передбачати обмеження неробочого ходу.

Втрати електроенергії за відсутності вимикачів неробочого ходу одного верстата визначаються за формулою [4]

$$\Delta W = \zeta \cdot T_0 \cdot [(1 - \lambda) \cdot d \cdot \sum P_{н.д}], \text{ кВт·год,}$$

де T_0 – річний фонд робочого часу, год;

ζ – середня відносна тривалість увімкненого стану двигунів верстата до встановлення автоматичних вимикачів;

λ – середня відносна тривалість корисної роботи верстата за часом включення;

$d = \frac{P_{нх}}{P_n}$ – середнє значення споживаної потужності на

неробочий хід головного двигуна верстата, віднесене до номінальної потужності двигуна;

$\sum P_{н.д}$ – сумарна потужність двигунів верстата, кВт.

Застосування обмежувачів неробочого ходу на верстатах, які мають міжопераційний час (тривалість неробочого ходу) понад 10 с, завжди призводить до економії електроенергії.

За допомогою діаграми (рис 8.5) можна визначити розмір економії, який досягається, і встановити економічну доцільність застосування обмежувачів холостого ходу.

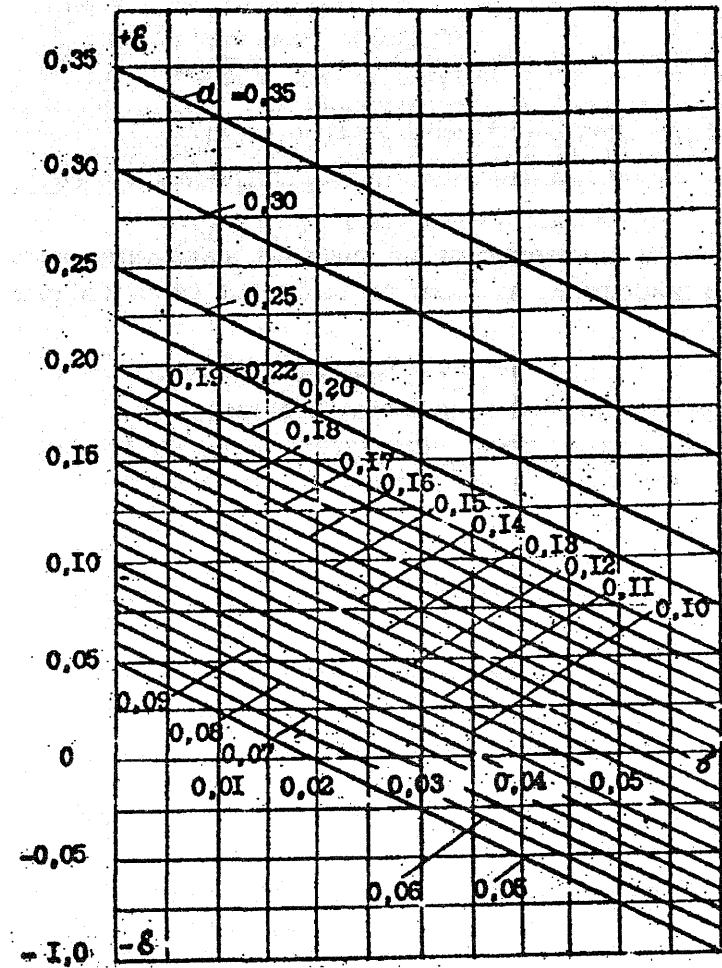


Рис. 8.5. Діаграма визначення ефективності обмежувачів неробочого ходу

Для цього визначаються параметри діаграми

$$a = \frac{P_{HX}}{P_H}; \quad b = \frac{1}{4T},$$

де P_{HX} – потужність неробочого ходу, кВт;

P_H – номінальна потужність електродвигуна, кВт;

T – тривалість міжопераційного часу, с.

За параметрами на діаграмі знаходимо показник ефективності ξ , за яким визначається економія електроенергії електропривода

$$W = \xi P_H T n_o / 3600, \text{ кВт·год}$$

де n_o – число циклів роботи верстата.

Застосовуючи обмежувачі неробочого ходу необхідно враховувати можливість перегрівання обмоток електродвигунів.

8.6. ОСВІТЛЮВАЛЬНІ УСТАНОВКИ

Впровадження нових прогресивних джерел світла, застосування світильників з високим ККД, впровадження нових конструкцій відбиваючої арматури і раціональних схем освітлення дозволяють у багатьох випадках різко підвищити ефективність електроосвітлювальних установок, збільшити освітленість робочих місць, досягти економії електроенергії.

На даний час значного поширення набули газорозрядні лампи, які економічніші ніж лампи розжарення. Світлова віддача вітчизняних люмінесцентних ламп лежить в межах

$$\eta_{\lambda} = \Phi / P_H = 42 \dots 62 \text{ лм/Вт}$$

і значно перевершує світлову віддачу ламп розжарення, яка становить $\eta_n = 5 \dots 20 \text{ лм/Вт}$,

де Φ – світловий потік, лм,

P_H – номінальна потужність, Вт.

Світлова віддача деяких ламп за даними Асоціації інженерів-електроенергетиків США наведена в *табл. 8.1*.

Річні втрати електроенергії від використання ламп розжарення замість люмінесцентних складають:

$$\Delta W = P_p \cdot \left(1 - \frac{\eta_p}{\eta_{\lambda}} \right) \cdot \tau_{oc}, \text{ кВт·год}$$

де P_p – сумарна потужність ламп розжарення, кВт;

η_p, η_{λ} – світлова віддача ламп розжарення і люмінесцентних відповідно, лм/Вт;

τ_{oc} – число годин використання максимуму освітлювального навантаження, год.

Таблиця 8.1. Світлова віддача ламп

№	Тип лампи	η_{λ} , лм/Вт
1	Лампа розжарення	5 ÷ 20
2	Вольфрамово-галогідна лампа	15 ÷ 25
3	Галогенна інфрачервона відбиваюча лампа	20 ÷ 30
4	Ртутна лампа	25 ÷ 55
5	Компактна люмінесцентна лампа (5-26Вт)	20 ÷ 55
6	Компактна люмінесцентна лампа (27-55Вт)	50 ÷ 80
7	Люмінесцентна лампа	65 ÷ 100
8	Метало-галогенна лампа	45 ÷ 100
9	Компактна метало-галогенна лампа	45 ÷ 80
10	Натрієва лампа високого тиску	45 ÷ 110
11	Біла натрієва лампа	37 ÷ 55
12	Натрієва лампа низького тиску	55 ÷ 160

Річне число годин використання максимуму освітлювального навантаження τ_{oc} для деяких споживачів наведено в *табл. 8.2*.

Таблиця 8.2. Число годин використання максимуму освітлювального навантаження для деяких споживачів

Споживачі освітлювального навантаження	τ_{oc} , год
Внутрішнє освітлення	
Робоче освітлення (для місцевості із широтою 56°):	
– однозмінна робота	250
– двозмінна робота	1850
– тризмінна робота	4000
Аварійне загальне освітлення	4800
Зовнішнє освітлення	
Робоче освітлення заводських територій, що вмикається	
– до 24 год	1750
– до 1 год	2450
– на всю ніч	3600

За завищеної потужності освітлювальних установок річні втрати електроенергії визначаються за виразом

$$\Delta W = (P_{\phi} - P) \cdot \tau_{oc}, \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де P_{ϕ} – фактична потужність ламп, кВт,

P – потужність ламп, визначена проектом або необхідна за нормами освітлення, кВт.

У випадку вмикання джерел світла в денний час через порушення графіків вмикання і вимикання освітлення втрати електроенергії можна обчислити за встановленою потужністю освітлення даного цеху або ділянки і за тривалістю увімкненого стану освітлення в денний час

$$\Delta W = P \cdot \tau, \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де P – потужність усіх ламп, увімкнених у денний час, кВт,

τ – тривалість увімкненого стану освітлення в денний час, год.

Забруднення світильників речовинами, що знаходяться в повітрі виробничих приміщень, призводить до різкого зниження їх ККД. Тому постійне підтримування світильників чистими має велике значення для раціонального використання електроенергії в електроосвітлювальних установках.

Очищення від бруду ламп і світильників у приміщеннях зі значним виділенням пилу і/або диму повинні проводитися двічі на місяць, в інших приміщеннях – один раз на три місяці, в установках зовнішнього освітлення – один раз на чотири місяці.

При проектуванні систем освітлення використовують різні методи розрахунку, в т.ч.:

- *метод послідовних наближень* – сучасний метод проектування, досить точний, але трудомісткий;
- *метод світлового потоку*; він досить простий, виходить із припущення однакової освітленості по всій площі, тому використовується частіше, і відповідно до цього методу кількість необхідних ламп визначається в такий спосіб

$$N = \frac{F \cdot A}{\Phi \cdot L \cdot K_i},$$

де F – необхідний рівень освітленості на робочому місці, лк (табл. 8.3);

A – площа приміщення, м²;

Φ – світловий потік у люменах на одну лампу;

L – коефіцієнт втрати світлового потоку;

K_i – коефіцієнт використання.

Таблиця 8.3. Необхідний рівень освітленості робочих місць об'єктів

№	Об'єкт	F, лк
1	Офіс	500
2	ВТК	1000
3	Операційна	10000
4	Цех	300
5	Коридор	100
6	Паркувальний майданчик	20

Розглянемо деякі можливості енергозбереження.

1. Облаштування відбивачами простих люмінесцентних світильників, які працюють понад 5000 годин на рік. Це дозволяє збільшити світловий потік до двох разів або за того ж світлового потоку вдвічі скоротити кількість ламп.
2. Заміна ефективнішими джерелами світла звичайних ламп розжарення, що працюють понад 4000 годин на рік. За однакового рівня світлового потоку лампа розжарення споживає електроенергії в 6 разів більше ніж люмінесцентна. Не рекомендується встановлювати лампи розжарення, що працюють понад 3000 годин на рік у холодильниках або інших охолоджуваних приміщеннях.
3. Застосування електронних високочастотних баластів у люмінесцентних системах освітлення, що дозволяють заощаджувати до 30% електроенергії.
4. Використання металогалогенних ламп замість люмінесцентних для систем освітлення, встановлюваних на висоті понад 5 м від рівня освітлюваної поверхні.
5. Встановлення автоматичних вимикачів освітлення, наприклад, з регулюванням у залежності від рівня природної освітленості, в залежності від кількості працівників у приміщенні, у залежності від часу доби тощо.

6. Установка малогабаритних люмінесцентних ламп у коридорах, приймальнях, на сходах.
7. Використання вимикачів для зонного керування декількома джерелами світла (наприклад, у прольотах цехів, тунелях, складах і т.ін.).

Приклад 8.4.

Цех обладнаний 80 люмінесцентними світильниками, що складаються з двох ламп 2х60 Вт і двох ПРА 2х12 Вт. Установивши відбивачі на світильники (вартість відбивачів, зі встановленням – 15 доларів), і видаливши одну лампу, без зменшення рівня світлового потоку можна одержати таку економію електроенергії за рік:
 $80 \text{ світильників} \times (0,06 + 0,012) \text{ кВт/відбивач} \times 16 \text{ год/день} \times 220 \text{ діб/рік} = 20275 \text{ кВт-год.}$

Економія коштів за рік при вартості електроенергії 0.045 \$/кВт-год:

$$20275 \text{ кВт-год} \times 0,045 \text{ $/кВт-год} = 912 \text{ $}.$$

Вартість додаткових робіт з очищення поверхонь відбивача приблизно складає:

$$2\$/рік \times 80 = 160 \text{ $/рік.}$$

Чиста економія:

$$912 - 160 = 752 \text{ $/рік.}$$

Капіталовкладення:

$$15\$/\text{відбивач} \times 80 \text{ відбивачів} = 1200 \text{ $}.$$

Термін окупності

$$1200/752 = 1,6 \text{ року.}$$

8.7. ЕЛЕКТРОТЕРМІЧНІ УСТАНОВКИ

Устаткування, яке безпосередньо перетворює електроенергію в тепло, застосовується в основному в сільському господарстві та в промисловості – при обробленні

металів. Загальна встановлена потужність електронагрівального і електропічного устаткування в Україні складає понад 3000 МВт.

Про значні резерви економії електроенергії говорить досить реалістичне припущення, що реконструкція лише електропічного господарства чорної металургії обіцяє економію паливно-енергетичних ресурсів у розмірі 30-50% від споживаних нині.

Оснащене автоматикою і пристроями акумуляції тепла електронагрівальне устаткування сільськогосподарських споживачів може стати основним регулятором споживання активної потужності (споживачем – регулятором).

Органи Держенергонагляду України під час видачі дозволу на використання електроенергії в термічних цілях розглядають ці питання за наявності:

- техніко-економічного обґрунтування доцільності електронагрівання;
- розроблення заходів, що забезпечують зниження навантаження електротермічної установки в годин максимуму енергосистеми.

Під час оброблення металовиробів у електротермічних печах витрата електроенергії на нагрівання металу складає 40-60% від загальної витрати електроенергії, яка іде на виготовлення виробу.

Заходи з економії електроенергії повинні проводитися в таких напрямках:

- підвищення продуктивності печей,
- зменшення теплових втрат,
- зменшення втрат на акумуляцію тепла,
- автоматизація керування температурним режимом печей,
- зміна технологічного або температурного режиму.

Проаналізуємо деякі можливості енергозбереження.

1. Зменшення непродуктивних теплових втрат печі через ізоляцію.

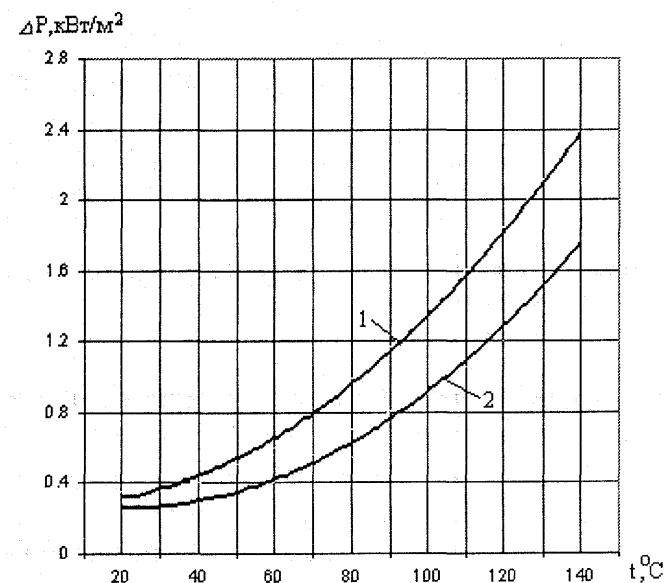
Ця величина може бути визначена з рис. 8.6, за кривими 1 або 2. При цьому, річні втрати складуть:

$$\Delta W = (\Delta P_2 - \Delta P_1) \cdot F \cdot \tau, \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де $\Delta P_2, \Delta P_1$ – питомі втрати теплоти відповідно за дійсної і розрахункової температур кожуха печі, кВт/м²;

F – поверхня кожуха печі, м²;

τ – тривалість роботи печі впродовж року, год.



1 – для кожуха печі, пофарбованого темною фарбою

2 – для кожуха печі, пофарбованого алюмінієвою фарбою

Рис. 8.6. Залежність питомих теплових втрат печі від температури її кожуха

Як видно з рис 8.6, фарбування кожуха печі алюмінієвою фарбою знижує втрати теплоти на теплове випромінювання і забезпечує зниження витрати електроенергії на 3...5%.

2. Поліпшення герметичності печей.

Усунення нещільностей завантажувальних дверцят, отворів для термопар, цегляної кладки, скорочення тривалості роботи печей з відкритими дверцятами істотно знижує втрати теплоти на теплове випромінювання.

Питомі втрати потужності на випромінювання теплоти залежать від номінальної робочої температури печі (табл. 8.4).

Таблиця 8.4. Питомі втрати потужності на випромінювання теплоти

Температура в печі, °C	600	700	800	900	1000
Втрати на випромінювання з 1м ² поверхні отвору, кВт	17	27	39	57	78

Скорочення тривалості роботи печі з відкритим вікном і скорочення його площі призводить до зниження річних втрат на випромінювання

$$\Delta W = \Delta P(S_1 \cdot T_1 - S_2 \cdot T_2),$$

де ΔP – втрати потужності на випромінювання для відповідної температури печі, кВт;

S_1, S_2 – площа вікна відповідно до і після здійснення заходів, м²;

T_1, T_2 – річна тривалість роботи печі з відкритим вікном відповідно до і після здійснення заходів, год.

3. Раціональне завантаження печей.

Для кожної печі і кожного виду виробів повинні бути розроблені схема й об'єм завантаження печі, що забезпечують максимальну її продуктивність.

В процесах, де значну частину циклу займає витримка виробів з постійною температурою, доцільно піти на значне збільшення товщини шару виробів. У цьому випадку, незважаючи на збільшення тривалості нагрівання, продуктивність печі виявляється вище початкової, тому що час витримки залишається незмінним. Також доцільно збільшувати завантаження низькотемпературних печей із примусовою циркуляцією повітря. У випадку раціонального укладання деталей, яке забезпечує вільне обдування їх гарячим повітрям, продуктивність печі зростає пропорційно завантаженню.

Повна витрата електроенергії в печах опору в кВт·год складається з корисної витрати на нагрівання металу $W_{кор}$ і витрати на покриття втрат $W_{втр}$ через стінки, низ, завантажувальні вікна

$$W_{кор} + W_{втр} = C \cdot G(t_2 - t_1) \cdot \frac{1}{860} + P \cdot \tau,$$

де C – теплоємність металу, ккал/кг °C ;

G – маса металу, кг;

t_2 – температура нагрівання металу, °C ;

t_1 – температура повітря приміщення, де встановлена електропід, °C (початкова температура металу);

P – середнє за годину споживання потужності на покриття сумарних втрат теплоти, кВт (береться з паспорту);

τ – тривалість термообробки, год.

Річні втрати електроенергії в кВт·год через низьке завантаження печі

$$\Delta W = \left(\frac{W_1}{G_1} - \frac{W_2}{G_2} \right) \cdot G_{\text{річ}} \cdot 10^3,$$

де W_1, W_2 – повна витрата електроенергії відповідно за низького і повного завантаження печі, кВт·год;

G_1, G_2 – маса оброблюваного металу відповідно за низького і повного завантаження печі, кг;

$G_{\text{річ}}$ – річна продуктивність печі, т.

Збільшення завантаження печі в 2 рази скорочує питому витрату електроенергії в середньому вдвічі. Використання електропечей із завантаженням менше 70% заборонено. Автоматизація керування температурним режимом електропечей у всіх випадках забезпечує зниження питомих витрат електроенергії за рахунок точної відповідності споживаної потужності заданому температурному режиму.

Впровадження автоматизації, як показує досвід, знижує витрати електроенергії на 20...25%.

4. Рациональна організація роботи печей.

Найраціональнішими, з погляду економії електроенергії, є безперервний режим роботи печі, що забезпечує максимальну її продуктивність.

Перерви в роботі печі викликають охолодження кладки і додаткові витрати енергії на розігрівання печі до її робочого стану. Тому в експлуатації термічних печей опору варто прагнути забезпечити повне завантаження і безперервну роботу печі.

Продуктивність печі G (кг/год) і питома витрата електроенергії $W_{\text{нм}}$ (кВт·год/кг) відповідно визначаються виразами [4]:

$$G = \frac{0,85P + K_1 \cdot P_{\text{вт}}}{W_T}, \text{ кг/год},$$

$$W_{\text{нм}} = \frac{0,85P + K_2 \cdot P_{\text{вт}}}{G}, \text{ кВт·год/кг},$$

де P – потужність печі, кВт;

$P_{\text{вт}}$ – потужність теплових втрат печі, кВт (береться з паспорта);

W_T – теоретична витрата енергії, яка необхідна для підігрівання 1кг виробів до температури, яку вимагає технологічний процес, кВт·год/кг (при $t=600^\circ\text{C}$ $W_T=0,102$, при $t=800^\circ\text{C}$ $W_T=0,152$, при $t=1000^\circ\text{C}$ $W_T=0,2$).

Значення коефіцієнтів K_1, K_2 приймається в залежності від режимів роботи печі з *табл. 8.5*.

Таблиця 8.5. Значення коефіцієнтів K_1, K_2 в залежності від режимів роботи печі

Режим роботи печі	Двозмінна робота		Однозмінна робота	
	K_1	K_2	K_1	K_2
Піч ввімкнена на час роботи	1,44	0	2,6	0
Піч ввімкнена до початку зміни	1,11	0,33	1,4	1,2
Піч не вимикається на час простою	1,0	0,5	1,0	2,0

Річні втрати електроенергії (кВт·год) через нераціональну організацію роботи печі визначаються шляхом порівняння питомих витрат електроенергії:

$$\Delta W = (W'_{\text{нм}} - W''_{\text{нм}}) \cdot G_{\text{річ}} \cdot 10^3,$$

де $W''_{\text{пит}}$ і $W'_{\text{пит}}$ – питома витрата електроенергії відповідно за раціонального і нераціонального режимів роботи печі, кВт·год/кг;

$G_{\text{річ}}$ – річна продуктивність печі, т.

5. Застосування печей з рухомим склепінням для можливої зміни їх робочого об'єму.

В залежності від кількості оброблюваних виробів цей захід енергозбереження призводить до зниження споживання електроенергії на 25% і скороченню часу розігрівання на 40%.

6. Підтримання оптимальних рівнів напруги забезпечує мінімальну витрату електроенергії.

7. Використання для теплової ізоляції сучасних ізоляційних матеріалів знижує витрату електроенергії на 20...25%, скорочує час розігрівання до 30%.

8. Зменшення ваги і розмірів завантажувальної тари знижує витрату електроенергії до 10...15% на 1 т оброблюваних виробів. Вага тари не повинна перевищувати 10% від ваги виробів, що завантажуються.

9. Застосування поверхневого загартування струмами високої частоти у порівнянні з технологією суцільного загартування підвищує продуктивність праці в десятки разів і скорочує витрату електроенергії в 3 – 4 рази.

10. Застосування автоматичного регулювання температури печей при вмиканні.

Впровадження методу форсованого режиму нагрівання металу на початку процесу дає зниження витрати електроенергії до 25%.

11. Переведення плавильних і термічних печей із двозмінної роботи на тризмінну знижує загальну витрату енергії на 20...30%;

12. Використання тепла нагрітих виробів, охолоджуваних за технологічними вимогами уповільнено для попе-

реднього нагрівання наступної партії виробів може дати економію електричної енергії до 25...50%;

13. Заміна вугільних електродів електроплавильних печей графітізованими.

Правильний вибір діаметра електродів і підтримання контактів в електротримачах у справному стані дає економію електроенергії 8...9%;

14. Впровадження сучасних способів лиття (кокільне, під тиском, відцентрове) дозволяє механізувати процес і скоротити витрату електроенергії до 20%;

15. Попереднє підігрівання шихти знижує питому витрату електроенергії.

8.8. ЕЛЕКТРОЗВАРЮВАЛЬНІ УСТАНОВКИ

Зниження питомих витрат електроенергії на зварювання можна забезпечити такими групами заходів:

- вибір оптимального способу електрозварювання;
- усунення або скорочення неробочого ходу зварювальних агрегатів;
- удосконалення технології електрозварювання.

У зв'язку з цим деякі можливості енергозбереження електрозварювальних установок можна сформулювати в такий спосіб.

1. Переведення зварювання з постійного на змінний струм знижує питомі витрати електроенергії на 1 кг плавленого металу

- для ручного дугового зварювання на 2,9 кВт·год;
- для автоматичного і напівавтоматичного зварювання під флюсом на 2,0 кВт·год.

2. Заміна ручного зварювання на автоматичне під шаром флюсу забезпечує зниження питомих витрат електроенергії

- на змінному струмі на 0,17 кВт·год/кг;
- на постійному струмі на 0,65 кВт·год/кг.

3. Перехід на точкове контактне зварювання.

Ефективність переходу оцінюється зниженням витрати електроенергії в 2...2,5 рази.

4. Заміна ручного дугового зварювання на контактне шовне зварювання знижує витрату електроенергії на 15%.

5. Скорочення неробочого ходу зварювальних агрегатів.

У попередніх розрахунках ефективності впровадження заходів щодо скорочення й усунення неробочого ходу зварювальних агрегатів можна приймати економію від 15 до 20%.

6. Застосування електродів з покриттям, у яке введений залізний порошок, дозволяє знизити питомі витрати електроенергії на 8%.

7. Заміна електродного суцільного дроту на порошковий знижує витрату електроенергії на 8...12%.

8. Застосування напівавтоматичного й автоматичного зварювання в середовищі вуглекислого газу під флюсом дозволяє знизити питому витрату електроенергії на 30...40%.

9. Застосування зварювальних випрямлячів замість машинних перетворювачів зменшує втрати електроенергії, які визначаються виразом [4]

$$\Delta W = \left[\frac{I_{зв} \cdot U_{\delta}}{10^3} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{пер}} - \frac{1}{\eta_{вип}} \right) \cdot K_{роб} + (P_{H.X.пер} - P_{H.X.вип}) \cdot K_{H.X} \right] \cdot T \cdot N, \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де $I_{зв}$ – зварювальний струм, А;

U_{δ} – напруга дуги, В;

$\eta_{пер}$ – ККД зварювального перетворювача;

$\eta_{вип}$ – ККД зварювального випрямляча;

$P_{H.X.пер}$ – потужність неробочого ходу зварювального перетворювача, кВт;

$P_{H.X.вип}$ – потужність неробочого ходу зварювального випрямляча, кВт;

T – фонд часу роботи джерела за рік, год;

N – кількість замінюваного зварювального устаткування;

$K_{роб}, K_{H.X}$ – коефіцієнти, які враховують відносний час роботи устаткування в робочому режимі і на неробочому ході.

8.9. СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

8.9.1. Втрати електроенергії в трансформаторах

Втрати електроенергії в трансформаторах в кВт·год визначають за формулою [4]

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{HX} \cdot \tau_n + K_z^2 \cdot \Delta P_{Kz} \cdot \tau_p,$$

де ΔP_{HX} , кВт – активні втрати потужності в сталі трансформатора, приймаються за паспортними даними;

τ_n , год – час приєднання трансформатора до мережі;

K_z – коефіцієнт завантаження трансформатора, дорівнює відношенню середнього фактичного навантаження трансформатора до його номінальної потужності;

ΔP_{Kz} , кВт – активні втрати досліду короткого замикання трансформатора, приймаються за паспортними даними;

τ_p , год – тривалість роботи під навантаженням.

Величини ΔP_{K_3} , τ_p і K_3 в триобмотковому трансформаторі приймають для кожної з обмоток, а в двообмотковому – для трансформатора в цілому.

Для визначення втрат електроенергії в двообмотковому трансформаторі необхідний ряд каталогових або фактичних даних:

- номінальна потужність трансформатора $S_{ном}$, кВА;
- втрати неробочого ходу на номінальній напрузі ΔP_{HX} , кВт;
- втрати короткого замикання ΔP_{K_3} , кВт.

Фактичні або розрахункові дані:

- електроенергія, облікована за розрахунковий період лічильниками: W_a , кВт·год; W_p , квар·год (лічильники встановлені на стороні вищої напруги понижувального трансформатора);
- повна тривалість роботи трансформатора τ_n , що приймається в січні, березні, травні, липні, серпні, жовтні, грудні рівною 744 год, а у квітні, червні, вересні, листопаді – 720 год, лютому – 672 год (для високосного року – 696 год);
- тривалість роботи трансформатора з навантаженням τ_p , яке приймається для підприємств, що працюють в одну зміну – 200 год, у дві зміни – 450 год, у три зміни – 700 год на місяць.

За цими вихідними даними визначаються:

- середнє значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi_{сер}$ із співвідношення (коли відсутні лічильники реактивної потужності, замість $\cos \varphi_{сер}$ приймається $\cos \varphi$, розрахований на підставі даних реактивної потужності, що залишилася некомпенсованою)

$$\cos \varphi_{сер} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}},$$

- коефіцієнт завантаження трансформатора (за виміряною активною потужністю та коефіцієнтом потужності)

$$K_3 = \frac{P_{сер}}{S_{ном} \cdot \cos \varphi_{сер}} = \frac{W_a}{S_{ном} \cdot \tau_n \cdot \cos \varphi_{сер}},$$

де $P_{сер} = \frac{W_a}{\tau_n}$, кВт - середня фактична активна потужність лінії за відрізок часу τ_n ;

- втрати електричної енергії в трансформаторі, кВт·год

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{HX} \cdot \tau_n + K_3^2 \Delta P_{K_3} \cdot \tau_p.$$

Для визначення втрат електроенергії в триобмотковому трансформаторі необхідний ряд його каталогових або фактичних даних:

- номінальна потужність трансформатора $S_{ном}$, кВА;
- потужність обмоток вищої, середньої і нижчої напруг $S_{вн} = S_{ном}; S_{сн}; S_{нн}$ (у паспорті або каталозі дані у відсотках від номінальної потужності), кВА;
- втрати неробочого ходу на номінальній напрузі ΔP_{HX} , кВт;
- втрати короткого замикання обмоток вищої, середньої і нижчої напруг за повного навантаження обмоток $\Delta P_{вн}$, $\Delta P_{сн}$, $\Delta P_{нн}$, кВт.

Фактичні або розрахункові дані:

- електроенергія, що пройшла через обмотки вищої $W_{алвн} = W_{алсн} + W_{алнн}$, середньої $W_{алсн}$ і нижчої $W_{алнн}$ напруг, кВт·год;

- тривалість роботи трансформатора (приймається, як і у випадку розрахунку втрат у двохобмотковому трансформаторі) τ_n , год;
- тривалість роботи трансформатора з навантаженням (приймається як і у випадку розрахунку втрат у двохобмотковому трансформаторі) τ_p , год.

За цими даними визначають:

- середнє значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi_{сер}$ на сторонах вищої, середньої і нижчої напруг: $\cos \varphi_{сер1вн}$; $\cos \varphi_{сер1сн}$; $\cos \varphi_{сер1нн}$ (середні значення коефіцієнтів потужності визначають за показами лічильників активної і реактивної енергії, а за відсутності лічильників реактивної енергії, також, як і у випадку двообмоткових трансформаторів, за $\cos \varphi_{сер}$ приймається $\cos \varphi$, розрахований на підставі даних реактивної потужності, що залишилася незкомпенсованою);
- коефіцієнти завантаження кожної обмотки трансформатора

$$K_{вз} = \frac{W_{авн}}{S_{вн} \cdot \tau_n \cdot \cos \varphi_{сер1вн}}; K_{сз} = \frac{W_{асн}}{S_{сн} \cdot \tau_n \cdot \cos \varphi_{сер1сн}};$$

$$K_{нз} = \frac{W_{анн}}{S_{нн} \cdot \tau_n \cdot \cos \varphi_{сер1нн}};$$

- втрати електроенергії в трансформаторі, кВт·год

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{HX} \cdot \tau_n + (\Delta P_{вн} \cdot K_{вз}^2 + \Delta P_{сн} \cdot K_{сз}^2 + \Delta P_{нн} \cdot K_{нз}^2) \cdot \tau_p$$

8.9.2. Втрати електроенергії в перетворювальних установках

Втрати електроенергії в перетворювальних установках визначаються різницею підведеної до перетворю-

вальної установки електроенергії $W_{нідв}$ і відпущеної установкою $W_{відп}$ за показами відповідних лічильників:

$$\Delta W_{n,y} = W_{нідв} - W_{відп}.$$

За відсутності лічильників на стороні випрямленого струму втрати у перетворювальній установці визначають розрахунковим шляхом за наближеним виразом:

$$\Delta W_{n,y} = W_{нідв} (1 - \eta_{n,y}),$$

де $\eta_{n,y}$ – середньозважений за розглянутий період ККД перетворювальної установки, який визначається для характерних режимів завантаження за кривою залежності ККД від завантаження, побудованої за даними випробувань, а за відсутності останніх – за відповідною паспортною характеристикою.

Для двигуна-генератора:

$$\eta_{n,y} = \eta_{\delta} \cdot \eta_{\varepsilon},$$

де $\eta_{\delta}, \eta_{\varepsilon}$ – відповідно ККД двигуна і генератора.

8.9.3. Втрати електроенергії в електричних мережах

Навантаження промислового підприємства змінюється протягом доби, місяця, року, тому відбувається безперервна зміна активної і реактивної потужності. При цьому змінюється коефіцієнт потужності.

В середньому втрати в електромережах (включаючи трансформатори) складають 4...7% від загального споживання електроенергії підприємством. Вони залежать від цілого ряду чинників:

- величини навантаження підприємства;
- конфігурації і розгалуженості загальнозаводських і внутрішньоцехових мереж, їхнього перетину і довжини;
- режиму роботи трансформаторів;
- значення середньозваженого коефіцієнта потужності підприємства;
- потужності і місця установки компенсувальних пристроїв.

Втрати електроенергії в електричних мережах промислових підприємств ΔW_m складаються з втрат електроенергії в цехових $\Delta W_{ц}$, загальнозаводських ΔW_z мережах, трансформаторах ΔW_T , встановлених як на головній, так і на цехових підстанціях промислового підприємства.

Ці втрати становлять:

$$\Delta W_m = \Delta W_{ц} + \Delta W_z + \Delta W_T.$$

Для визначення втрат енергії у ланках цехових і загальнозаводських мереж у кВт·год може бути застосований наступний вираз:

$$\Delta W_m = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R \cdot \tau_{\max} \cdot 10^{-3},$$

де I_{\max} , А – максимальний струм навантаження;

R , Ом – активний опір проводу лінії або жили кабелю;

τ_{\max} – час максимальних втрат, год; знаходиться за кривими, наведеними на рис. 8.7.

Спрощено, але з достатньою точністю, втрати електроенергії ΔW_m на ділянці мережі можна розрахувати, використовуючи дані обліку електроенергії, переданої певною лінією за виразом:

$$\Delta W_m = \frac{P_{\text{сеп}}^2 \cdot R}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi_{\text{сеп}}} \cdot K_f^2 \cdot t \cdot 10^{-3},$$

де $P_{\text{сеп}} = \frac{W_a}{t}$ – середня фактична активна потужність

лінії за відрізок часу t , кВт;

t – тривалість роботи лінії за розглянутий період часу (доба, місяць), год;

W_a – покази лічильника активної енергії за розглянутий період часу t , кВт·год;

R – опір одного проводу або жили кабелю, Ом;

U – напруга на початку лінії, кВ;

$\cos \varphi_{\text{сеп}}$ – середньозважений коефіцієнт потужності за час t ;

K_f – коефіцієнт форми, прийнятий в середньому рівним 1,05...1,1.

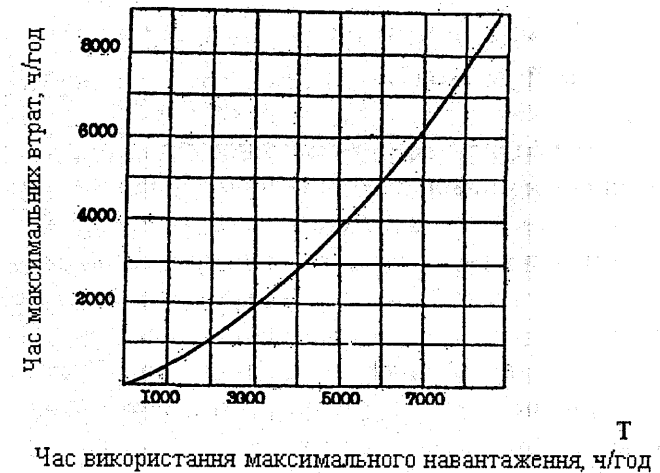


Рис. 8.7. Залежність часу максимальних втрат від часу використання максимального навантаження

Основні шляхи зниження втрат в електричних мережах.

1. Розроблення доцільної конфігурації і вибір перерізів кабелів і проводів, виходячи з принципу оптимальності.
2. Застосування глибоких вводів високої напруги на підприємствах великої потужності (на напрузі 110 і 35 кВ).
3. Підвищення коефіцієнта потужності установок (один з головних факторів зниження втрат електроенергії в електричних мережах).
4. Застосування шинопроводів замість кабельних та інших ліній.
5. Реконструювання мереж 0,4...10 кВ за наявності перевантажень окремих їх ділянок.

8.9.4. Компенсація реактивної потужності

Компенсування реактивної потужності є складовою частиною комплексу організаційно-технічних заходів щодо регулювання режимів електроспоживання й обмеження максимумів навантаження на промислових підприємствах.

Реактивна потужність визначається за синусоїдної напруги мережі живлення в такий спосіб.

У випадку однофазних навантажень – як добуток діючих значень прикладеної напруги і першої гармоніки споживаного струму $I_{(1)}$ на синус кута зміщення φ між ними:

$$Q = U \cdot I_{(1)} \cdot \sin \varphi = P \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

де $\operatorname{tg} \varphi = Q/P$ – коефіцієнт реактивної потужності,

$P = U \cdot I_{(1)} \cdot \cos \varphi$ – активна потужність навантаження,

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності.

У випадку трифазних навантажень – як алгебрична сума фазних реактивних потужностей

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

Реактивна потужність характеризується знаком (додатним для відстаючого струму ($\varphi > 0$), від'ємним для випереджувального струму ($\varphi < 0$)) і задовольняє умову балансу у всьому колі. Одиниця виміру реактивної потужності – вар (вольт ампер реактивний).

Рівень реактивної потужності яка компенсується Q_k визначається як різниця реактивних потужностей навантаження підприємства Q_n і потужності, обумовленої договором з енергосистемою на електропостачання підприємства Q_e

$$Q_k = Q_n - Q_e = P(\operatorname{tg} \varphi_n - \operatorname{tg} \varphi_e)$$

Електродвигуни, флюоресцентні лампи, індукційні печі, зварювальні апарати для дугового зварювання на змінному струмі або зварювання контактним опором споживають як активну потужність, так і значну реактивну.

Потреба в реактивній потужності зазвичай перевищує можливості її покриття генераторами на електростанціях, оскільки дуже велика частина промислових навантажень – це споживачі реактивної потужності.

Основними споживачами реактивної потужності на підприємствах є:

- асинхронні двигуни (45-65%);
- електропічні установки (8%);
- вентильні перетворювачі (10%);
- трансформатори всіх ступенів трансформації (20-25%).

Практично всі показники якості електроенергії за напругою залежать від обсягів споживання реактивної потужності промисловими навантаженнями.

Зниження споживання реактивної потужності, тобто збільшення коефіцієнта потужності дозволяє:

- знизити діюче значення споживаного струму і зменшити переріз передавальних елементів мережі;
- зменшити повну потужність і знизити встановлену потужність трансформаторів, а так само і їх кількість;
- скоротити втрати активної потужності і зменшити потужність генераторів на електростанціях.

У табл. 8.6 наведені дані, що ілюструють, як зміни $\cos \varphi$ позначаються на втратах електроенергії.

Таблиця 8.6. Вплив коефіцієнта потужності на втрати електричної енергії

Попередній $\cos \varphi$	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8
Новий $\cos \varphi$	0,8	0,9	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9
Зниження струму, %	37,5	44,5	25	33	12,5	22	11
Зниження втрат електроенергії, %	61	69	43,5	55,5	23	39,5	21

Сутність будь-яких заходів щодо зниження споживаної реактивної потужності полягає в обмеженні впливу електроприймача на живильну мережу за допомогою впливу на сам електроприймач.

Типові можливості енергозбереження.

1. Підвищення завантаження технологічних агрегатів за потужністю:

- збільшення завантаження асинхронних двигунів (збільшення робочого струму асинхронних двигунів підвищує коефіцієнт потужності);

- перемикання обмоток недовантажених асинхронних двигунів від трикутника до зірки знижує потужність двигуна в 3 рази, і це цілком доцільно робити у випадку завантаження до 40%;
- потужність трансформаторів повинна вибиратися близькою до необхідного навантаження.

2. Підвищення завантаження технологічних агрегатів за часом, у тому числі застосування обмежувачів неробочого ходу асинхронних електродвигунів і зварювальних агрегатів.

3. Заміна асинхронних двигунів синхронними.

4. Заміна, перестановка і вимкнення малозавантажених технологічних агрегатів, наприклад трансформаторів, завантажених менш ніж на 30% номінальної потужності.

Технічні засоби компенсації реактивної потужності вибираються після ретельного техніко-економічного аналізу в зв'язку з високою їх вартістю і складністю. Природно, компенсація реактивної потужності повинна здійснюватися до економічно виправданого рівня.

Під час розроблення заходів щодо зниження реактивної потужності спочатку необхідно знизити реактивність споживачів і тільки потім розглядати технічні способи її компенсації.

Приклади технічних засобів компенсації реактивної потужності:

- обертові компенсатори (синхронні двигуни полегшеної конструкції без навантаження на валу);
- комплектні конденсаторні батареї;
- статичні компенсатори (наприклад, керовані реактори або конденсатори, що комутуються);
- тиристорні джерела реактивної потужності.

Найбільший економічний ефект досягається при розміщенні засобів компенсації в безпосередній близькості від електроприймача.

Індивідуальна компенсація найефективніша і найдодатливіша у потужних електроприймачів, але вона супроводжується вимкненням компенсуючого пристрою з вимкненням споживача.

Зниження втрат електроенергії в системі електропостачання за рахунок підвищення коефіцієнта потужності визначається за формулою:

$$\Delta W = K_q \cdot P_{сер} \cdot T \cdot (tg \varphi_1 - tg \varphi_2),$$

де K_q — економічний еквівалент реактивної енергії, що орієнтовно може бути прийнятий рівним :

- за живлення через 3 трансформації — 0,12;
- за живлення через 2 трансформації — 0,08;
- за живлення через 1 трансформацію — 0,05;
- за живлення генераторною напругою — 0,02;

$P_{сер} \cdot T$ — споживання активної енергії за розрахунковий період T , кВт·год;

$tg \varphi_1, tg \varphi_2$ — визначаються за значеннями коефіцієнта потужності до і після його підвищення.

Передбачається, що споживання активної енергії залишилося на попередньому рівні.

Як самостійна можливість енергозбереження в системі електропостачання може бути вимкнення силових трансформаторів на неробочі добу або зміну.

Цей захід зменшує втрати енергії в трансформаторах через відсутність втрат неробочого ходу, а також підвищує середнє значення коефіцієнта потужності завдяки зменшенню споживання реактивної енергії.

Загальне зменшення втрат електроенергії може бути розраховане за наступною наближеною формулою [4]:

$$\Delta W = \frac{S \cdot t}{100} (5K_q + 0,5)$$

де S , кВА — номінальна потужність трансформаторів, що відключаються;

K_q — економічний еквівалент реактивної потужності;

t — тривалість відключення трансформатора в годинах.

Числа 5 і 0,5 — усереднені значення відповідно струму неробочого ходу і втрат неробочого ходу трансформатора у відсотках від номінального струму і потужності трансформатора. Для точнішого розрахунку ці цифри повинні бути взяті з паспорта трансформатора.

Приклад 8.5.

У випадку встановлення статичного конденсатора ємністю Q_c (квар) на одному з трансформаторів (централізовано), розрахунок може бути наступним.

- Активна потужність споживача 407 кВт.
- Реактивна потужність споживача 375 квар.
- Повна потужність споживача 554 кВА.
- Коефіцієнт потужності в даний момент 0,735.
- Трансформатор 630 кВА; 10,5/0,4 кВ.
- Кількість робочих годин за рік 2355 год/рік.

Встановлюємо статичний конденсатор стандартної ємності 200 квар.

Нова реактивна потужність
 $375 - 200 = 175$ квар.

Нова повна потужність
 $\sqrt{407^2 + 175^2} = 443$ кВА.

Новий коефіцієнт потужності
 $\frac{407}{443} = 0,919$.

Скорочення втрат
 $\Delta P = 3R(I_o^2 - I_{нов}^2),$

де I_d^2 і $I_{нов}^2$, А – реактивні струми на даний момент і після встановлення конденсатора:

$$I_d = \frac{375}{\sqrt{3}} \cdot 0,4 = 541 \text{ А},$$
$$I_{нов} = \frac{175}{\sqrt{3}} \cdot 0,4 = 253 \text{ А},$$

а загальний опір

$$R = R_{кл} + R_{тр} = 0,013 \text{ Ом на фазу},$$

де $R_{кл}$ – опір кабелю,

$R_{тр}$ – опір трансформатора.

Зменшення втрат

$$\Delta P = 3 \cdot 0,013 \cdot (541^2 - 253^2) 10^{-3} = 8,92 \text{ кВт}.$$

Економія електроенергії:

$$8,92 \text{ кВт} \times 2 \text{ 355 год} \approx 21000 \text{ кВт} \cdot \text{год на рік},$$

З урахуванням європейських цін на електроенергію термін окупності складе 1 – 2 роки.

Контрольні запитання і завдання для самоперевірки

1. Поясніть, чому виробництво стисненого повітря є неефективним процесом?
2. Для чого використовується підпружинений запобіжний клапан? Який принцип його дії?
3. Які компоненти входять до системи стисненого повітря?
4. Які підсистеми характерні для системи стисненого повітря?
5. Як клапани компресора впливають на енергоспоживання? Яку можливість енергозбереження доцільно запропонувати, аналізуючи вигляд і стан клапанів компресора?

6. Що і в яких компресорах впливає на формування витоків?
7. За допомогою якого приладу найпростіше виявити витoki повітря?
8. В чому сутність найпростішого наближеного способу визначення витоків повітря?
9. Назвіть основні складові одноступеневої холодильної системи.
10. Які прилади використовуються для здійснення вимірювань, пов'язаних із холодильною системою?
11. На які параметри варто звернути увагу під час дослідження систем вентиляції?
12. Що дає впровадження оборотного водопостачання?
13. Дослідження яких чинників повинно містити в собі вивчення можливостей енергозбереження для системи електричного привода?
14. Які методи використовують для проектування систем освітлення?
15. За рахунок чого виникають втрати в електротермічних печах?
16. В яких напрямках необхідно вживати заходи щодо економії електроенергії в електротермічних установках?
17. За рахунок чого можна змінити робочий об'єм печі?
18. Які групи заходів з енергозбереження можна виділити для електрозварювальних установок?
19. Які втрати варто розглядати під час досліджування систем електропостачання?
20. Які засоби можуть використовуватися для компенсації реактивної потужності?

9. ПРИКЛАД ЗВІТУ З ЕНЕРГОАУДИТУ

Як приклад розглянемо звіт з енергетичного аудиту на машинобудівному підприємстві.

9.1. ВСТУПНИЙ РОЗДІЛ

Машинобудівне підприємство АТ “Молот” є сучасним підприємством найбільшим у своїй галузі на території України.

Група, яка складається з представників енергосервісної компанії – експертів з енергоменеджменту, виконала енергоаудит підприємства “Молот” відповідно до Договору №101 і підготувала звіт.

Хоч у звіт внесено цілий ряд обґрунтованих рекомендацій, аудитори все ж рекомендували керівництву підприємства провести повніший комплексний енергоаудит. Це по-перше, дасть можливість отримати повнішу картину енергоспоживання на підприємстві, по-друге, скласти детальний перелік заходів для підвищення ефективності енергоспоживання, по-третє почати поетапне впровадження запланованих заходів.

9.2. КОРОТКА ЕКСПЕРТИЗА

- У загальній вартості енергоресурсів, що споживаються підприємством, 61% складає електроенергія. У обсягах споживання природного газу близько 60% використовується в котельній, 35% – термічним устаткуванням підприємства. Ці напрями використання і визначають основні джерела підвищення енергоефективності. У собівартості продукції витрати на енергоносії становлять 25%.

- Як і очікувалося, група енергоаудиторів виявила багато привабливих можливостей поліпшення енергоефективності за існуючих цін на енергоносії. Коли ціни на енергоносії були в 20÷30 разів нижчими, заходи з поліпшення енергоефективності не мали економічного сенсу. Сьогодні поліпшення енергоефективності вигідне, але важко здійснюване внаслідок високих облікових ставок банківського кредиту.
- Відсутність системи технічного поцехового обліку енергоресурсів не дозволяє організувати інформаційну базу для енергозбереження і впровадити систему енергоменеджменту.
- Значним резервом енергозбереження є підвищення ефективності використання природного газу за рахунок поліпшення режимів горіння в котельній, а також за рахунок застосування конденсатовідвідників, поліпшення термоізоляції паро- та конденсатопроводів, трубопроводів гарячого водопостачання, підвищення повернення конденсату.
- Скорочення споживання електроенергії можна отримати за рахунок підвищення ефективності системи вентиляції, опалювання, вироблення і використання стисненого повітря, використання енергоефективних джерел світла.

9.3. РЕКОМЕНДАЦІЇ

У табл.9.1, яка наведена нижче, дається перелік можливостей енергозбереження (МЕЗ) на підприємстві, наводяться оціночні дані з енергозбереження, а також оцінки зниження витрат і простої окупності заходів з терміном реалізації більшості з них до одного року. Так, МЕЗ № 1 “Організація системи енергоменеджменту” дозволить налагодити систематичну роботу по енергозбереженню на підприємстві, для чого створюється підрозділ енергоменеджменту, який повинен нести відповідальність за контроль, аналіз енергоспоживання на підприємстві і відповідати за розроблення рекомендацій щодо

реконструкції або удосконалення будь-яких систем, що зумовлює економію енергії.

Для сприяння підвищенню енергоефективності і зниженню енерговитрат енергосервісна компанія пропонує підприємству придбати устаткування для проведення енергоаудитів. Це устаткування складається з портативних приладів і вимірювальних пристроїв для енергоаудиту, які дозволять здійснити заходи щодо енергоменеджменту.

МЕЗ № 2 дозволить за рахунок оптимізації процесів спалювання природного газу в котлі з використанням переносного газоаналізатора підвищити ККД горіння і, як наслідок, скоротити споживання природного газу.

МЕЗ № 3 “Установлення конденсатівідвідних вузлів в системах використання пари” дозволить скоротити споживання пари без зниження теплотехнічних характеристик устаткування з одночасним підвищенням ефективності використання його теплового потенціалу в локальних очисних спорудах, в системі опалювання і вентиляції, на ділянці зварювання.

МЕЗ № 4 За рахунок реконструкції системи приготування гарячої води для потреб ГВП, що полягає в заміні котла ДЕ-6,5-13 водогрійним котлом потужністю 100 кВт, скорочуються втрати природного газу на вказані цілі, зумовлені частими пусками потужного котла, низьким його завантаженням і зниженим ККД.

МЕЗ № 5 “Термоізоляція паропроводів, трубопроводів гарячої води” дозволить скоротити прямі втрати теплової енергії на ділянках загальною довжиною 900 м.

МЕЗ № 6 пропонує змінити систему опалювання всього об'єму незавантажених цехів: механічного № 2, механо-складального № 2 і інструментального опалювання лише робочих місць високоефективними інфрачервоними нагрівачами, з безпосереднім спалюванням газу, що дозволить скоротити споживання природного газу 50%.

МЕЗ № 7 “Автоматизація обліку витрати енергоносіїв” дозволить без залучення ручної праці створити об'єктивну картину енергоспоживання на підприємстві, підвищить обґрунтованість роботи по енергозбереженню, обґрунтованість показників енергоспоживання підрозділами в системі внутрішнього госпрозрахунку.

МЕЗ №8 Підвищення рівня компенсації реактивної потужності в системі електропостачання підприємства від $\text{tg}\varphi = 0,7666$ до $\text{tg}\varphi = 0,23$ за рахунок впровадження системи автоматичного управління забезпечить економію 80 тис. кВт год/рік.

МЕЗ № 9 За рахунок впровадження 150 ефективних джерел світла замість ламп типів ДРЛ-400 і ДРЛ-250 в системі освітлення підприємства підвищиться її надійність, і зменшиться загальне споживання електроенергії.

МЕЗ № 10 “Підвищення ефективності роботи сушильних печей в ливарному цеху” за рахунок ремонту ізоляції воріт камерних печей, проведення режимного налагодження і впровадження оперативного регулювання процесу спалювання природного газу з використанням аналізаторів процесу горіння, дозволить скоротити споживання природного газу.

МЕЗ № 11 За рахунок заміни водяної помпи надмірної потужності і напору в системі охолодження компресорної станції на помпу меншої потужності забезпечується скорочення споживання електроенергії.

МЕЗ № 12 “Термоізоляція бака-акумулятора гарячої води” забезпечить економію природного газу за рахунок усунення прямих втрат теплової енергії та скорочення часу розігрівання котла після зупинки.

МЕЗ № 13, № 14 Впровадження приладового контролю стану ізоляції устаткування, температури теплоносія, використання встановлених потужностей електрообладнання дозволить виключити нераціональні режими його роботи і

забезпечить зменшення нераціонального використання паливно-енергетичних ресурсів.

Таблиця 9.1. Список можливостей енергозбереження

№ МЕЗ	Опис	Економія електроенергії, тис. кВт·год	Економія природного газу, тис. м³ (мазуту, т)	Економія води, тис. м³	Річна економія видатків, у.о. (ціни 2002р.)	Вартість заходів, у.о. (ціни 2002р.)	Простий термін окупності, рік
1.	Організація системи енергоменеджменту	150,0	30,0	6,0	12150	14000	1,15
2.	Поліпшення ефективності спалювання палива в котлах		75,0 (6,25)		7437,5	6500	0,87
3.	Установлення конденсато – відвідних вузлів в системах використання пари		30,0 (2,5)		2975	6870	2,31
4.	Реконструкція системи приготування гарячої води	28,2	28		3405	9000	2,6
5.	Покращення термоізоляції паропроводів і трубопроводів гарячого водопостачання		86,5		6920	11979	1,7
6.	Створення системи інфрачервоного опалювання		130		10400	23170	2,23
7.	Автоматизація обліку витрати енергоносіїв	150,0	30,0	6,0	35000	55000	1,6

Продовження табл. 9.1.							
8.	Автоматизація управління установками компенсації реактивної потужності	80,0			2200	5000	2,3
9.	Впровадження енергоефективних джерел світла	78,27			3443	8275	2,4
10.	Підвищення ефективності роботи сушильних печей в ливарному цеху		55,4		4430	7500	1,69
11.	Оптимізація системи охолодження компресорних установок	39,36			1613	290	0,18
12.	Термоізоляція бака-акумулятора гарячої води		19,9		1593	780	0,5
13.	Моніторинг роботи котельного устаткування і температурного режиму тепловикористовуючого устаткування		10,2 (0,88)		1018	1000	0,98
14.	Моніторинг і оптимізація потужності електроустановок	27,9			1224	1000	0,82
	Всього	553,73	495 (9,63)	12,0	93808,5	150364	

Капіталовкладення у розмірі 9570у.о. в поліпшення енергоефективності з малим періодом окупності (МЕЗ-2,11,12,13,14) призведе до річної економії в 12885,5у.о., а

також до скорочення споживання електроенергії на 27,9 тис.кВт·год і природного газу на 105,1 тис.м³, мазуту топкового на 7,13 т. Капіталовкладення у розмірі 96754 у.о. в поліпшення енергоефективності з періодом окупності понад один рік (МЕЗ – 1,5,7,9,10) призведе до річної економії в 61043 у.о., а також до скорочення споживання електроенергії на 378,27 тис. кВт·год, природного газу на 201,9 тис.м³.

Загальне зниження споживання електроенергії складе 553,73 тис.кВт·год (18,4% споживання 2002 р.), природного газу – 495 тис.м³ (82,4%), мазуту топкового – 9,63 т. (19,3%).

Загальне скорочення викидів в атмосферу шкідливих речовин у результаті впровадження запропонованих заходів складе 9,58 т., зокрема: твердих часток 2,43 т., оксидів вуглецю 0,334 т., оксидів азоту 1,336 т., оксидів сірки 5,48 т.

Вказані можливості енергозбереження можуть бути застосовані на інших промислових підприємствах, тобто можуть служити стандартним вирішенням стандартної проблеми.

9.4. УПРАВЛІННЯ ВИРОБНИЦТВОМ І ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Характерною особливістю кожного промислового підприємства є зосередження уваги його керівництва на питаннях виробництва і бажання збільшити його обсяги. Внаслідок цього не завжди приділяється увага такому важливому для функціонування підприємства питанню, як ефективне використання енергоносіїв та їх вартість.

На підприємстві “Молот”, як і на більшості промислових підприємств України, витрати на енергоресурси у минулому через низьку їх ціну складали незначну частку в собівартості продукції, тому енергозбереження було дале-

ко не найважливішим питанням життєдіяльності підприємства.

За останні декілька років, через зростання вартості енергоресурсів, витрати на енергоносії стали дуже помітною статтею витрат. У 2002 р. витрати на енергоресурси на підприємстві склали близько 25% від вартості продукції, що випускалася.

На даний час на підприємстві “Молот”, як і на інших українських підприємствах, не дивлячись на правильне розуміння персоналом проблем заощадження енергоресурсів і витрат на них, існує бажання реалізувати крупні проекти для отримання значної економії витрат на енергоресурси. В той же час на підприємстві є велика кількість ефективних малих проектів з енергозбереження з дуже нетривалими термінами окупності.

Загальною помилкою є їх ігнорування, оскільки економія на одиницю продукції може виявитися незначною. Так, установлення конденсатовідвідників може виглядати менш привабливим заходом, ніж такий великий проект, як модернізація роботи котельного устаткування або створення системи обліку витрати енергоносіїв. Але подібного роду малі проекти дуже важливі і, якщо прийняти до уваги загальну кількість встановлюваних конденсатовідвідників, то сумарна економія витрат за цим проектом виявляється значною.

На більшості промислових підприємств України є відділи головного енергетика, в яких працюють фахівці з різних напрямів енергетики. Посадовими обов'язками вказаних фахівців передбачено забезпечення безперебійного постачання виробництв підприємства всіма видами енергоресурсів необхідної кількості і якості, забезпечення економного їх витрачання. Проте, у зв'язку зі скороченням виробничих витрат, найчастіше в першу чергу підлягають скороченню фахівці допоміжних служб, у тому числі і

енергослужби. В результаті фахівці, що залишилися, найчастіше займаються не питаннями підвищення ефективності використання енергії на підприємстві, а відповідають за те, щоб підприємство не відчувало нестачі в енергозабезпеченні. В умовах зростання цін на енергоносії і невизначеності в забезпеченні всіма видами палива на перший план виходить діяльність енергоменеджера. Підприємству слід дуже серйозно розглянути питання про необхідність введення посади енергоменеджера, а у разі економічної доцільності – організації групи енергоменеджменту.

Працівники такої служби повинні здійснювати регулярний контроль за енерговикористанням всіма технологічними операціями і за динамікою щомісячних обсягів енергоспоживання. Такі відомості про щомісячне енергоспоживання слід потім подавати в графічному вигляді для порівняння з енергоспоживанням в попередні місяці або роки з метою виявлення змін в об'ємах енергоспоживання, визначення причин змін і прийняття рішення про необхідні заходи зі стабілізації енергоспоживання, запобігання нерациональному споживанню енергії. Наприклад, якщо енергоспоживання за місяць зростає без посилення виробничої активності, слід розібратися в причинах цього і вжити заходів для усунення цієї проблеми.

Крім того, персоналу групи енергоменеджменту слід також регулярно перевіряти всі технологічні процеси на предмет дослідження можливостей енергозбереження, сертифікації технічних процесів і устаткування за енергоефективністю. Фахівці цієї групи повинні стежити за тим, щоб упроваджувалися в практику пропозиції з поліпшення енерговикористання на підприємстві, починаючи з реалізації рекомендацій, перерахованих в звіті з енергоаудиту. Крім того, працівники групи енергоменеджменту повинні проводити експертизу всіх запропонованих підприємству

змін на енергоефективність. Бажано, щоб до складу групи входив фахівець з теплотехніки (працівник, що розбирається в парових, холодильних системах, а також системах газопостачання і гарячого водозабезпечення) та фахівець з електротехніки.

На багатьох підприємствах групі енергоменеджменту ставлять такі завдання, як наприклад, “зниження сумарного енергоспоживання за рік на 5%”. Безумовно, планований процентний рівень може змінюватися, але такий підхід може використовуватися як показник оцінки роботи самої групи. На промислових підприємствах України, де є значні резерви енергозбереження, названий процентний рівень економії витрат на енергоресурси міг би бути ще вищим. На підприємствах слід упроваджувати системи матеріального стимулювання працівників за ефективне використання енергоресурсів.

9.5. ЗАГАЛЬНИЙ ОПИС ПІДПРИЄМСТВА

Найменування – Машинобудівне підприємство АТ “Молот”

Генеральний директор – _____

Технічний директор – _____

Тел. _____

Факс _____

Адреса _____

9.5.1. Історія підприємства

Машинобудівне підприємство АТ “Молот” утворено в 1960 році, воно розташоване в північній промисловій зоні міста.

Підприємство “Молот” розташовується на трьох промислово-виробничих майданчиках і спеціалізується на випуску широкого асортименту товарів народного вжитку.

Виробничі площі характеризуються такими показниками.

Загальна площа території – 10га; розгорнена площа будівель і споруд – 60тис.м²; зокрема виробничих 40тис.м², з них:

- виробництво № 1: площа території – 3га; розгорнена площа будівель і споруд – 25тис.м²;
- виробництво № 2: площа території – 2га; розгорнена площа будівель і споруд – 15тис.м²;
- виробництво № 3: площа території – 5га; розгорнена площа будівель і споруд – 20тис.м².

Історично “Молот” є найбільшим виробником і постачальником виробу № 1, виробу № 2, виробу № 3, і єдиним в Україні виробником виробу № 2 та ряду іншого устаткування.

На підприємстві розроблені інвестиційні проекти з модернізації діючого виробництва, а також організації виробництва нових видів продукції з випереджаючим технічним рівнем об'ємом до 1 млн. шт. сучасних виробів. Є також вільні нові (готовність 65%) підготовлені до приймання устаткування площі 20 тис.м².

Продукція, що виробляється

На підприємстві випускаються Виріб № 1; Виріб № 2; Виріб № 3. Продукція об'єднання є конкурентоспроможною і відповідає міжнародним стандартам. Середньоспискова чисельність працівників підприємства – 1000 осіб.

Значимість машинобудування для економіки країни

В Україні є інші підприємства подібного профілю. Проте з деяких видів продукції завод залишається монополістом не лише в Україні, але і в СНД. Розподіл продукції підприємства: 10% – далеке зарубіжжя; 60 – 65% – країни СНД; 25 – 30% – Україна.

9.5.2. Поточний стан виробництва

Проектна потужність підприємства забезпечує випуск продукції в цінах 2002р. на 60млн.грн. У 2000 – 2002рр. підприємство працювало з неповним завантаженням у зв'язку з розривом попередніх зв'язків з кооперованого постачання. Так, в 2000 році завантаження виробничих потужностей склало 30%, в 2001 році – 32%, в 2002 році – 35%. Обсяги виробництва продукції наведені в табл. 9.2.

Аналіз даних табл. 9.2 показує, що обсяги виробництва порівняно з 2000р., коли завантаження виробничих потужностей складало лише 30%, поступово збільшуються, в 2002р. до рівня 2000р. досягли 131%. Причому випуск виробу № 1 збільшився на 108%, виробу № 2 – на 125%, виробу № 3 – на 147%.

Має місце тенденція до нарощування обсягів виробництва.

Таблиця 9.2. Обсяги виробництва

Найменування продукції	Одиниці вимірювання	Об'єми виробництва			% 2002р. до	
		2000р.	2001р.	2002р.	2000р.	2001р.
1. Виріб №1	млн. грн.	6,0	6,2	6,5	108	105
	тис. шт.	66,0	69,0	72,0		
2. Виріб №2	млн. грн.	4,5	5,0	6,3	125	108
	тис. шт.	35,0	40,0	43,0		
3. Виріб №3	млн. грн.	2,5	3,8	4,2	147	123
	тис. шт.	18,0	22,0	27,0		
Випуск товарної продукції, всього	млн. грн.	13	15	17	131	114

Перспектива розвитку

Маркетинговою, технологічною і технічною службами підприємства проводиться робота з перспективного розвитку підприємства. Основний наголос зроблено на розширенні асортименту моделей виробу № 2 і виробу № 3, а також ринку збуту продукції. Об'єднанням здійснюється постачання продукції на експорт. Загальний обсяг таких постачань складає до 75%, зокрема в країни СНД – до 65%. Із цих даних видно, що підприємство має стійкі зв'язки на зовнішньому ринку.

9.5.3. Фінансове становище підприємства

Основні фінансові результати роботи підприємства наведені в табл. 9.3. Їх аналіз показує, що балансовий прибуток підприємства в 2002р. і в 2001р. мінімальний, а чистий прибуток після оподаткування в 2002р. дорівнює нулю. Тобто, підприємство не має власних засобів для розвитку виробництва.

Таблиця 9.3. Основні фінансові результати роботи підприємства

Найменування показника	Значення по роках, млн. грн.		
	2000р.	2001р.	2002р.
1. Валовий дохід	9,4	17,7	18,9
2. ПДВ (20%)	1,3	2,8	2,5
3. Витрати на виробництво продукції	7,7	14,8	16,6
4. Балансовий прибуток	0,4	0,05	0,05
5. Чистий прибуток	0,3	0,04	-
6. Фактичні витрати на виробництво продукції	7,5	14,2	16,3

Певну оцінку підприємства можна зробити за показниками життєздатності, наведеними в табл. 9.4, які мають критичні значення, що характеризує фінансове становище підприємства на час проведення аудиту як нестійке.

Таблиця 9.4. Показники життєздатності підприємства

Показник	2000р.	2001р.	2002р.
Рентабельність %	5,2	0,3	–
Коефіцієнт ліквідності	1,02	0,993	1,13

Підприємство не має заборгованості щодо зарплати та сплати за енергоносії.

Підприємство активно працює над розширенням ринку збуту.

9.6. ПРОВЕДЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ

9.6.1. Щорічне споживання енергії за 2000, 2001 і 2002 роки

На підприємстві “Молот” використовуються вода і енергетичні ресурси, які купують у місцевих енергозабезпечуючих організацій у вигляді електроенергії, природного газу, мазуту топкового. Теплова енергія у вигляді насиченої пари з тиском 3 кг/см² з температурою 132°C виробляється в 3-х власних котельних, обладнаних чотирма котлами типів ДКВР-2,5-13 і ДКВР-6,5-13. Річне споживання і витрати на енергоносії наведені в табл. 9.5. Електроенергія і природний газ у загальному енергоспоживанні підприємства складає відповідно 30,3% і 64%.

Проте щодо вартості співвідношення дещо інше: електроенергія – 60,8%, природний газ – 24,2%.

Таблиця 9.5. Загальне споживання енергоносіїв та їх вартість за даними 2002р.

Енергоносіїв	Річне споживання	Річне споживання, Гкал	Частка в загальному енергоспоживанні %	Річні витрати, у.о.	Частка в річних витратах, %
Електроенергія	3000 тис.кВт-год	2583	30,3	120000	60,8
Природний газ	600 тис.м ³	5455	64	48000	24,2
Мазут топковий	50 т	486	5,7	11500	6,2
Вода	30000 м ³			18000	8,8
Всього	–	8524	100,0	197500	100,0

На *рис. 9.1* показаний розподіл обсяги споживаної енергії за видами енергоносіїв в 2002р., на *рис. 9.2* – розподіл річних витрат на енергоносії. Щомісячне споживання енергоносіїв наведено в *табл. 9.6* і на *рис. 9.3* – *9.4*.

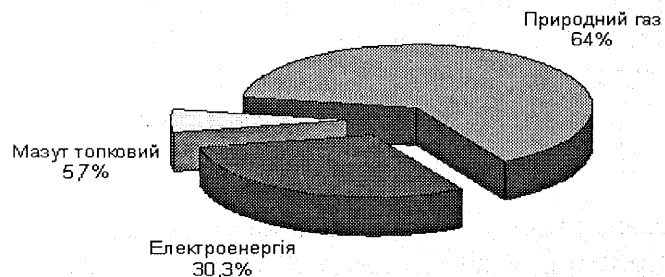


Рис. 9.1. Розподіл енергоносіїв у 2002р.

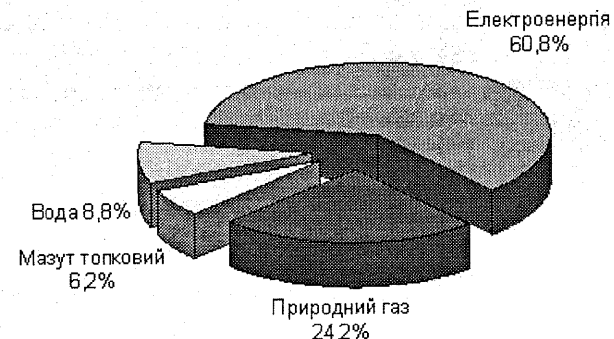


Рис. 9.2. Розподіл витрат на енергоносії і воду в 2002 р.

Таблиця 9.6. Споживання енергії підприємством за 2002 р.

Місяць	Споживання електроенергії, тис. кВт-год	Споживання газу, тис.м ³
Січень	327	183
Лютий	360	140
Березень	429	93
Квітень	396	7
Травень	194	9
Червень	172	5
Липень	150	9
Серпень	161	6
Вересень	152	9
Жовтень	130	6
Листопад	227	53
Грудень	302	80
Разом	3000	600

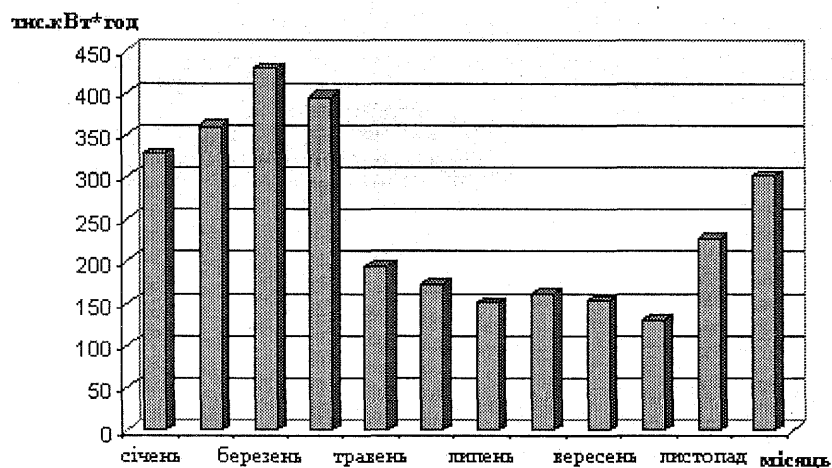


Рис. 9.3. Споживання електроенергії.

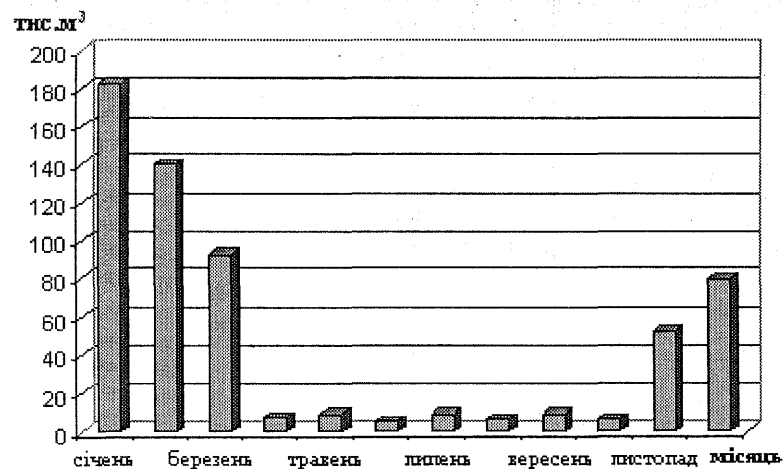


Рис. 9.4. Споживання газу.

Загальне споживання електроенергії в 2002р. склало 3000 тис.кВт·год, природного газу – 600 тис.м³, мазуту топкового 50т, води 30тис.м³. Виробниче навантаження рівномірне протягом року. Коливання в споживанні електроенергії і природного газу пояснюється зниженням опалювального навантаження і гарячого водопостачання (ГВП) в літній період.

9.6.2. Існуючі тарифи на енергію і паливо

Підприємство “Молот” заплатило за енергоносії в 2002р. 700тис.у.о. Витрати на енергію склали 20% всіх виробничих витрат.

Схема плати за електроенергію є двоставочним тарифом. Завод домовляється про максимальне споживання на місяць активної енергії згідно передбачуваної потреби і сплачує за фіксованою ставкою за фактичне споживання, яке не перевищує договірний ліміт. У разі перевищення ліміту споживання воно оплачується в п'ятикратному розмірі. Договірна ставка за електроенергію для промислових споживачів складає 0,028у.о. за кВт·год, для непромислових споживачів – 0,047у.о./кВт·год, оплата за споживання власними житловими будинками – 0,09у.о./кВт·год.

Існує також плата за заявлену потужність, яка стосується періодів пікових навантажень – від 8 до 10 годин вранці і від 18 до 22 годин увечері, її значення складає 4у.о./кВт. Так само встановлюється ліміт споживання реактивної енергії. Плата за 1квар заявленої реактивної потужності – 0,1334у.о./квар, за споживання реактивної енергії – 0,00072у.о./квар·год.

Середня вартість електроенергії за даними підприємства в 2002р. становила 0,041у.о./кВт·год.

Природний газ на підприємство подається від міської магістральної лінії і використовується головним чином для отримання пари і гарячої води в котельних. На газорозподільних станціях промислових майданчиків встановлені газові лічильники. Оплата за газ проводиться щомісячно за ціною з 4.10.2002р. – 80у.о. за 1000м³. Мазут топковий поступає в цистернах за ціною 230у.о. за 1т.

Холодна вода подається на підприємство через витратоміри від міського водоканалу. Витрати на водопостачання – 0,6у.о. за 1м³.

9.6.3. Профіль використання енергії

Виробничими підрозділами заводу використовуються такі енергоносії: електроенергія – ~380/220В, 50Гц для живлення електроприводів, електропечей, сушарок і освітлення; теплова енергія у вигляді: насичена пара тиском 2,5кг/см² для забезпечення технологічних процесів сушіння і миття деталей компресорів, опалювання, вентиляції і гарячого водопостачання через бойлерні; природний газ для вироблення пари котельними, термообробки в полум'яних печах.

Живлення підприємства електроенергією здійснюється від мереж ДАЕК– обленерго через трансформатори 6/0,4кВ загальною встановленою потужністю 7000кВА, приєднана потужність трансформаторів 6000кВА. Встановлена потужність електродвигунів 1100кВт, встановлена потужність електроапаратів для нагрівання, сушіння, електрозварювання 2100кВт, з них 700кВт – електропечі. Для компенсації реактивної потужності використовуються косинусні конденсатори встановленою потужністю 1600квар. Потужність освітлювального навантаження 670кВА, в т.ч. зовнішнє освітлення 60кВА.

Одним з напрямів використання електроенергії є вироблення стисненого повітря тиском 16 і 6 кг/см². На кожному виробничому майданчику є своя компресорна.

На підприємстві встановлені такі компресори:

ВП-50/8 –продуктивністю $G = 50 \text{ м}^3/\text{хв}$; тиском $P = 0,8 \text{ МПа}$ з потужністю електроприводу $N = 315 \text{ кВт}$ – 3 шт.;
ВП-20/8 – $G = 20 \text{ м}^3/\text{хв}$; $P = 0,8 \text{ МПа}$; $N = 125 \text{ кВт}$ – 4 шт.;
ВП-10/8 – $G = 10 \text{ м}^3/\text{хв}$; $P = 0,8 \text{ МПа}$; $N = 22 \text{ кВт}$ – 2 шт.;
ВК-25ЭА – $G = 1,25 \text{ м}^3/\text{хв}$; $P = 2,5 \text{ МПа}$; $N = 22 \text{ кВт}$ – 1 шт.;
2ВТ1-2,1/26М1 – $G = 2,1 \text{ м}^3/\text{хв}$; $P = 2,6 \text{ МПа}$; $N = 22 \text{ кВт}$ – 1 шт.;

2ВТ1-1,8/23 – $G = 1,8 \text{ м}^3/\text{хв}$; $P = 2,3 \text{ МПа}$; $N = 22 \text{ кВт}$ – 1 шт.

Загальна встановлена потужність вентиляційних систем 480кВт продуктивністю 830000м³/год.

У 2002 році напрями використання електроенергії були такі: електроапаратами для технологічних процесів (сушіння, нагрівання) – 600тис.кВт·год.; електроприводами – 1200тис.кВт·год; іншими споживачами 1184тис.кВт·год; втрати в мережах 16тис.кВт·год; загальне споживання 3000тис.кВт·год.

Джерелом тепlopостачання підприємства є парові котельні, які розташовані на 3-х промислових майданчиках і споживають природний газ і мазут топковий. Встановлена потужність власних джерел тепла – 13,76Гкал/год, зокрема:

- промисловий майданчик № 1 - котел ДКВР-6,5-13, теплопровідністю $Q = 3,94 \text{ Гкал/год}$, тиск пари $P = 6 \text{ кг/см}^2$, $\eta = 90\%$, *паливо-природний газ*; котел ДКВР-2,5-13, $Q = 1,43 \text{ Гкал/год}$, $P = 6 \text{ кг/см}^2$, $\eta = 90\%$, *паливо-природний газ*;
- промисловий майданчик № 2 – котел ДКВР-2,5-13, $Q = 1,38 \text{ Гкал/год}$, $P = 6 \text{ кг/см}^2$, $\eta = 90\%$, *паливо-природний газ*; котельна з трьома котлами ДЕ-6,5-13 (паровий);

- промисловий майданчик № 3 – котел ДКВР-2,5-13, $Q = 1,46 \text{ Гкал/год}$, $P = 6 \text{ кг/см}^2$, $\eta = 89\%$, *паливо-мазут топковий*.

Проектна потреба в тепловій енергії 35000 Гкал в рік, зокрема: обігрівання будівель – 13300 Гкал (38%), ГВП – 1050 Гкал (3%), технологічні потреби – 20650 Гкал (59%).

Крупним споживачем газу є печі для паяння мідних виробів з температурою 1150°C – 2 шт. і піч камерна для спікання скляних виробів з температурою 1200°C – 1 шт. Споживання підприємством природного газу визначається також потребою виробничих підрозділів в парі і гарячій воді.

Водопостачання підприємства здійснюється від мереж міського водогону.

Показники споживання енергії за видами продукції або робіт наведені на *рис. 9.5, 9.6, 9.7*.

На підприємстві не здійснюється облік використання природного газу, теплової енергії на дільницях, цехах, за видами продукції, тому немає об'єктивних оцінок розподілу енергоспоживання за вказаними напрямками їх використання. На даний час ці оцінки виконуються економічною службою заводу розрахунковим методом на підставі проектних питомих витрат і обсягів випущеної продукції. Результати використання паливно-енергетичних ресурсів відбиваються в державній статистичній звітності формою № 11мпт “Звіт про результати використання палива, теплової та електроенергії”. Фрагменти цих форм наведені в *табл. 9.7, 9.8, 9.9*.

Таблиця 9.7 Результати використання палива за три роки

Роки	Загальне споживання, т.у.п.	У тому числі		
		Виробництво теплової енергії	Інше виробниче споживання	Використання на транспортні потреби
2000	2200	1600	250	350
2001	770	710	3	57
2002	690	480	175	35

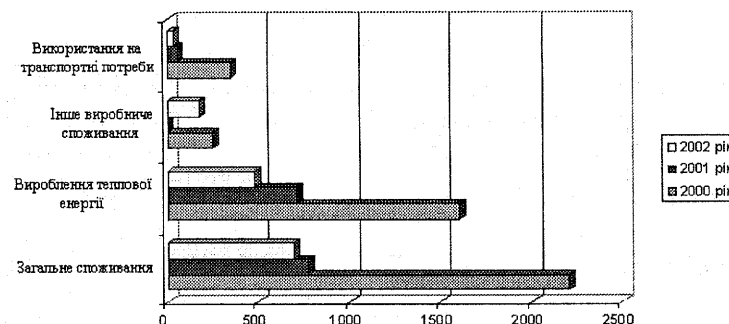


Рис. 9.5. Динаміка споживання природного газу за видами продукції або робіт

Таблиця 9.8 Результати споживання теплової енергії за три роки

Роки	Загальне споживання, Гкал	У тому числі	
		Продукція машинобудування і металообробки	Ком. побут.
2000	8600	7730	870
2001	3750	3540	210
2002	2990	2810	180

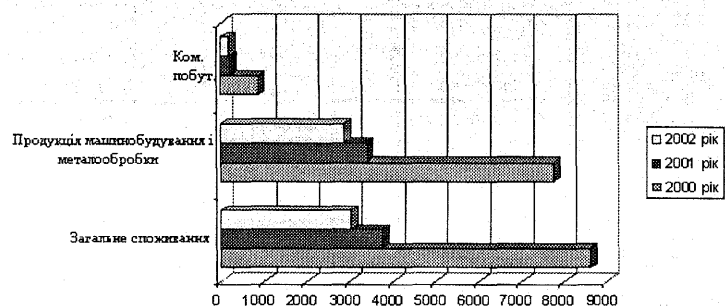


Рис. 9.6. Динаміка споживання теплової енергії за видами продукції або робіт

Таблиця 9.9 Результати споживання електроенергії за три роки

Роки	Загальне споживання, тис. кВт·год	У тому числі		
		Продукція машинобудування і металообробки	Інше виробниче споживання	Ком. побут.
2000	2750	2090	70	590
2001	1870	1370	65	435
2002	3000	1980	160	860

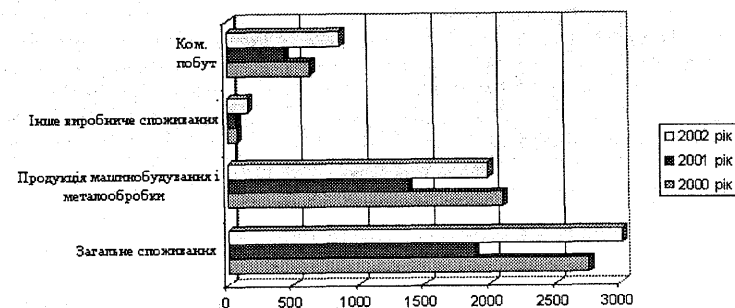


Рис. 9.7. Динаміка споживання електроенергії за видами продукції або робіт

Баланси споживання енергоносіїв виробничими підрозділами наведені на Рис. 9.8 – 9.13. З цих рисунків видно, що найенергоємнішими споживачами електроенергії є: енергосиловий цех – 17,3%, механічний цех № 3 – 13,44%, інструментальний цех – 10,87%; природного газу: котельні енергосилового цеху – 89,4%; води: енергосиловий цех 50%, механіко-складальний цех № 1 – 23%.

Електроенергія

3000 тис. кВт-год на рік

17,3%	Енергосиловий цех № 1	519 тис. кВт-год	1,25%	Ремонтно-механічний цех	37,5 тис. кВт-год
3,85%	Механічний цех № 1	115,5 тис. кВт-год	1,65%	Інші виробничі споживачі	49,5 тис. кВт-год
7,0%	Механічний цех № 2	210 тис. кВт-год	5,71%	Їдальня	171,3 тис. кВт-год
13,44%	Механічний цех № 3	403,2 тис. кВт-год	0,62%	Профілакторій	18,6 тис. кВт-год
5,9%	Механічний цех № 1	177 тис. кВт-год	4,54%	Ливарний цех №1	136,2 тис. кВт-год
1,64%	Цех ТНП	49,2 тис. кВт-год	4,5%	Підсобне господарство	135 тис. кВт-год
1,62%	Механіко-складальний цех	48,6 тис. кВт-год	9,52%	Гальвано-термічний цех	285,6 тис. кВт-год
10,87%	Інструментальний цех № 1	326,1 тис. кВт-год	2,8%	Цех зварювальних конструкцій	84 тис. кВт-год
1,03%	Транспортний цех	30,9 тис. кВт-год	1,12%	Інші споживачі	36 тис. кВт-год
0,71%	Ремонтно-будівельна дільниця	21,3 тис. кВт-год	4,93%	Ливарний цех №2	147,9 тис. кВт-год

Рис. 9.8. Баланс споживання електроенергії підприємством "Молот" у 2002 р.

Вода

30000 тис. м³ за рік

50,0%	Енергосиловий цех	15000 тис. м³	0,33%	Інструментальний цех	99 тис. м³
9,3%	Механічний цех № 1	2790 тис. м³	0,6%	Ремонтно-механічний цех	180 тис. м³
0,83%	Механічний цех № 2	249 тис. м³	0,22%	Ремонтно-будівельний участок	66 тис. м³
1,02%	Механічний цех № 3	306 тис. м³	1,42%	Транспортний цех	426 тис. м³
23,0%	Механіко-складальний цех № 1	6900 тис. м³	5,92%	Інші споживачі	1776 тис. м³
2,2%	Цех ТНП	660 тис. м³	3,79%	Комп'ютерно-побутові споживачі	1137 тис. м³
1,37%	Механіко-складальний цех № 2	411 тис. м³			

Рис. 9.9. Баланс споживання води підприємством "Молот" у 2002 р.

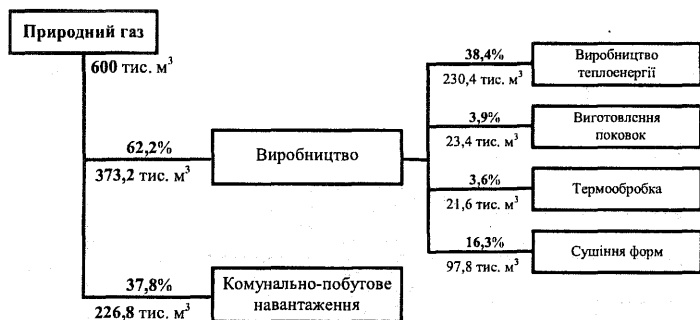


Рис. 9.10. Баланс використання природного газу підприємством "Молот" у 2002 р.

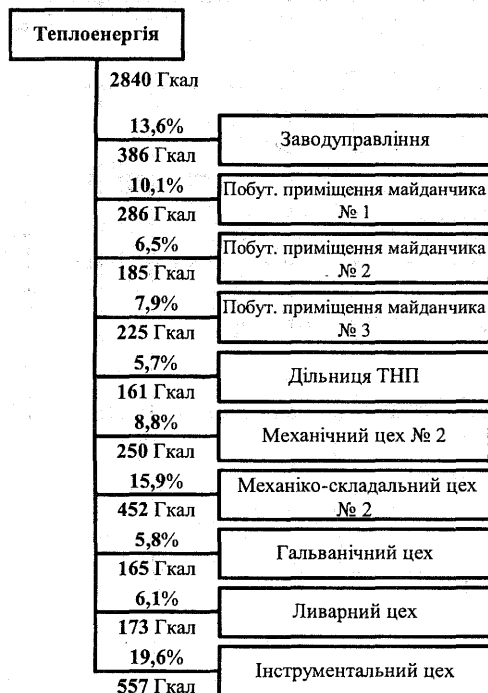


Рис. 9.11. Баланс споживання теплової енергії підприємством "Молот" у 2002 р.

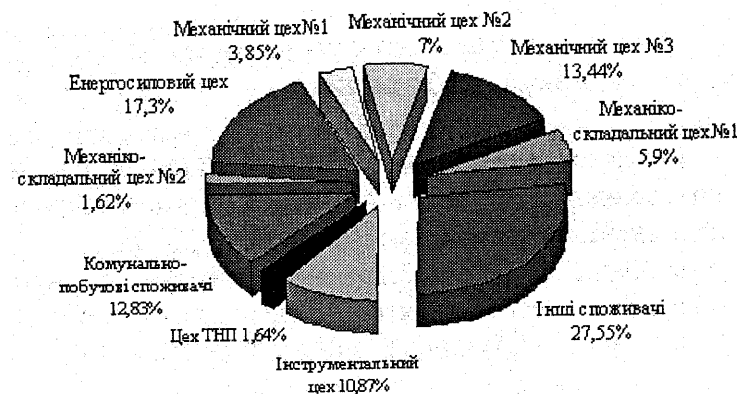


Рис. 9.12. Розподіл споживання електроенергії підприємством "Молот" у 2002 р.

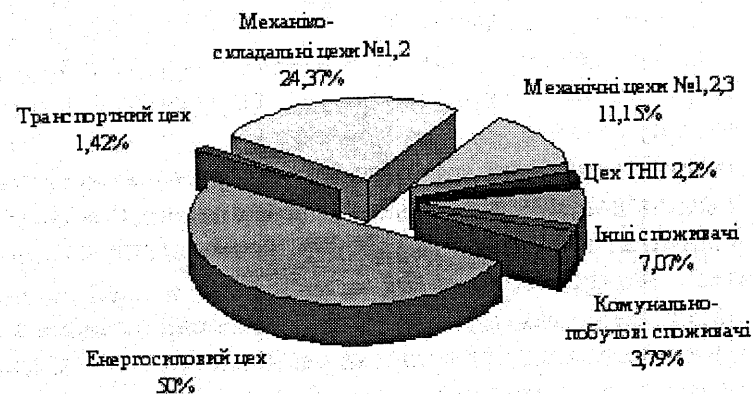


Рис. 9.13. Розподіл споживання води підприємства "Молот" у 2002 р.

9.6.4. Попередні заходи щодо поліпшення ситуації в енергозбереженні

Впровадження енергозберігаючих заходів на заводі.

- Розробляються щорічні плани заходів щодо економії паливно-енергетичних ресурсів.
- Розроблені графіки включення в роботу енергоємного обладнання, системи опалювання і вентиляції, роботи виробничих підрозділів у зв'язку зі скороченням завантаження виробничих потужностей.
- Відімкнені від енергосистеми незавантажені силові трансформатори.
- Більшість паропроводів, конденсатопроводів і трубопроводів гарячого водопостачання заізолювані, постійно проводиться ремонт теплоізоляції.
- Автоматизована робота повітряних компресорів. Вмикання їх відбувається залежно від потреби в стисненому повітрі.
- Розроблений план децентралізації системи подачі стисненого повітря. На дільницях товарів народного споживання та в малярній у 2000р. встановлено два автономні компресори.
- Важкі верстати технологічно закріплені за енергоємними деталями, що дозволяє раціонально використовувати електроенергію.
- У котельній встановлені 2 конденсатних баки і новий паропровід.

Основною проблемою на підприємстві лишається відсутність системи організації роботи з ефективного планування і організації використання енергоресурсів, контролю режимів енергоспоживання. На підприємстві також

відсутній енергоменеджер. Це утруднює проведення робіт щодо енергозбереження.

Більшість заходів щодо енергозбереження впроваджувались на нерегулярній основі, за відсутності перспективного плану енергозбереження, обсяги робіт визначалися виділеними обсягами фінансування, тому багато можливостей енергозбереження в процесі поточної експлуатації залишилися нереалізованими.

9.7. ОПИС МОЖЛИВОСТЕЙ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

В результаті аналізування показників використання підприємством паливно-енергетичних ресурсів, і обстеження фактичного використання енергоресурсів розроблені пропозиції щодо реалізації можливостей енергозбереження (МЕЗ), розглянуті нижче. Вони дозволяють знизити споживання електроенергії на 552,7тис.кВт-год (18,4% споживання 2002р.), природного газу на 494,5 тис.м³ (82,4%), мазуту топкового – 9,63 т (19,3%). Слід зазначити, що на підприємстві мають місце й інші можливості енергозбереження, які не можуть бути на сьогоднішній день економічно виправдані у зв'язку з низькою завантаженістю виробничих потужностей підприємства.

Запропоновані МЕЗ можуть бути застосовані на інших промислових підприємствах і можуть служити стандартним вирішенням стандартної проблеми.

МЕЗ № 1 ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ

Опис можливості

Основним інструментом скорочення споживання енергії та підвищення ефективності використання енергії

на промислових підприємствах є енергетичний менеджмент. Енергетичний менеджмент – це система управління, заснована на проведенні типових вимірювань і перевірок. Вона забезпечує таку роботу підприємства, за якої споживається лише абсолютно необхідна для виробництва кількість енергії. Енергетичний менеджмент – це інструмент управління підприємством, який забезпечує постійне дослідження і, отже, знання про розподіл і умови споживання енергоресурсів на підприємстві, а також про оптимальне їх використання як для виробництва, так і для потреб опалювання та інших невиробничих потреб.

Шляхом впровадження енергетичного менеджменту можна отримати докладнішу картину споживання енергії підприємством, що дозволить провести порівняння рівнів споживання її з аналогічними показниками на інших підприємствах для точної оцінки проектів економії енергії, які плануються для впровадження на даному підприємстві (рис. 9.14).

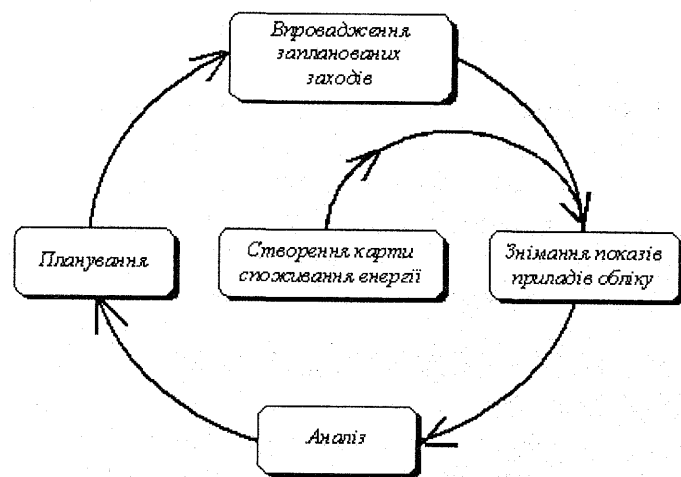


Рис.9.14. Циклічність енергетичного менеджменту

Енергетичний менеджмент починається з призначення керівництвом підприємства на відповідну посаду особи, відповідальної за впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві – енергетичного менеджера. Основні обов'язки енергетичного менеджера:

- участь у складанні карти споживання енергії на підприємстві (ймовірно у співпраці зі стороннім консультантом-енергетичним аудитором);
- збирання даних щодо споживання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) з використанням лічильників і контрольно-вимірювальної апаратури;
- складання плану встановлення додаткових лічильників і контрольно-вимірювальної апаратури;
- збирання даних щодо потоків сировини, ПЕР і готової продукції;
- розрахунок ключових даних для підвищення ефективності використання енергії – в цілому і по окремих виробництвах;
- впровадження нових технологій на існуючих та створюваних енергосистемах для підвищення енергоефективності виробництва;
- енергетичний менеджер зобов'язаний підтримувати свою поінформованість щодо поточної політики в галузі енергетики з урахуванням всіх супутніх аспектів (наприклад, нове законодавство в оподаткуванні, існуючі обмеження щодо рівня споживання енергії, субсидії, питання захисту навколишнього середовища і т.ін.).

Пропонується впровадити на підприємстві систему енергетичного менеджменту в повному обсязі. В результаті впровадження цієї пропозиції з'являється можливість понизити споживання енергоносіїв на 5%.

Для впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві необхідно розробити і впровадити систему обліку електроенергії з розшифруванням показів елект-

ричних лічильників всіх трансформаторних підстанцій в заданому часовому діапазоні. Існуючий комерційний облік контролює загальне споживання електроенергії, а всі внутрішні споживачі контролюються епізодично.

Необхідно розробити систему обліку всіх енергоносіїв із застосуванням сучасної комп'ютерної техніки, що дозволить оцінити динаміку енергоспоживання при випуску продукції і розробити рекомендації щодо економії енергоресурсів.

Розрахунок річної економії енергії

За даними 2002р. підприємство за рік споживає 3000000кВт·год електроенергії, 600000м³ природного газу, 50т мазуту топкового, 30000м³ води. Світовий досвід і практика підтверджують, що при впровадженні енергетичного менеджменту гарантується зниження споживання енергоносіїв на 5%.

Економія енергоносіїв складе:

- електроенергії – $3000000 \cdot 0,05 = 150000 \text{ кВт·год}$;
- газу – $600000 \cdot 0,05 = 30000 \text{ м}^3$;
- води – $30000 \cdot 0,05 = 6000 \text{ м}^3$.

Розрахунок річної економії витрат

За ціни 0,041у.о. за 1кВт·год електроенергії економія складе: $150000 \cdot 0,041 = 6150 \text{ у.о.}$

За ціни 0,08у.о. за 1м³ газу економія витрат складе: $30000 \cdot 0,08 = 2400 \text{ у.о.}$

За ціни 0,6у.о. за 1м³ води економія витрат складе: $6000 \cdot 0,6 = 3600 \text{ у.о.}$

Всього економія витрат на енергоносії складе: $6150 + 2400 + 3600 = 12150 \text{ у.о.}$

Витрати на реалізацію можливості

Світова практика показує, що витрати на впровадження енергетичного менеджменту плануються і складають 2÷5% від вартості енергоносіїв. Сюди входять витрати на удосконалення систем обліку енергоносіїв, заробітна плата заводського енергоменеджера, витрати на залучення консалтингової фірми для надання послуг в галузі енергозбереження, в обов'язки якої входить складання огляду потоку енергії на підприємстві, карти споживання енергії, балансу енергоспоживання, а також: розробка пропозицій щодо підвищення енергоефективності, впровадження системи енергетичного менеджменту, допомога в організації закупівель енергетично ефективного устаткування.

При річних витратах на енергоносії (за даними 2002 року) 700000у.о. сумарні витрати на впровадження енергетичного менеджменту складуть: $700000 \times 0,02 \cong 14000 \text{ у.о.}$

Оцінка простої окупності

Витрати на впровадження проекту – 14000у.о.

Річна економія витрат 12150у.о.

Простий термін окупності проекту складе: $14000/12150 = 1,15$ року.

МЕЗ № 2 ПОЛІПШЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ

СПАЛЮВАННЯ ПАЛИВА В КОТЛАХ ДКВР-6,5-13 і ДКВР-2,5-13

Опис можливості

На підприємстві для забезпечення потреби в тепловій енергії використовуються в 3-х котельних 5 котлів типу ДКВР-6,5-13 – 1 шт., ДКВР-2,5-13 4 шт. Для роботи вказаних котлів розроблені режимні карти, проте автоматичного регулювання співвідношення газ – повітря відповідно до зміни навантаження не здійснюється. Показник витрати

повітря контролюється періодично за тиском повітря, яке нагнітається, а газу – по тиску перед пальниками, що в умовах неконтрольованих підсмоктувань повітря не дозволяє обґрунтовано говорити про оптимальність процесів горіння. Контроль оптимальності процесу горіння здійснюється за суб'єктивним сприйняттям кольору полум'я оператором котельної.

Вищезгадане підтверджується результатами вимірювання показників ефективності процесу спалювання природного газу в котлі ДКВР-6,5-13, проведеного з використанням аналізатора процесів горіння типу BACHARACH (див. Додаток). Як показали результати вимірювань, кількість кисню в тракті відхідних газів котла складає $16,6 \div 20,8\%$, коефіцієнт надлишку повітря – $3,76 \div 4,52$; температура відхідних газів після котла 124°C , перед димовсмоктувачем 30°C , ефективність спалювання газу – $83,5\%$ (без урахування температури дуттєвого повітря).

Пропонується обладнати експлуатаційну службу котельної аналізатором типу “ENERAC – 2000” або BACHARACH і включити в посадові обов'язки операторів періодичний контроль процесів горіння, що забезпечить своєчасне виконання ремонтно-регулювальних робіт, підвищення ККД процесу горіння в котлі і економію природного газу.

Розрахунок річної економії енергії

За даними підприємства, наведеними у формі статистичної звітності № 11 МТП “Звіт про результати використання палива, теплової та електроенергії”, в 2002р. підприємство виробило 2840Гкал , для потреб промислового споживання і для комунально-побутових потреб – 180Гкал , при цьому фактична витрата палива склала $G = 650\text{т.у.п.}$ або 600тис.м^3 природного газу і 50т. мазуту топкового. За паспортом котли ДКВР-6,5-13 і ДКВР-2,5-13,

обладнані економайзером, повинні мати ККД $\eta = 92\%$, і витрата умовного палива складає $155,12\text{ кг у.п./Гкал}$.

Результати вимірювання показали, що усереднений ККД котлів $\eta_{\text{но}} = 77\%$ за фактичної питомої витраті $185,6\text{ кг у.п./Гкал}$.

Впровадження вказаного заходу понизить питому норму витрати на $b \approx 12,5\%$ і доведе її до $162,34\text{ кг у.п./Гкал}$, підвищить середньозважений ККД котла до 88% .

Економія в натуральному виразі складе:

$$\text{газу} - E_{\text{газу}} = G \cdot b = 600 \cdot 0,125 = 75 \text{ тис.м}^3;$$

$$\text{мазуту топкового} - E_{\text{м}} = 50 \cdot 0,125 = 6,25 \text{ т.}$$

Розрахунок річної економії витрат

Економія засобів в грошовому виразі, за вартості газу 80у.о. за 1000 м^3 і мазуту топкового 230у.о. за 1 тону , складе:

$$E_{\text{гр}} = E_{\text{газу}} \cdot 80 + E_{\text{м}} \cdot 230 = 75 \cdot 80 + 6,25 \cdot 230 = 7437,5\text{у.о.}$$

Витрати на реалізацію можливості

Витрати на придбання газоаналізатора типа ENERAC – 2000 - $B_1 = 5000\text{у.о.}$

Транспортування і відвантаження $B_2 = 1500\text{ у.о.}$

$$\text{Всього } B_{\text{ек}} = B_1 + B_2 = 5000 + 1500 = 6500\text{ у.о.}$$

Оцінка простої окупності

Річна економія витрат на паливо – $E_{\text{гр}} = 7437,5\text{ у.о./рік}$.

Витрати на реалізацію можливості $B_{\text{ек}} = 6500\text{ у.о.}$

$$\text{Простий термін окупності } \text{ПО} = B_{\text{ек}} / E_{\text{гр}} = 6500 / 7437,5 = 0,87 \text{ року.}$$

МЕЗ № 3 УСТАНОВКА КОНДЕНСАТОВІДВІДНИХ ВУЗЛІВ У СИСТЕМАХ ВИКОРИСТАННЯ ПАРИ

Опис можливості

На підприємстві пара тиском $2,5 \text{ кг/см}^2$ використовується для потреб опалювання, гарячого водопостачання і на технологічні потреби. Проектна величина на вказані потреби складає відповідно: 13300; 1050; 20650 Гкал. Проте у зв'язку з неповним завантаженням підприємства реальне споживання у 2002р. склало лише 2820 Гкал тепла. Крім того лише від бойлерної цеху № 2 здійснюється повернення конденсату. Від усіх інших систем конденсат скидається у каналізацію.

Як показали результати енергоаудиту, паровикористовуюче обладнання і системи парового опалювання не обладнані конденсатовідвідниками, внаслідок чого пролітна пара разом з конденсатом з температурою $105 - 110^\circ\text{C}$ скидається у каналізацію.

Для підвищення ефективності системи використання пари необхідно перекласти систему опалювання цехів з пари на воду, оснастити все паровикористовуюче обладнання конденсатовідвідниками, організувати повернення конденсату в котельню. Сьогодні найбільш завантаженим паровикористовуючим обладнанням є: гальваніка цеху № 1, установка сушіння (14камер) і 3 мийних машини цеху № 3, бойлерні в цехах № 1, 2, 3.

Пропонується встановити на вказаному устаткуванні конденсатовідвідні вузли, які підвищать ефективність роботи паровикористовуючого обладнання на 10 – 15%.

Розрахунок річної економії тепла

Приймаємо, що ККД паровикористовуючого обладнання зросте на 10%.

Результати розрахунку наведені в табл. 9.10.

Таблиця 9.10. Результати розрахунків річної економії тепла

Найменування місця установки конденсатовідвідних вузлів	Річне споживання пари, Гкал	Економія теплової енергії, Гкал	Витрати пари, кг/год	Теплова потужність, Гкал/год
1. Гальваніка цеху № 1.	260	26	950	0,61
2. Мережні теплообмінники системи опалювання і ГВП цехів № 1, 2, 3.	1000	100	3323	2,136
3. Установка сушіння і мийні машини цеху № 3.	180	18	560	0,36
Разом	1440	144,0		

Річна економія теплової енергії складе $144,0 \text{ Гкал}$ (30 тис. м^3 природного газу, $2,5 \text{ т. мазуту}$ топкового).

Економія витрат від зниження споживання пари складе $E_d = 30 \cdot 80 + 2,5 \cdot 230 = 2975 \text{ у.о.}$

Витрати на реалізацію можливості

Пропонується до установки 8 конденсатовідвідних вузлів, укомплектованих обладнанням фірми *Spirax Sarco* (табл. 9.11).

Загальна вартість обладнання з урахуванням транспортних та інших витрат

$$5920 \cdot 1,3 = 6870 \text{ у.о.}$$

Загальні витрати на введення в експлуатацію: $B_{\text{ек}} = 6870 \text{ у.о.}$

Оцінка простої окупності

Річна економія витрат на тепло – $E_{\text{гр}} = 2975 \text{ у.о./рік.}$

Витрати на реалізацію можливості – $B_{\text{ек}} = 6870 \text{ у.о.}$

Таблиця 9.11. Характеристика конденсатовідвідних вузлів

Найменування місця встановлення конденсатовідвідних вузлів	Кількість, штук	Комплектація конденсатовідвідного вузла		
		Конденсатовідвідник поплавковий	Фільтр-уловлювач	Зворотній клапан
1. Гальваніка цеху № 1.	1	DN 20 FT 20-32 Вартість: 455у.о.	DN 20 Fiq 33 вартість: 110у.о.	—
2. Мережні теплообмінники системи опалювання і ГВС цехів № 1, 2, 3.	5	DN 20 FT 20-32 Вартість: 455у.о.	DN 25 Fiq 33 вартість: 110у.о.	DN 20 DCV вартість: 110у.о.
3. Установка сушки і мийні машини цеху № 3.	2	DN 20 FT 20-32 Вартість: 455у.о.	DN 20 Fiq 33 вартість: 110у.о.	DN 20 DCV вартість: 110у.о.
Загальна вартість	8	3640у.о.	880у.о.	770у.о.

Простий термін окупності ПО = $V_{ек}/E_{тр} = 6870/2975 = 2,31$ року.

Збільшення завантаження підприємства скоротить термін окупності до 0,5 року.

МЕЗ № 4 РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМИ ПРИГОТУВАННЯ ГАРЯЧОЇ ВОДИ

Опис можливості

Існуюча система приготування гарячої води містить паровий котел ДЕ-6,5-13, який виробляє пару з параметрами: $P = 5,0 \text{ кгс/см}^2$ і температурою $t = 151^\circ\text{C}$.

Ця пара поступає в швидкісний пароводяний підігрівач і далі у витратні баки систем гарячого водопостачання корпусів.

Як показали результати енергоаудиту, за існуючої системи приготування гарячої води мають місце втрати теплової енергії, обумовлені: частими пусками - зупинками парового котла, недостатнім його завантаженням, низьким ККД.

Пропонується змінити схему і склад обладнання системи приготування гарячої води. Для цього, як джерело теплової енергії встановити котел потужністю 100 кВт, що працює в температурному режимі 9570°C і з ККД не менше 92%:

- теплоносій з котла поступає у водо-водяний пластинчастий підігрівач з відповідною теплопродуктивністю. На циркулярному насосі та вентиляторі пальника електродвигуни споживають не більше 3 кВт;
- холодна вода нагрівається в пластинчастому водопідігрівачі до $t_{г.в}^\circ = 60^\circ\text{C}$ і поступає в баки-акумулятори гарячої води, встановлені у корпусах.

Розрахунок річної економії енергії

Витрата теплової енергії на гаряче водопостачання визначається з виразу:

$Q_{гвп} = n \cdot C_{вод} (t_2 - t_x) \cdot (m_0 \cdot g_{гд} + m_k \cdot g_{гк}) \cdot \tau \cdot 10^{-6}$, Гкал,
де n – кількість робочих днів у році, $n = 254$ дні;

$C_{вод}$ – теплоємність води, ккал/(л $^\circ\text{C}$), $C_{вод} = 1,0$ ккал/(л $^\circ\text{C}$);

m_0, m_k – розрахункова кількість споживачів, які користуються душем і кранами;

$g_{гд}, g_{гк}$ – норма споживання гарячої води для душових і кранів, л/чол., $g_{гд} = 270$ л/чол.,

$g_{гк} = 60$ л/чол.;

t_2, t_x – розрахункові температури гарячої та холодної води в неопалювальний період, $^\circ\text{C}$, $t_2 = 60^\circ\text{C}$, $t_x = 15^\circ\text{C}$;

τ – час миття, год., $\tau = 1$ год.

$$Q_{gen} = 254 \cdot 1 (60 - 15) \cdot (30 \cdot 270 + 12 \cdot 60) \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 100,8, \\ \text{Гкал.}$$

Витрата гарячої води 8820 л на добу, витрата тепла нагрітої води $Q = 0,31$ Гкал на день.

Котел ДЕ-6,5-13 працює 3 години на день, з них 2 години розпалювання і 1 година безпосередньо нагрівання води. ККД котла $\eta_1 = 70\%$, питома витрата $b_1 = 177,46$ м³/Гкал.

Пропонується встановити котел водогрійний типу КВ-0,1 тепловою потужністю 100 кВт, $\eta_2 = 92\%$, питома витрата $b_2 = 134,88$ м³/Гкал.

Економія природного газу при розпалюванні в котлі:

$$E_z = (B_{p1} - B_{p2}) \cdot n = (250 - 50) \cdot 140 = 28000 \text{ кг у.п. або } 24350 \text{ м}^3,$$

де B_{p1} , B_{p2} – витрата умовного палива на розпалювання, відповідно, котла ДЕ-6,5-13 після 21 години простою і котла КВ-0,1 після 18 годин простою: $B_{p1} = 200$ кг у.п.; $B_{p2} = 50$ кг у.п., n – кількість робочих днів у році, $n = 140$ днів.

Економія природного газу при нагрівання води:

$$E_{нг} = Q_{gen} \cdot 1,1 \cdot (b_1 - b_2) = 100,8 \cdot 1,1 \cdot (177,46 - 134,88) = 4720 \text{ м}^3.$$

$$\text{Економія природного газу: } E_z = 24350 + 4720 = 28070 \text{ м}^3.$$

Котел ДЕ-6,5-13 працює 3 години на день, при цьому працює димовсмоктувач ДН-10 з потужністю електропривода $P_{gb1} = 40$ кВт, споживана потужність 18 кВт.

Споживання електроенергії циркуляційною помпою і вентилятором пальника котла КВ-0,1 не перевищують $P_{gb2} = 3$ кВт. Економія електроенергії складе:

$$W = (P_{gb1} - P_{Ngb2}) \cdot 3 \cdot n = (40 - 3) \cdot 3 \cdot 254 = 28200 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Розрахунок річної економії витрат

Економія витрат на природний газ при ціні 0,08 у.о. за м³:

$$E_{гг} = E_{г} \cdot 0,08 = 28070 \cdot 0,08 = 2245 \text{ у.о.}$$

Економія витрат на електроенергію при ціні 0,041 у.о./кВт год:

$$E_{ге} = W \cdot 0,041 = 28200 \cdot 0,041 = 1160 \text{ у.о.}$$

Сумарна економія витрат від впровадження: $2245 + 1160 = 3405$ у.о.

Витрати на реалізацію можливості

Вартість котла і водопідігрівача – 6000 у.о.

Вартість проектних робіт – 1000 у.о.

Вартість монтажних робіт – 2000 у.о.

РАЗОМ – 9000 у.о.

Оцінка простої окупності

Річна економія – 3405 у.о.

Витрати на реалізацію можливості – 9000 у.о.

Простий термін окупності ПО = $9000/3405 = 2,6$ року.

МЕЗ № 5 ТЕРМОІЗОЛЯЦІЯ ПАРОПРОВОДІВ І ТРУБОПРОВОДІВ ГАРЯЧОЇ ВОДИ

Опис можливості

В результаті проведеного аналізу системи розподілу пари було встановлено, що частина паропроводів, відгалуження і трубопровідна мережа гарячого водопостачання теплоізоляції не мають. Відомості про зруйновану ізоляцію і неізольовану трубопровідну мережу отримані в результаті вимірювань на підприємстві під час енергоаудиту і наведені в табл. 9.12.

Коефіцієнт корисної дії котла, відповідно до проведених вимірювань, складає 85%, а коефіцієнт корисної дії системи розподілу пари – 78%.. Паровий котел на даний час працює протягом року 30 годин на тиждень, 50 тижнів на рік.

Пропонується повністю заізолювати парову трубопровідну мережу і мережу гарячого водопостачання.

Таблиця 9.12 Параметри трубопровідної мережі

Призначення трубопроводу	Загальна довжина, м	Діаметр, мм	Число фланців	Число вентилів	t, °C
1. Паропровід	200	89	4	2	120
2. Паропровід	320	50	4	2	120
3. Паропровід	110	40	-	-	120
4. Паропровід	80	25	-	-	120
5. Гаряча вода	11	700	4	3	70
6. Гаряча вода	20	50	4	3	70
7. Гаряча вода	140	40	-	1	70

Товщина теплоізоляції повинна мати величину залежно від діаметру труби та її призначення (табл. 9.13).

Таблиця 9.13 Параметри теплоізоляції

Призначення	Діаметр, мм	Товщина ізоляції, мм
1. Пара	40÷89	80
2. Пара	25	20
3. Гаряча вода	700	200
4. Гаряча вода	40÷50	42

Розрахунок річної економії енергії

Визначаємо теплові втрати для ізольованих і неізольованих труб відповідно до методики [4].

Втрати теплової енергії неізольованими трубопроводами (ккал/год.), визначаємо за формулою:

$$Q_{\text{нiz}} = q_{\text{нiz}} \cdot L_0 \cdot k,$$

де $q_{\text{нiz}}$ – питомі втрати неізольованими трубопроводами, ккал/м·год;

k – поправочний коефіцієнт, величина якого залежить від температури навколишнього повітря та від різниці температур стінок труби і повітря;

L_0 – приведена довжина трубопроводу, м;

$$L_0 = L + (1 \cdot n) + (0.5 \cdot m),$$

n – кількість вентилів на ділянці, шт., m – кількість фланців на ділянці, шт.

Для трубопроводу № 1 з табл. 9.12 маємо

$$Q_{\text{нiz}} = 400 \cdot (200 + 2 + 2) \cdot 0,96 = 78336, \text{ ккал/год.}$$

Подальші розрахунки виконані аналогічно, результати зведені в табл. 9.14.

Теплові втрати ізольованих трубопроводів (ккал/год), визначаємо по формулі:

$$Q_{\text{iz}} = q_{\text{iz}} \cdot (t_1 - t_2) \cdot a \cdot b \cdot L_0,$$

де: q_{iz} – питома втрата 1 м трубопроводу при різниці $(t_1 - t_2) = 1$ °C в залежності від товщини ізоляції, ккал/год;

t_1 – температура стінки трубопроводу, яка приймається рівною температурі середовища, °C;

t_2 – температура повітря, °C;

a – поправочний коефіцієнт, який залежить від товщини ізоляції, коефіцієнту теплопровідності ізоляційного матеріалу та різниці температур теплоносія і повітря. При товщині ізоляції до 100 мм і різниці температур до 300°C приймається $a = 1$;

b – поправочний коефіцієнт на вплив вітру (при швидкості вітру понад 5 м/с).

На даний час можна реально понизити тепловтрати в теплових мережах шляхом використання сучасних ефективних видів теплоізоляційних матеріалів таких як ко-мірчасті пластмаси – для паропроводів, пінопласти – для конденсатопроводов та ін. з коефіцієнтом теплопровідності 0,03 ... 0,05 ккал/(м·год·°C). Приймаємо для ізоляції трубо-проводів вищезгадані матеріали.

Для трубопроводу № 1 з табл. 9.12

$$Q_{iz1} = 0,227 \cdot (120 - 15) \cdot 1 \cdot 1,03 \cdot 204 = 5008, \text{ ккал/год.}$$

Аналогічні розрахунки виконані для всіх трубопро-водів, результати наведені в табл.9.14. Чиста економія отримана з урахуванням довжини трубопроводу, а повна – з урахуванням ККД котла і системи розподілу пари.

Таблиця 9.14.Результати розрахунку теплових витрат

№ трубопро- воду	Приведена довжина	Теплові втрати без ізоляції	Теплові втрати з ізоляцією	Чиста економія	Повна економія
	$L_0, \text{ м}$	$Q_{нiz},$ ккал/год	$Q_{iz},$ ккал/год	$E_{ч}, \text{ ккал/год}$	$E_{п},$ ккал/год
1	204	78336	5008	73328	110600
2	324	77760	6272	71488	107825
3	110	20064	1939	18125	27338
4	80	11520	2832	8688	13104
5	14	67200	1257	65943	99462
6	25	3600	387	3213	4846
7	141	18950	1953	16997	25637
				257782	388812

Річна економія складе: $E_{рік} = 388812 \text{ ккал/год.} \cdot 30 \text{ год.} \cdot 50 \text{ тижнів} \cdot 10^{-6} = 583 \text{ Гкал/рік}$, що становить 86,5 тис.м³ природного газу.

Розрахунок річної економії витрат

Вартість 1000м³ природного газу – $B_r = 80 \text{ у.о.}$

Річна економія в грошовому виразі: $E_{гр} = E_{рік} \cdot B_r = 86,5 \cdot 80 = 6920 \text{ у.о.}$

Витрати на реалізацію можливості

Сумарна вартість ізоляції, яку необхідно встановити на підприємстві, складає:

$$B_{iz} = L_{зеп} \cdot C_{из.зеп} + L_{пар} \cdot C_{из.пар} = 180 \cdot 8 + 718 \cdot 10,5 = 8979 \text{ у.о.}$$

де: $L_{зеп}$ – сумарна приведена довжина трубопроводів гарячої води № 5, 6, 7, 8 табл.9.12, м;

$L_{пар}$ – сумарна приведена довжина паропроводів № 1 - 4, табл. 9.12, м;

$C_{из.зеп}, C_{из.пар}$ – вартість 1 погонного метра ізоляції відповідно трубопроводів гарячої води і паропроводу у.о./м.

Витрати на монтажні роботи $B_m = 3000 \text{ у.о.}$

Разом передбачувані витрати $B_{пер} = B_{iz} + B_m = 8979 + 3000 = 11979 \text{ у.о.}$

Оцінка простої окупності

Річна економія витрат – $E_{гр} = 6920 \text{ у.о./рік.}$

Витрати на реалізацію можливості – $B_{пер} = 11979 \text{ у.о.}$

Простий термін окупності $ПО = B_{пер}/E_{гр} = 11979/6920 = 1,7 \text{ року.}$

МЕЗ № 6 СТВОРЕННЯ СИСТЕМИ ІНФРАЧЕРВОНОГО ОБІГРІВАННЯ

Опис можливості

На підприємстві в цехах № 2 механічному, № 2 механіко-складальному, інструментальному прийнято повітряно-регістрове опалювання. Максимальна розрахун-

кова витрата тепла по механічному цеху № 2 – 1218 Гкал/рік; механіко-складальному № 2 – 1407 Гкал/рік; інструментальному – 789 Гкал/рік (Табл. 9.15).

За звітними даними підприємства на вказані потреби використовується 1500 Гкал тепла. В умовах неповного завантаження виробничих площ частина тепла витрачається нерационально, оскільки здійснюється обігрівання всього корпусу, а не лише робочих місць.

Пропонується в цехах: механічному № 2, механіко-складальному № 2, інструментальному над робочими місцями встановити системи інфрачервоного обігрівання замість існуючої системи опалювання. Запропоновані системи мають ряд переваг у порівнянні з традиційними, а саме:

- економія природного газу – 30-50%;
- не потрібне переміщення повітряних потоків, зменшення “протягів” і створення комфортних умов при зниженні термостатування на 5-10 °С;
- швидке досягнення необхідної температури в приміщенні за рахунок нагрівання спочатку підлоги, обладнання, одягу а потім повітря за рахунок конвекції від них;
- можливість організації обігрівання окремих зон, де є виробнича необхідність;
- наявність автоматичного регулювання температури, зокрема організація чергового опалювання в неробочий час і вихідні дні;
- простота і легкість обслуговування.

Таблиця 9.15. Теплове навантаження цехів

Найменування цеху	Загальне споживання тепла, Гкал	Споживання тепла з урахуванням завантаження виробничих потужностей, Гкал
1. Механічний № 2	1218	465
2. Механіко-складальний № 2	1407	535
3. Інструментальний	789	300
Разом	3414	1300

Розрахунок річної економії енергії

За даними підприємства на потреби опалювання і вентиляції в цехах: механічному № 2, механіко-складальному № 2, інструментальному в 2002 р. з урахуванням втрат в мережах і за винятком повітряно-теплових завіс, було витрачено $Q_{\text{підпр}} = 1300$ Гкал тепла або $V_1 = 260$ тис. м^3 природного газу.

Пропонується встановити, з урахуванням проектних значень тепловтрат корпусу:

- у прольоті механічного цеху № 2 – 10 шт. нагрівачів високої інтенсивності тепловою потужністю 129 Мкал/год (150 кВт);
- у прольоті механіко-складального цеху № 2 – 10 шт. нагрівачів високої інтенсивності тепловою потужністю 129 Мкал/год (150 кВт);
- у прольоті інструментального цеху – 10 шт. нагрівачів високої інтенсивності тепловою потужністю 129 Мкал/год (150 кВт).

Загальна встановлена потужність нагрівачів $N_n = 387$ Мкал/год (450 кВт)

Максимальне споживання газу за годину складе $V_{\text{г2}} = 1 \cdot b_e = 30 \cdot 1,42 = 42,6 \text{ м}^3/\text{год.}$,

де: 1 – кількість нагрівачів високої інтенсивності, шт.;

b_e – часова витрата природного газу нагрівачами високої інтенсивності, $\text{м}^3/\text{год.}$

З урахуванням діючого режиму, що становить 30% витрати газу в основному режимі, витрата газу в опалювальний період складе

$$B_z = B_{z2} \cdot (t_1 \cdot 114 + k_3 \cdot t_2 \cdot 114 + k_3 \cdot 24 \cdot 51) = 42,6 \cdot (16 \cdot 114 + 0,37 \cdot 8 \cdot 114 + 0,37 \cdot 24 \cdot 51) = 42,6 \cdot 3052 = 130000 = 130 \text{ тис. м}^3,$$

де $t_1, t_2, 24$ – термін роботи опалювальної системи в основному, діючому режимі в робочі дні і черговому режимі у вихідні дні відповідно, год;

114, 51 – кількість робочих і вихідних днів у опалювальному періоді, дні;

k_3 – коефіцієнт використання теплової потужності нагрівачів у діючому режимі.

Економія газу складе

$$E_z = B_1 - B_z = 260 - 130 = 130 \text{ тис. м}^3.$$

Розрахунок річної економії витрат на енергоресурси

Вартість природного газу, який витрачається на опалювання вказаних цехів:

$$\Pi_T = B_1 \cdot 3_T = 260 \cdot 80 = 20800 \text{ у.о.}$$

де 3_T – вартість 1 тис. м³ газу у.о.

Вартість природного газу, що витрачається на інфрачервоне обігрівання

$$\Pi_G = B_G \cdot 3_G = 130 \cdot 80 = 10400 \text{ у.о.}$$

Річна економія витрат: $E_0 = \Pi_T - \Pi_G = 20800 - 10400 = 10400 \text{ у.о.}$

Витрати на реалізацію можливості

Пропонується використовувати інфрачервоні обігрівачі високої і низької інтенсивності фірми “Schwank”, які працюють на природному газі низького тиску.

Вартість устаткування: $B_0 = 1 \cdot C_{BH} = 30 \cdot 516 = 15480 \text{ у.о.}$

де C_{BH} – ціна нагрівачів високої інтенсивності з урахуванням ПДВ, у.о.

Витрати на впровадження заходу (вартість проекту газопостачання, монтажу) приймаємо у розмірі $B_M = 7690 \text{ у.о.}$

Загальні витрати: $B = B_0 + B_M = 15480 + 7690 = 23170 \text{ у.о.}$

Оцінка простої окупності

Річна економія витрат на енергоресурси $E_0 = 10400 \text{ у.о.}$

Витрати на реалізацію можливості $B = 23170 \text{ у.о.}$

Простий термін окупності $ПО = B/E_0 = 23170/10400 = 2,23 \text{ року.}$

МЕЗ № 7 АВТОМАТИЗАЦІЯ ОБЛІКУ ВИТРАТИ ЕНЕРГОНОСІЇВ

Опис можливості

Підприємство споживає декілька видів енергоносіїв: електроенергію, газ, пару, стиснене повітря, гарячу технічну і питну воду.

Електроенергія подається на підприємство трьома кабельними вводами напругою 6 кВ. В межах промислового майданчика розподіл електроенергії здійснюється через підстанції 6/0,4 кВ загальною встановленою потужністю 6000 кВА. Комерційний облік споживання електроенергії здійснюється на вводах. Покази лічильників знімаються вручну. Технічний облік на підприємстві не здійснюється.

Детальне знайомство з підприємством показало, що розрахунок споживання пари, електроенергії, газу, стисненого повітря, холодної та гарячої води окремими підрозділами комбінату проводиться за нормативними показниками і за реальними обсягами продукції, що випуска-

ється. Приладовий облік енергоносіїв усередині комбінату не ведеться.

Пропонується автоматизувати комерційний і технічний облік за допомогою засобів обліку і контролю енергії ІТЕК, що випускаються НДІ “Енергія”, м. Київ. Ці засоби метрологічно сертифіковані в Україні і призначені для постійного або періодичного вимірювання/реєстрації фізичних величин.

Впровадження ІТЕК дозволяє споживачам розраховуватися за електроенергію за одноставковим тарифом, диференційованим за зонами доби, що в комплексі із заходами зі зниження споживання в години максимуму дає значний економічний ефект. Це вже підтверджено більш ніж річною експлуатацією ІТЕК на багатьох об'єктах України.

ІТЕК-210, ІТЕК-310 призначені для комерційного і технічного обліку електроенергії (диференційованого за часом) і побудови автоматизованих систем обліку і контролю використання електроенергії (АСОЕ) спільно з лічильниками електричної енергії – трифазними індукційними, обладнаними пристроями формування імпульсів (типу Е440, Е870, УП-1, УП-2, УП-3, СУ-500), або електронними (Siemens, Landis&Gyr, ALPHA-ABB, та ін.), які мають імпульсний вихід. Вони підтримують 64 (для ІТЕК-210) і 12 (для ІТЕК-310) каналів обліку, 4 тарифних зони, добовий графік на всіх каналах обліку – мінімум 5 діб, 2 незалежних інформаційних інтерфейси.

ІТЕК-210 може бути використаний разом або замість встановлених систем ЦТ5000 шляхом приєднання до існуючої матриці первинних вимірювальних перетворювачів. ІТЕК-210 внесений до Держреєстру засобів вимірювань України.

ІТЕК-410 – пристрій на 4 канали обліку аналогічний попереднім. Додатково він підтримує тарифи, дифе-

ренційовані за енергією і потужністю, а також стеження за процесом споживання і управління ним (якщо цей режим активізований). Добові графіки зберігаються за 4 каналами не менше 1 місяця.

Впровадження ІТЕК-220 дозволяє споживачам здійснювати облік ресурсів з високою точністю і розраховуватися за спожитий ресурс за фактом, а не пропорційно площі, яка займається.

ІТЕК-220, ІТЕК-320 призначені для використання в системах автоматизованого комерційного обліку і телеметричного контролю відпуску і споживання рідин, газів, пари і теплової енергії спільно з будь-якими стандартними первинними вимірювальними перетворювачами витрати, температури, тиску і перепаду тиску, що мають нормовані вихідні параметри, у постачальників (ТЕЦ, тепломережі, котельні) і споживачів (промислові підприємства, об'єкти житлово-комунального господарства). Вироби ІТЕК-220, ІТЕК-320 розроблені відповідно до вимог РД-50-213-80, ПР34-70-010-85, ГОСТ 6651-84 і рекомендації Р75 МОЗМ.

ІТЕК-220, ІТЕК-320 призначені для об'єктів 1 групи обліку (до 4-х об'єктів) зі складною конфігурацією прямих і зворотних трубопроводів (ІТЕК-220) і 1 або 2 групи обліку (один об'єкт) (ІТЕК-320).

Для реалізації заходу планується організувати комерційний облік споживання електроенергії в 6 пунктах, комерційний облік споживання газу – в 1 пункті, питної води – в 2 пунктах, пари – в 2 пунктах.

Технічний облік електроенергії пропонується реалізувати в 20 пунктах, технічний облік питної води – в 10 пунктах, технологічної води – в 16 пунктах, гарячої води – в 8 пунктах, газу – в 3 пунктах.

Розрахунок річної економії енергії

Виходячи з досвіду, очікувана економія від впровадження власного автоматизованого обліку і впровадження системи контролю та планування енерговитрат становитиме не менше 5%.

Таким чином, за даними споживання в 2002 році економія природного газу складе 30000 м^3 , електроенергії – 150000 кВт-год. , води – 6000 м^3 .

Розрахунок річної економії витрат

На даний час підприємство платить за енергоносії 700 тис.у.о.

Таким чином заощадження коштів на енергозбереження об'єкту становитиме

$$E_{\text{гр}} = 700000 \cdot 0,05 = 35000 \text{ у.о.}$$

Витрати на реалізацію можливості

Вартість устаткування та затрати на виконання робіт:

- комерційний облік електроенергії, газу, пари і питної води – 15000 у.о.
- технічний облік електроенергії, гарячої води, питної води, технологічної води, газу, пари – 32000 у.о.
- Будівельно-монтажні та налагоджувальні роботи – 8000 у.о.

Сумарні очікувані витрати $V_{\text{п}} = 55000 \text{ у.о.}$

Оцінка простої окупності

Річна економія витрат $E_{\text{гр}} = 35000 \text{ у.о./год.}$

Витрати на реалізацію заходу $V_{\text{п}} = 55000 \text{ у.о.}$

Простий термін окупності $ПО = V_{\text{п}}/E_{\text{гр}} = 55000/35000 \approx 1,6$ року.

МЕЗ № 8 АВТОМАТИЗАЦІЯ УПРАВЛІННЯ УСТАНОВКАМИ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Опис можливості

На підприємстві наявні засоби компенсації реактивної потужності, загальною встановленою потужністю 1600квар, не оснащені системами автоматичного регулювання потужності, внаслідок чого середньозважений коефіцієнт потужності в системі електропостачання підприємства значно нижчий за значення, визначене проектом ($\cos\phi = 0,975$ на стороні 0,4 кВ з урахуванням компенсації), і становить, згідно знятих підприємством графіків щомісячного навантаження в 2000 р., $\cos\phi = 0,652$. Графік навантаження лінії живлення інструментального цеху від РП 0,4 кВ ТП за добу 21-22 квітня 2002р. показав, що на виробництві №1 має місце перекомпенсація, внаслідок чого випереджаючий $\cos\phi$ навантаження змінюється в межах $\cos\phi = 0,94 \div 0,48$. Низьке значення коефіцієнта потужності призводить до втрат електроенергії. Крім того, як показали результати вимірювань, в результаті перекомпенсації має місце підвищення напруги до 237,0÷246,7 В, що призводить до різкого скорочення терміну служби освітлювальних приладів.

Пропонується оснастити засоби компенсації реактивної потужності системою автоматичного управління.

Розрахунок річної економії енергії

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах за рахунок підвищення коефіцієнта потужності електроустановок складе:

$E = k \cdot (W_{r1} - W_{r2}) = 0,08 \cdot (1368 - 412) = 77,5$ тис. кВт·год,
де W_{r1} – споживання реактивної енергії до впровадження пропозиції при середньозваженому $\text{tg}\varphi = 0,7666$, тис. квар·год;

W_{r2} – споживання реактивної енергії після впровадження пропозиції при середньозваженому $\text{tg}\varphi = 0,23$, тис.квар·год;

k – економічний еквівалент реактивної потужності, $k = 0,08$ кВт/квар.

Підприємству встановлена плата за спожиту реактивну енергію – $q_{pe} = 0,72$ у.о. за 1 тис.квар·год і заявлену реактивну потужність $q_{pn} = 0,1334$ за 1квар (на 2001 – 2002 рр. заявлена потужність 1000 квар).

Впровадження системи автоматичного управління установками компенсації реактивної потужності, дозволить знизити плату за реактивну енергію як за рахунок зменшення заявленої потужності так і за рахунок зменшення величини спожитої енергії.

Показники споживання електроенергії підприємством “Молот” в 2002 р., отримані на підставі даних підприємства, наведено в табл. 9.16

В результаті впровадження пропозиції скоротяться витрати електроенергії в мережах на 77,5 тис.кВт·год, крім того, зменшиться плата за реактивну енергію на 2200у.о.

Витрати на реалізацію можливості

Для забезпечення компенсації реактивної потужності до проектного значення коефіцієнта потужності $\text{tg}\varphi = 0.23$, на підприємстві, з урахуванням реального навантаження підприємства, необхідно змонтувати системи управління косинусними конденсаторами загальною потужністю 1600квар. Вартість устаткування і монтажних робіт складає 5,0тис.у.о.

Таблиця 9.16 Показники споживання енергії

Найменування показника	Одиниця вимірювання	Значення показника	
		факт 2002 р.	Очікуване після впровадження
1. Споживання активної енергії	Млн. кВт·год	3,0	3,0
2. Споживання реактивної енергії	Млн. квар·год	1,368	0,412
3. Коефіцієнт потужності, $\text{tg}\varphi$	–	0,7666	0,2309
4. Заявлене значення реактивної потужності	квар	1000	100
5. Плата за заявлену реактивну потужність	у.о.	1678	167
6. Плата за реактивну енергію	у.о.	986	297
7. Зменшення плати за реактивну енергію	у.о.		2200

Оцінка простої окупності

Річна економія електроенергії 80,0 тис.кВт·год.

Річна економія витрат $E_{\text{тр}} = 2200$ у.о./рік.

Витрати на реалізацію можливості $B_{\text{пр}} = 5000$ тис.у.о.

Простий термін окупності $ПО = B_{\text{пр}}/E_{\text{д}} = 5000/2200 = 2,3$ року.

Зі збільшенням завантаження підприємства термін окупності скоротиться.

МЕЗ № 9 ВПРОВАДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНИХ ДЖЕРЕЛ СВІТЛА

Опис можливості

Система зовнішнього освітлення заводу складається з 50 світильників СЗПР із ртутними лампами високого

тиску ДРЛ-400 – 35 шт., ДРЛ-250 – 15 шт. Частина території заводу, яка прилягає до виробничих будівель, освітлюється звичайними лампами розжарювання потужністю 500 Вт і 1000 Вт. Середньодобова тривалість увімкненого стану ламп зовнішнього освітлення 10 годин. Система внутрішнього освітлення виробничої зони заводу складається з 110 світильників з лампами ДРЛ-1000, 140 світильників з лампами ДРЛ-700, 120 світильників з лампами ДРЛ-400, 80 світильників з лампами ДРЛ-250, 109 світильників з лампами розжарювання потужністю 300÷500 Вт і 110 світильників з люмінесцентними лампами ЛБ – 40. Сумарна встановлена потужність освітлювальних приладів для внутрішнього освітлення виробничих приміщень становить 480 кВт.

В ході енергоаудиту з'ясувалося, що середньорічний коефіцієнт завантаження системи внутрішнього освітлення складає 0,2÷0,4. Тому в розрахунку кількості споживаної електроенергії світильниками внутрішнього освітлення для однозмінного режиму роботи підприємства прийнятий середньодобова тривалість увімкненого стану 3 години.

Світловий потік лампи ДРЛ-400 становить 23000 лм, а номінальна тривалість експлуатації – 6000 годин, ДРЛ-250 відповідно – 10000 лм і 2400 годин.

Враховуючи, що більше половини потужності припадає саме на ці лампи, пропонується проект заміни ртутних ламп ДРЛ-400 зовнішнього освітлення території заводу і внутрішнього освітлення цехів на натрієві лампи високого тиску ДНаТ-250-3, а ламп ДРЛ-250 на ДНаТ-100-3 з використанням існуючих світильників і заміною пускорегулюючої апаратури (ПРА). Натрієві лампи високого тиску вітчизняного виробництва, типу ДНаТ-250-3, м. Полтава мають триваліший термін експлуатації – 12000 годин при світловому потоці, який дорівнює 25000 лм, а ДНаТ-100-3 - відповідно 6000 годин і 9000 лм.

Розрахунок річної економії енергії

Зовнішнє освітлення

Потужність світильника СЗПР, укомплектованого ртутною лампою ДРЛ-400

$$P_{c1} = (S_{л-1} + S_{ПРА-1}) \cdot \cos \varphi,$$

де $S_{л-1} = 400$ ВА - потужність лампи ДРЛ-400;

$S_{ПРА-1} = 85$ ВА – потужність пускорегулювальної апаратури;

$$\cos \varphi = 0,98.$$

$$P_{c1} = (400 + 85) \cdot 0,98 = 475 \text{ Вт або } 0,475 \text{ кВт.}$$

Кількість споживаної електроенергії 35-ма світильниками за рік за середньодобової тривалості роботи 10 годин

$$W_1 = P_{c1} \cdot n_1 \cdot F_1,$$

де $n_1 = 35$ – кількість світильників;

$F_1 = 10 \cdot 365 = 3650$ год – річний фонд часу роботи світильника.

$$W_1 = 0,475 \cdot 35 \cdot 3650 = 60\,681 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Потужність світильника СЗПР, укомплектованого натрієвою лампою ДНаТ-250-3

$$P_{c2} = (S_{л-2} + S_{ПРА-2}) \cdot \cos \varphi,$$

де $S_{л-2} = 250$ ВА – потужність лампи ДНаТ-250-3;

$S_{ПРА-2} = 34,7$ ВА – потужність пускорегулювальної апаратури;

$$\cos \varphi = 0,98.$$

$$P_{c2} = (250 + 34,7) \cdot 0,98 = 279 \text{ Вт або } 0,279 \text{ кВт.}$$

Кількість споживаної електроенергії 35-ма світильниками за рік за середньодобової тривалості роботи 10 годин

$$W_2 = P_{c2} \cdot n_1 \cdot F_1 = 0,279 \cdot 35 \cdot 3650 = 35642 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Річна економія електроенергії від використання ламп ДНаТ-250-3

$$\Delta W_{el} = W_1 - W_2 = 60\,681 - 35\,642 = 25\,039 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Потужність світильника СЗПР, укомплектованого ртутною лампою ДРЛ-250

$$P_{c-3} = (S_{o-3} + S_{ПРА-3}) \cdot \cos \varphi,$$

де $S_{o-3} = 250 \text{ ВА}$ – потужність лампи ДРЛ-250;

$S_{ПРА-3} = 54,1 \text{ ВА}$ потужність пускорегулювальної апаратури;

$$\cos \varphi = 0,98.$$

$$P_{c-3} = (250 + 54,1) \cdot 0,98 = 298 \text{ Вт або } 0,298 \text{ кВт.}$$

Кількість спожитої електроенергії 15-ма світильниками за рік за середньодобової тривалості роботи 10 годин

$$W_3 = P_{c3} \cdot n_2 \cdot F_1,$$

де $n_2 = 15$ – кількість світильників;

$$W_3 = 0,298 \cdot 15 \cdot 3650 = 16315 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Потужність світильника СЗПР, укомплектованого натрієвою лампою ДНаТ-100-3

$$P_{c-4} = (S_{o-4} + S_{ПРА-4}) \cdot \cos \varphi,$$

де $S_{o-4} = 100 \text{ ВА}$ – потужність лампи ДНаТ-100-3;

$S_{ПРА-4} = 7 \text{ ВА}$ – потужність пускорегулювальної апаратури; $\cos \varphi = 0,98$.

$$P_{c-3} = (100 + 7) \cdot 0,98 = 105 \text{ Вт або } 0,105 \text{ кВт.}$$

Кількість споживаної електроенергії 15-ма світильниками за рік за середньодобової тривалості роботи 10 годин

$$W_4 = P_{c4} \cdot n_2 \cdot F_1 = 0,105 \cdot 15 \cdot 3650 = 5748 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Річна економія електроенергії від з використанням ламп ДНаТ-100-3

$$\Delta W_{e2} = W_3 - W_4 = 16315 - 5748 = 10567 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Внутрішнє освітлення

Кількість споживаної електроенергії 120-ма світильниками з лампами ДРЛ-400 за рік за середньодобовому ввімкненні на 3 години

$$W_5 = P_{c1} \cdot n_3 \cdot F_2,$$

де $n_3 = 120$ – кількість світильників;

$F_2 = 3 \cdot 365 = 1095$ годин – річний фонд часу роботи світильника.

$$W_5 = 0,475 \cdot 120 \cdot 1095 = 62415 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Кількість споживаної електроенергії 120-ма світильниками з лампами ДНаТ-250-3 за рік за середньодобовому ввімкненні на 3 години

$$W_6 = P_{c2} \cdot n_3 \cdot F_2,$$

де $n_3 = 120$ – кількість світильників;

$$W_6 = 0,279 \cdot 120 \cdot 1095 = 36660 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Річна економія електроенергії в натуральному виразі з використанням ламп ДНаТ-250-3

$$\Delta W_{e3} = P_5 - P_6 = 62415 - 36660 = 25755 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Кількість споживаної електроенергії 80-ма світильниками з лампами ДРЛ-250 за рік за середньодобовому ввімкненні на 3 години

$$W_7 = P_{c3} \cdot n_4 \cdot F_2,$$

де $n_4 = 80$ – кількість світильників;

$$W_7 = 0,298 \cdot 80 \cdot 1095 = 26\,104 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Кількість споживаної електроенергії 80-ма світильниками з лампами ДНаТ-100-3 за рік за середньодобовому ввімкненні на 3 години

$$W_8 = P_{c4} \cdot n_4 \cdot F_2 = 0,105 \cdot 80 \cdot 1095 = 9198 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Річна економія електроенергії від з використанням ламп ДНаТ-100-3

$$\Delta W_{e4} = W_7 - W_8 = 26104 - 9198 = 16\,906 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

У результаті по заводу річна економія електроенергії

$$\Delta W_E = 25039 \text{ кВт·год} + 10567 \text{ кВт·год} + 25755 \text{ кВт·год} + 16906 \text{ кВт·год} = 78267 \text{ кВт·год.}$$

Розрахунок річної економії витрат

Економія видатків на освітлення за тарифом 1 кВт·год по заводу 0,041 у.о.

$$E_{ep} = W_E \cdot 0,041 = 78267 \cdot 0,041 = 3443 \text{ у.о./рік.}$$

Витрати на реалізацію можливості

Вартість однієї лампи ДНаТ-250 з ПРА $B_1 = 35$ у.о.

Вартість однієї лампи ДНаТ-100 з ПРА $B_2 = 30$ у.о.

Витрати на реалізацію можливості $B_{ек} = 35 \cdot 55 + 30 \cdot 95 = 8275$ у.о.

Вартість монтажних робіт не враховується, оскільки ці роботи виконуватимуться працівниками заводу.

Оцінка простої окупності

Для систем зовнішнього і внутрішнього освітлення річна економія витрат

$$E_{гр} = 3443 \text{ у.о./рік.}$$

Простий термін окупності $ПО = B_{ек} / E_{гр} = 8275/3443 = 2,4$ року.

Оскільки термін служби вибраних ламп значно більший терміну служби існуючих ламп, то фактичний термін окупності може бути меншим двох років.

МЕЗ № 10 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СУШИЛЬНИХ ПЕЧЕЙ В ЛИВАРНОМУ ЦЕХУ

Опис можливості

У ливарному цеху підприємства сушіння ливарних форм і стрижнів здійснюється в камерних печах з неру-

хомим подом. Процес сушіння здійснюється продуктами згоряння природного газу, який спалюється в сушарці стрижнів – двома пальниками з витратою газу по 40 м³/год., в двокамерній сушарці ливарних форм – 4-ма пальниками з витратою газу по 90 м³/год. Регулювання процесу горіння здійснюється вручну за температурою в камері. Співвідношення газ-повітря не регулюється. Обстеження стану воріт печей показало, що вони щільно не зачиняються, залишаючи зазор ≈ 80 мм, стулки воріт не мають внутрішньої теплоізоляції. Як показали результати вимірювання параметрів процесу спалювання природного газу в двокамерній сушарці ливарних форм (див. Додаток), ККД спалювання газу $\eta = 68,47\%$, коефіцієнт надлишку повітря $\alpha = 2,98...3,32$; вміст кисню в продуктах згоряння 14,3...15,0%, температура в камері 314...271 °С, що вказує на незадовільну організацію використання природного газу.

Пропонується здійснити ремонт воріт камерних печей, провести їх режимне налагодження і організувати з використанням аналізаторів процесу горіння типу ENERAC або BACARACH моніторинг параметрів процесу спалювання природного газу в печах.

Розрахунок річної економії енергії

Як показали результати енергоаудиту, основними причинами нераціонального використання природного газу в печах сушіння є:

- 1) низький ККД спалювання природного газу, який складає $\eta = 68,47\%$, як середнє значення 3-х вимірювань. Здійснення систематичного контролю процесу горіння на відповідність його режимній карті з використанням аналізаторів процесу горіння, усунення причини нераціонального витрачання надлишку повітря і доведення його до $\alpha = 1,15$ замість отриманого в результаті вимі-

рювання $\alpha = 2,98 \div 3,32$ дозволить довести ККД горіння до 97% і скоротити споживання природного газу [4]

$$B_{\Gamma} = \frac{B_{04}}{1,15} \cdot \left(1 - \frac{1}{(2 - \eta_{\phi}) \cdot \eta_n} \right) = \frac{274}{1,15} \cdot \left(1 - \frac{1}{(2 - 0,6847) \cdot 0,97} \right) = 51,46 \text{ тис. м}^3,$$

де B_{04} – споживання природного газу на сушіння форм згідно статистичної звітності підприємства за формою № 11 мтп “Звіт про використання котельно-пічного палива, теплової та електричної енергії” за 2002р., т.у.п.;

η_{ϕ} – фактичне виміряне значення ККД горіння природного газу в печі, $\eta_{\phi} = 0,6847$;

η_n – очікуване значення ККД горіння природного газу в печі, $\eta_n = 0,97$;

2) втрати тепла через ізоляцію воріт камер. Як показали результати енергоаудиту, камерні сушарки мають ворота розміром: $4 \times 2,8 \times 0,1\text{м}$; $3,4 \times 2,8 \times 0,08\text{м}$. Ворота повинні бути теплоізовані зсередини, проте ізоляції немає.

Зменшення втрат тепла через ізоляцію воріт камери сушіння форм визначимо з виразу:

$$Q_{B1} = F_{\phi 1} \cdot (q_{\phi 1} - q_{n1}) \cdot T_{\Gamma} = 11,2 \cdot (4600 - 1230) \cdot 475 = 17928400 \text{ ккал},$$

або 2,08 тис. м³ природного газу,

де $F_{\phi 1}$ – площа воріт камери сушіння форм, м². $F_{\phi 1} = 4 \times 2,8 = 11,2 \text{ м}^2$;

$q_{\phi 1}$ – фактичний питомий тепловий потік за температури в камері $t = 350^{\circ}\text{C}$

через ворота металеві подвійні з повітряним прошарком, $q_{\phi 1} = 4600 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{год}$;

q_{n1} – номінальний питомий тепловий потік через ворота з футеровкою,

$$q_n = 1230 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{год};$$

T_{Γ} – тривалість роботи печі за рік, визначимо на підставі даних

завантаження виробничого устаткування, $T_{\Gamma} = 475$ годин;

Аналогічно зменшення втрат тепла через ізоляцію воріт камери сушіння стрижнів:

$$Q_{B2} = F_{\phi 2} \cdot (q_{\phi 2} - q_{n2}) \cdot T_{\Gamma} = 9,52 \cdot (4600 - 1530) \cdot 475 = 13882540 \text{ ккал},$$

або 1,61 тис. м³ природного газу,

де $F_{\phi 2}$ – площа воріт камери сушіння стрижнів, м². $F_{\phi 2} = 3,4 \times 2,8 = 9,52 \text{ м}^2$;

3) втрати тепла тепловипромінюванням через нещільність зачинення воріт. Зменшення втрат тепла через нещільність зачинення воріт визначимо з виразу:

$$Q_{\text{випр}} = G_s \cdot \left(\frac{T}{100} \right)^4 \cdot F_{\text{вікон}} \cdot \phi \cdot T_{\Gamma} \cdot 2 = 4,96 \cdot \left(\frac{573}{100} \right)^4 \cdot 0,544 \cdot 0,7 \cdot 475 \cdot 2 = 1934200$$

ккал ,

або 0,22 тис. м³ природного газу,

де G_s – коефіцієнт випромінювання, $G_s = 4,96 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{год}$;

T – середня температура печі, $T = 573^{\circ}\text{K}$;

$F_{\text{вікон}}$ – площа щілини між стулками воріт, $F_{\text{вікон}} = 0,544 \text{ м}^2$;

ϕ – коефіцієнт діафрагмування $\phi = 0,7$.

Економія газу складе

$$E_{\text{газу}} = 51,46 + 2,08 + 1,61 + 0,22 = 55,37 \text{ тис. м}^3.$$

Розрахунок річної економії витрат

Економія видатків за вартості газу 80 у.о. за 1000 м³

$$E_{\text{гр}} = E_{\text{газу}} \cdot 80 = 55,37 \cdot 80 = 4430 \text{ у.о./рік}.$$

Витрати на реалізацію можливості

Вартість ізоляції воріт – 1000 у.о.

Вартість монтажних робіт не враховується, оскільки ці роботи виконуватимуть працівники заводу.

Вартість газового аналізатора типу ENERAC – 6500 у.о.

Оцінка простої окупності

Річна економія витрат – $E_{\text{гр}} = 4430$ у.о.

Витрати на реалізацію можливості – $B_{\text{ек}} = 7500$ у.о.

Простий термін окупності ПО = $B_{\text{ек}} / E_{\text{гр}} = 7500/4430 = 1,69$ року.

Зі збільшенням завантаження виробництва обсяги економії зростуть.

МЕЗ № 11 ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ОХОЛОДЖЕННЯ КОМПРЕСОРНИХ УСТАНОВОК

Опис можливості

Джерелом повітропостачання підприємства є центральна компресорна станція з повітряними компресорами. На даний час у зв'язку із зниженням потреби виробництва в стисненому повітрі працює один компресор, за звичай це ВП-50/8 для охолодження якого необхідно $6 \text{ м}^3/\text{год}$ води. Система охолодження компресорної станції розрахована на загальну витрату охолоджувальної води $60 \text{ м}^3/\text{год}$ і складається з двох контурів: I контур – витратна місткість – водяна помпа типу 6K8 з потужністю електропривода 17 кВт, продуктивністю $60 \text{ м}^3/\text{год}$ – компресор – накопичувальний резервуар місткістю 25 м^3 ;

II контур накопичувальний резервуар – водяна помпа типу 6K8 – бризкаючий басейн – витратна місткість. Цикл роботи помпи I контуру – безперервний протягом 9 годин на добу; помпи II контуру – включення в роботу на 15 хв. для спорожнення накопичувальної місткості через кожні 40 хв.

Пропонується привести параметри помпи I контуру у відповідність з реальною потребою компресорної, для чого встановити помпу типу 6K18 з параметрами: максимальна продуктивність $G = 6 \text{ м}^3/\text{год}$, потужність електропривода $P = 7$ кВт, що дозволить знизити витрату електроенергії на потреби охолодження компресорної станції помпами I і II контуру.

Розрахунок річної економії

Помпа I контуру заповнює накопичувальний резервуар $V = 25 \text{ м}^3$ за 40 хв. За характеристикою помпи типу 6K8 знаходимо, що помпа споживає $P_1 = 12,7$ кВт при продуктивності $G_1 = 37,5 \text{ м}^3/\text{год}$.

Споживання електроенергії помпою типу 6K8 I контуру:

$$W_1 = P_1 \cdot t_1 \cdot n = 12,7 \cdot 9 \cdot 252 = 28803,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік},$$

де P_1 – потужність, споживана помпою за $G_1 = 37,5 \text{ м}^3/\text{год}$, кВт;

t_1 – тривалість роботи помпи за добу, годин;

n – кількість робочих днів у році, днів.

Споживання електроенергії помпою типу 6K18 I контуру:

$$W_2 = P_2 \cdot t_1 \cdot n = 0,7 \cdot 9 \cdot 252 = 1588 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік},$$

де P_2 – потужність, споживана помпою за $G_2 = 6 \text{ м}^3/\text{год}$, кВт.

Споживання електроенергії помпою типу 6K8 II контуру, якщо в I контурі працює помпа типу 6K8:

$$W_3 = P_3 \cdot t_2 \cdot n = 17 \cdot 3,375 \cdot 252 = 14458 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік},$$

де P_3 – потужність, споживана помпою за $G_3 = 100 \text{ м}^3/\text{год}$, кВт;

t_2 – тривалість роботи помпи на добу (годин), яка визначена наступним чином.

Кількість води, що подається в резервуар:

$$Q_1 = 37,5 \cdot 9 = 337,5 \text{ м}^3.$$

Кількість 15 хвилинних циклів помпи II контура:
 $337,5 / 25 = 13,5$ циклів.

Тривалість роботи помпи:

$$13,5 \cdot 0,25 = 3,375 \text{ год.}$$

Споживання електроенергії помпою типу 6К8 II контуру, якщо в I контурі працює помпа типу 6К18:

$$W_4 = P_3 \cdot t_3 \cdot n = 17 \cdot 0,54 \cdot 252 = 2313 \text{ кВт·год/рік,}$$

де t_3 – тривалість роботи помпи на добу (годин), яка визначена наступним чином.

Кількість води, що попадає у контур:

$$Q_2 = 6 \cdot 9 = 54 \text{ м}^3.$$

Кількість 15 хвилинних циклів помпи II контура:

$$54 / 25 = 2,16 \text{ циклів.}$$

Тривалість роботи помпи:

$$2,16 \cdot 0,25 = 0,54 \text{ год.}$$

Загальна економія електроенергії:

$$\Delta W = 28804 + 14458 - 1588 - 2313 = 39361 \text{ кВт·год/рік.}$$

Розрахунок річної економії витрат

Економія витрат коштів за вартості електроенергії 0,041 у.о./кВт·год:

$$E_{zp} = \Delta W \cdot 0,041 = 39361 \cdot 0,041 = 1613 \text{ у.о.}$$

Витрати на реалізацію можливості

Вартість помпи типу 6К18 – $B_1 = 290$ у.о.

Витрати на монтаж незначні, він виконуватиметься підприємством самостійно.

Оцінка простої окупності

Річна економія витрат – $E_{zp} = 1613$ у.о.

Витрати на реалізацію можливості – $B_1 = 290$ у.о.

Простий термін окупності ПО = $B_1 / E_{zp} = 290 / 1613 = 0,18$ року (2 місяці).

МЕЗ № 12 ТЕРМОІЗОЛЯЦІЯ БАКА-АКУМУЛЯТОРА ГАРЯЧОЇ ВОДИ

Опис можливості

У котельні заводу встановлений бак-акумулятор гарячої води місткістю $V = 22,8 \text{ м}^3$, який виконує функцію деаератора парового котла і служить також для збирання конденсату. Сумарна зовнішня поверхня баку $F = 65,0 \text{ м}^2$. На даний час бак неізолюваний. Температура на зовнішніх поверхнях коливається від 60°C до 80°C . Мають місце втрати тепла в навколишнє середовище через неізолювані стінки бака.

Пропонується здійснити ізоляцію баку шляхом напilenня пінополіуретану з подальшим забарвленням алюмінієвою фарбою, що знизить втрати тепла в навколишнє середовище на 90...95%.

Розрахунок річної економії енергії

Сумарна поверхня, на якій відсутня термоізоляція, складає $F = 65,0 \text{ м}^2$. Втрати тепла в навколишнє середовище визначаємо за формулою:

$$Q_{\text{втр}} = L_b \cdot F \cdot \Delta t \cdot \tau \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал,}$$

де L_b – коефіцієнт тепловіддачі,

$$L_b = 8,4 + 0,06 (t_{\text{нов}} - t_{\text{нс}}) = 8,4 + 0,06 \cdot (70 - 18) = 11,52 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{год} \cdot ^\circ\text{C);}$$

$F = 65,0 \text{ м}^2$ – поверхня теплообміну;

$t_{\text{нов}}$ – температура на поверхні бака, $t_{\text{нов}} = 70^\circ\text{C}$;

$t_{\text{нс}}$ – середньорічна температура навколишнього повітря в приміщенні бака акумулятора, $t_{\text{нс}} = 18^\circ\text{C}$;

τ – тривалість роботи баку-акумулятора,

$$\tau = 24 \cdot n_{\text{он}} + 3 \cdot n_{\text{неон}} = 24 \cdot 114 + 3 \cdot 140 = 3156 \text{ годин,}$$

де $n_{\text{он}}$ – тривалість опалювального періоду, $n_{\text{он}} = 114$ днів;

$n_{\text{неоп}}$ – тривалість неопалювального періоду, $n_{\text{неоп}} = 140$ днів.

$$Q_{\text{втр}} = 11,52 \cdot 65 \cdot (70 - 18) \cdot 3156 \cdot 10^{-6} = 122,9 \text{ Гкал.}$$

Питома витрата газу по котельній становить $b = 162 \text{ м}^3/\text{Гкал.}$

Економія газу становитиме:

$$E_z = Q_{\text{втр}} \cdot b = 122,9 \cdot 162 = 19909 \text{ м}^3/\text{рік.}$$

Розрахунок річної економії витрат

Економія витрат на природний газ за ціни 0,08 у.о. за 1 м^3

$$19909 \cdot 0,08 = 1593 \text{ у.о./рік.}$$

Витрати на реалізацію можливості

Витрати на ізоляцію $65,0 \text{ м}^2$ поверхні баку за ціни 10\$ за 1 м^2 ізоляції методом наплення: $65 \cdot 10 = 650,0 \text{ у.о.}$

Накладні витрати 20% – 130,0 у.о.

Разом – 780,0 у.о.

Оцінка простої окупності

Річна економія 1593 у.о.

Витрати на реалізацію можливості 780,0 у.о.

Простий термін окупності ПО = $780,0/1593 = 0,5$ року.

МЕЗ № 13 МОНІТОРИНГ РОБОТИ КОТЕЛЬНОГО УСТАТКУВАННЯ І ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМУ ТЕПЛОВИКОРИСТОВУЮЧОГО ОБЛАДНАННЯ

Опис можливості

Підприємство має розгалуджену пароконденсатну систему гарячого водопостачання і систему опалювання, при цьому практично відсутні штатні манометри і термометри для контролю режиму роботи обладнання. Неможливо провести аналіз ефективності роботи тепловикорис-

товуючих установок, розрахувати питомі витрати енергії, своєчасно виявляти несправності обладнання.

Пропонується впровадити на підприємстві переносний термометр інфрачервоного випромінювання типу “Reynger ST6”, що дозволить провести моніторинг тепловикористовуючого обладнання, регулярно контролювати (1 – 2 рази на тиждень) ефективність його роботи і вживати своєчасно заходів для зниження втрат теплової енергії. Враховуючи стан тепловикористовуючого устаткування і рівень його експлуатації, очікуване заощадження тепла складає 2,0%.

Розрахунок річної економії тепла

Річна економія – 2,0%. Річне споживання тепла 2802Гкал. Очікувана економія тепла: $2802\text{Гкал} \cdot 0,02 = 56\text{Гкал}$, що відповідає споживанню 10,2 тис. м^3 природного газу і 0,88 т мазуту топкового.

Для вартості 1 тис. м^3 природного газу 80у.о., а мазуту – 230у.о. за 1 т зниження витрат на енергоресурси:

$$E_{zp} = 10,2 \cdot 80 + 0,88 \cdot 230 = 1018 \text{ у.о.}$$

Запропоноване обладнання та його вартість

Вартість переносного термометра інфрачервоного випромінювання типу “Reynger ST6” – 1000 у.о.

Оцінка простої окупності

Простий термін окупності ПО = $1000/1018 = 0,98$ року ≈ 1 рік.

Опис можливості

На технологічні потреби основного виробництва за даними 2002 року витрачається близько 66% електроенергії, що споживається підприємством. Це становить 1980 тис. кВт·год вартістю 812 тис. у.о.

Одним з основних споживачів електроенергії є електричні приводи технологічного, помпового і вентиляційного устаткування.

В процесі експлуатації підприємства у разі виходу з ладу електродвигунів проводилася їх заміна без урахування номінально необхідної потужності. Як показали вимірювання електричної потужності електроустаткування, за існуючого завантаження виробничих потужностей має місце його недовантаження, потужність електродвигунів використовується на 30÷40%. Навіть на однотипному устаткуванні використовуються двигуни з різною номінальною потужністю, яка часто перевищує необхідне її значення. Сумарна встановлена потужність 2250 двигунів, що використовуються у виробництві, – 1100 кВт. Приєднана потужність трансформаторів – 7000 кВА. Крім того, наявне інше електрообладнання загальною потужністю 2830 кВт.

Для компенсації реактивної потужності використовуються батареї конденсаторів загальною приєднаною потужністю 1600 квар. Все вищезгадане обладнання вимагає контролю і управління режимами навантаження.

Пропонується впровадити на підприємстві оперативний контроль реально споживаної потужності електрообладнанням (в першу чергу електроприводами) за допомогою комплексу переносних приладів і вимірювання коефіцієнта потужності. Запропонований захід дозволить провести моніторинг реального завантаження електрооб-

ладнання, проаналізувати його ефективність і ефективніше організувати планову заміну. Реалізація цього проекту дозволить економити не менш 1,5% електроенергії для технологічних потреб.

Розрахунок річної економії

Річне споживання електроенергії (за даними 2002р.) – 1980 тис. кВт·год.

Вартість 1 тис. кВт·год – 41,2 у.о.

Очікуваний рівень зниження споживання електроенергії – 1,5%.
Очікувана економія енергії: $1980 \text{ тис. кВт·год} \cdot 0,015 = 27,9 \text{ тис. кВт·год}$.

Зниження витрат: $27,9 \text{ тис. кВт·год} \cdot 41,2 = 1224 \text{ у.о.}$

Пропоноване обладнання та його вартість

Вартість одного комплексу переносних приладів типу “2000 A Wattprobe” і “Power Factor Meter, TIF 2300” з урахуванням накладних і транспортних витрат – 1000 у.о.

Оцінка простої окупності

Простий термін окупності ПО = $1000/1224 = 0,82$ року ≈ 10 місяців.

**9.8. ВПЛИВ РЕКОМЕНДАЦІЙ НА СТАН
НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА**

Найефективнішим способом зниження шкідливих викидів в атмосферу є зменшення використання палива та електроенергії, тому впровадження запропонованих рекомендацій з енергозбереження є актуальним і з екологічного погляду.

Враховуючи, що підприємство забезпечує потреби в тепловій енергії від власної котельні, її економія виражена через економію природного газу.

Річна економія природного газу від впровадження запропонованих заходів становитиме:

МЕЗ № 1	– $E_{1z} = 30,0$ тис. м ³ ;
МЕЗ № 2	– $E_{2z} = 75$ тис. м ³ ;
МЕЗ № 3	– $E_{3z} = 30,0$ тис. м ³ ;
МЕЗ № 4	– $E_{4z} = 28,1$ тис. м ³ ;
МЕЗ № 5	– $E_{5z} = 86,5$ тис. м ³ ;
МЕЗ № 6	– $E_{6z} = 130$ тис. м ³ ;
МЕЗ № 7	– $E_{7z} = 30,0$ тис. м ³ ;
МЕЗ № 10	– $E_{10z} = 55,4$ тис. м ³ ;
МЕЗ № 12	– $E_{12z} = 19,9$ тис. м ³ ;
МЕЗ № 13	– $E_{13z} = 10,2$ тис. м ³ ;

Загальна економія природного газу становитиме

$$E_{\text{заг.г}} = E_{1z} + E_{2z} + E_{3z} + E_{4z} + E_{5z} + E_{6z} + E_{7z} + E_{10z} + E_{12z} + E_{13z} = 30,0 + 75 + 30,0 + 28,1 + 86,5 + 130 + 30,0 + 55,4 + 19,9 + 10,2 = 495 \text{ тис. м}^3.$$

Під час спалювання природного газу в атмосферу викидається оксид вуглецю CO та оксиди азоту NO_x.

Обсяг викидів у атмосферу, яким вдалося запобігти, визначимо з використанням результатів дослідження котла (див. Додаток), з яких видно що викиди складають:

оксиди вуглецю: $M_{\text{COк}} = h_{\text{COк}} \cdot E_{\text{заг.г}} = 0,116 \cdot 495 = 57,4$ кг;

оксидів азоту: $M_{\text{NOкк}} = h_{\text{NOкк}} \cdot E_{\text{заг.г}} = 0,234 \cdot 495 = 115,7$ кг,

де h_{CO} , $h_{\text{NOк}}$ – питомі викиди, відповідно, окисли вуглецю і оксидів азоту, кг/тис. м³.

Результати розрахунків наведені в таблиці 9.17.

Економія електроенергії на заводі від впровадження заходів становитиме:

МЕЗ № 1	– $W_1 = 150,0$ тис. кВт·год;
МЕЗ № 4	– $W_4 = 28,20$ тис. кВт·год;
МЕЗ № 7	– $W_7 = 150,0$ тис. кВт·год;
МЕЗ № 8	– $W_8 = 80,00$ тис. кВт·год;
МЕЗ № 9	– $W_9 = 78,27$ тис. кВт·год;
МЕЗ № 11	– $W_{11} = 39,36$ тис. кВт·год;

МЕЗ № 14 – $W_{14} = 27,9$ тис. кВт·год.

Загальна економія електроенергії становитиме:

$$W_{\text{заг.}} = W_1 + W_4 + W_7 + W_8 + W_9 + W_{11} + W_{14} = 150,0 + 28,2 + 150,0 + 80,0 + 78,27 + 39,36 + 27,9 = 553,73 \text{ тис. кВт·год/рік.}$$

За даними Мінпаливенерго України середні викиди під час вироблення 1 тис. кВт·год електроенергії становитимуть:

викиди твердих часток	– 4,4 кг;
оксидів вуглецю CO	– 0,5 кг;
оксидів азоту NO _x	– 2,2 кг;
оксидів сірки SO ₂	– 9,9 кг.

Результати розрахунку викидів шкідливих речовин у атмосферу, які попереджені економією електроенергії, наведені в табл. 9.17.

Таким чином, впровадження запропонованих заходів скоротить викиди шкідливих речовин у атмосферу на 9,58 т, що безумовно зробить позитивний вплив на екологічну ситуацію в місті.

Таблиця 9.17. Зведені показники попереджених викидів у атмосферу шкідливих речовин в результаті впровадження запропонованих заходів

Найменування викиду	Викиди природного газу	Зниження викидів від економії електроенергії	Загальне зниження за рік
Тверді частки, т		2,43	2,43
Оксид вуглецю, т	0,057	0,277	0,334
Оксиди азоту, т	0,116	1,22	1,366
Оксиди сірки, т		5,48	5,48
Всього, т	0,173	9,407	9,58

9.9. ДОДАТКИ

9.9.1. Результати вимірювань та зібрані дані

Результати вимірювання показників ефективності процесу спалювання природного газу в котлі № 1 типу ДКВР-6,5-13 котельної підприємства “Молот” 21.04.2002р. (тиск пари 2,0кг/см²).

Вимірювання № 1 (за котлом)	Вимірювання № 2 (за котлом)	Вимірювання № 3 (перед димовсмоктувачем)
BACHARACH MODEL CA300NSX ***** COMBUSTION ANALYZER ID: _____ SER NO: VCO 512 TIME: 10:18 DATE: 21, 04, 02 FUEL: NATURAL GAS PRIMRY TEMP <C> 25 STACK TEMP <C> 119 % OXYGEN: 16,6 % EXCESS AIR: 352 % CARBON - DIOXIDE: 2,4 PPM CARBON - MONOXIDE: 20 PPM MOX: 7 PPM SULFUR - DIOXIDE: 0 % EFFICIENCY: 85,3* % STACK LOSS: 14,7* TEST PERFORMED BY:	BACHARACH MODEL CA300NSX ***** COMBUSTION ANALYZER ID: _____ SER NO: VCO 512 TIME: 10:22 DATE: 21, 04, 02 FUEL: NATURAL GAS PRIMRY TEMP <C> 25 STACK TEMP <C> 124 % OXYGEN: 16,6 % EXCESS AIR: 352 % CARBON - DIOXIDE: 2,4 PPM CARBON - MONOXIDE: 21 PPM MOX: 7 PPM SULFUR - DIOXIDE: 0 % EFFICIENCY: 84,3* % STACK LOSS: 15,7* TEST PERFORMED BY:	BACHARACH MODEL CA300NSX ***** COMBUSTION ANALYZER ID: _____ SER NO: VCO 512 TIME: 10:07 DATE: 21, 04, 02 FUEL: NATURAL GAS PRIMRY TEMP <C> 24 STACK TEMP <C> 30 % OXYGEN: 20,8 % EXCESS AIR: 276 % CARBON - DIOXIDE: 0,1 PPM CARBON - MONOXIDE: 42 PPM MOX: 6 PPM SULFUR - DIOXIDE: 13 % EFFICIENCY: 83,5* % STACK LOSS: 16,5* TEST PERFORMED BY:

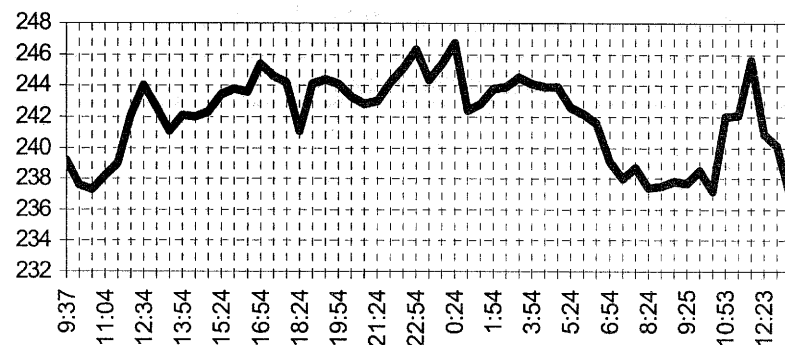
• – без урахування температури дуттевого повітря.

Результати вимірювання параметрів горіння газу в двокамерній сушильній печі “BACHARACH”

Місце вимірювання		
У центрі печі на 2/3 висоти	У центрі печі під стелею	У центрі печі під стелею
BACHARACH MODEL CA300NSX ***** COMBUSTION ANALYZER ID: _____ SER NO: VCO 512 TIME: 21:45 DATE: 14, 04, 02 FUEL: NATURAL GAS PRIMRY TEMP <C> 21 STACK TEMP <C> 271 % OXYGEN: 15,0 % EXCESS AIR: 232 % CARBON - DIOXIDE: 3,3 PPM CARBON - MONOXIDE: 23 PPM MOX: 29 PPM SULFUR - DIOXIDE: 0 % EFFICIENCY: 70,2* % STACK LOSS: 29,8* TEST PERFORMED BY:	BACHARACH MODEL CA300NSX ***** COMBUSTION ANALYZER ID: _____ SER NO: VCO 512 TIME: 21:50 DATE: 14, 04, 02 FUEL: NATURAL GAS PRIMRY TEMP <C> 21 STACK TEMP <C> 324 % OXYGEN: 14,4 % EXCESS AIR: 202 % CARBON - DIOXIDE: 3,6 PPM CARBON - MONOXIDE: 39 PPM MOX: 30 PPM SULFUR - DIOXIDE: 0 % EFFICIENCY: 66,9* % STACK LOSS: 33,1* TEST PERFORMED BY:	BACHARACH MODEL CA300NSX ***** COMBUSTION ANALYZER ID: _____ SER NO: VCO 512 TIME: 21:52 DATE: 14, 04, 02 FUEL: NATURAL GAS PRIMRY TEMP <C> 21 STACK TEMP <C> 314 % OXYGEN: 14,3 % EXCESS AIR: 198 % CARBON - DIOXIDE: 3,7 PPM CARBON - MONOXIDE: 55 PPM MOX: 31 PPM SULFUR - DIOXIDE: 0 % EFFICIENCY: 68,3* % STACK LOSS: 31,7* TEST PERFORMED BY:

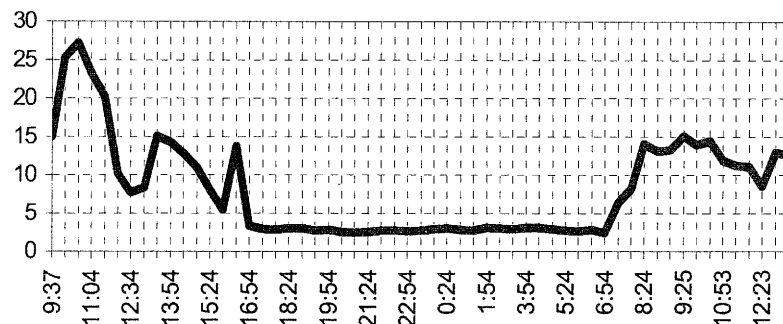
U, В

Напруга на шинах РП 0,4 кВ



P, кВт

Активна потужність



Результати вимірювання на ТП параметрів графіків електричних навантажень групи споживачів інструментального цеху 21 - 22.04.02 р.

9.9.2. Співвідношення між одиницями вимірювання

ТЕПЛОТА (Дж)

$$1 \text{ кал} = 4,187 \text{ Дж}$$

$$1 \text{ ккал} = 4,187 \text{ кДж} = 3,968 \text{ Вtu}$$

$$1 \text{ Гкал} = 4,187 \cdot 10^3 \text{ МДж} = 4,187 \text{ Гж}$$

$$1 \text{ Вtu} = 1055 \text{ Дж} = 1,055 \text{ кДж} =$$

$$= 1,055 \cdot 10^{-3} \text{ МДж}$$

ПОТУЖНІСТЬ (Вт)

$$1 \text{ Вт} = 1 \text{ Дж/с}$$

$$1 \text{ кВт} = 3,6 \text{ МДж/год} = 860 \text{ ккал/год}$$

$$1 \text{ кВт} = 1,36 \text{ НР}$$

$$1 \text{ кВт} = 1,34 \text{ hp}$$

ТИСК (Па)

$$1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2$$

$$1 \text{ мм вод. ст.} = 9,8 \text{ Па}$$

$$1 \text{ кг/см}^2 = 1 \text{ атм.}$$

$$1 \text{ атм.} = 10^5 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа}$$

$$1 \text{ бар} = 10^5 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа}$$

МІРИ ДОВЖИНИ (м)

$$1 \text{ мм} = 0,0394 \text{ in} = 0,00328 \text{ ft}$$

$$1 \text{ см} = 0,3937 \text{ in} = 0,0328 \text{ ft}$$

$$1 \text{ м} = 39,37 \text{ in} = 3,281 \text{ ft}$$

МІРИ МАСИ (кг)

$$1 \text{ г} = 2,2046 \cdot 10^{-3} \text{ lb}$$

$$1 \text{ кг} = 2,2046 \text{ lb}$$

$$1 \text{ т} = 1000 \text{ кг} = 2,2046 \cdot 10^3 \text{ lb}$$

МІРИ ПЛОЩІ (м²)

$$1 \text{ см}^2 = 0,155 \text{ in}^2 = 1,076 \cdot 10^{-3} \text{ ft}^2$$

$$1 \text{ м}^2 = 1,55 \cdot 10^3 \text{ in}^2 = 10,76 \text{ ft}^2$$

МІРИ ОБ'ЄМУ (м³)

$$1 \text{ м}^3 = 35,31 \text{ ft}^3 = 1000 \text{ л}$$

$$1 \text{ л} = 35,31 \cdot 10^{-3} \text{ ft}^3$$

$$1 \text{ л} = 0,264 \text{ gal (US)}$$

ЕНТАЛЬПІЯ (кДж/кг)

$$1 \text{ кДж/кг} = 0,43 \text{ Btu/lb}$$

$$1 \text{ кДж/м}^3 = 26,84 \cdot 10^{-3} \text{ Btu/ft}^3$$

$$1 \text{ МДж/м}^3 = 26,84 \text{ Btu/ft}^3$$

$$1 \text{ ккал/м}^3 = 4,187 \text{ кДж/м}^3 = 0,112 \text{ Btu/ft}^3$$

ТЕМПЕРАТУРА (ТК)

$$t^{\circ}\text{C} = 0,56 (t^{\circ}\text{F} - 32)$$

$$\text{ТК} = t^{\circ}\text{C} + 273$$

9.9.3. Список скорочень**СКОРОЧЕННЯ**

МЕЗ	—	можливості енергозбереження;
грн.	—	гривня;
у.о.	—	умовна одиниця;
ін.	—	інші;
ім.	—	імені;
КВП і А	—	контрольно-вимірювальні прилади і автоматика;
ККД	—	коефіцієнт корисної дії;
міс.	—	місяць;
млн.	—	мільйон;
ВАТ	—	відкрите акціонерне товариство;
ОП	—	охорона праці;
п.	—	пункт;
ПРА	—	пускорегулювальна апаратура;
ПФВ	—	планово-фінансовий відділ;
рис.	—	рисунок;
див.	—	дивись;
СНД	—	Співдружність Незалежних Держав;
табл.	—	таблиця;
т.д.	—	так далі;
тел.	—	телефон;
тис.	—	тисяча;
чол.	—	чоловік;
шт.	—	штука;
ГВП	—	гаряче водопостачання.

ОДИНИЦІ ВИМІРЮВАННЯ

Btu	—	британська теплова одиниця;
Вт	—	ват;

ГДж	– гігаджоуль;
Гкал	– гігакалорія;
г	– грам;
кВА	– кіловольт-ампер;
квар	– кіловольт-ампер реактивний;
кВт	– кіловат;
кВт·год.	– кіловат година;
кВ	– кіловольт;
кг	– кілограм;
т	– метрична тонна;
кг у.п.	– кілограм умовного палива;
ккал	– кілокалорія;
лм	– люмен, світловий потік;
МДж	– мегаджоуль;
МВт	– мегават;
м	– метр;
мм	– міліметр;
м ²	– метр квадратний;
см ²	– сантиметр квадратний;
м ³	– метр кубічний;
хв	– хвилина;
год	– година;
°С	– градуси Цельсія;
°F	– градуси Фаренгейта;
ТК	– Кельвін;

9.9.4. Попередні специфікації

Специфікація обладнання для постачання підприємству
“Молот”

Позначення заходу по розділу	Найменування обладнання	Тип, марка	Завод виробник, країна	Основні параметри	Вартість постачання	
					Грн.	у.о.
1	2	3	4	5	6	7
МЕЗ № 1	Неконтактний інфрачервоний пірометр	Модель ST6	Фірма “Raynger” США	t = -20. + 1000 °C L _{вим} = 10 м	–	1000
	Аналізатор електричних навантажень	Модель DRA-NETZ	Фірма “Dranetz Technologies, Inc” США	-	-	5000
	Переносний анемометр	Модель 444HT	Фірма “Kurz Instruments, Inc”, США	-	-	1300
	Тестер	Модель 87	Фірма “Fluke Mig Co, Inc”, США	-	-	500
	Вимірювач коефіцієнту потужності	Модель TIF 2300	Фірма “TIF Instruments, Inc”, 9101 N.W.7th Avenue Post Office Box 1338 Miami, Florida 33238-9990	-	-	600
	Ватметр	Модель TIF 2000 A	Фірма “TIF Instruments, Inc”, 9101 N.W.7th Avenue Post Office Box 1338 Miami, Florida 33238-9990	-	-	600
МЕЗ № 2	Газоаналізатор	ENERAC – 2000	Energy Efficiency Systems, Inc., 1300 Shames Drive, Westbury, NX 11590, США	Аналізовані гази: O ₂ , CO ₂ , SO ₂ , NO _x	–	5000

Продовження табл.						
МЕЗ № 3	Конденсато відвідник поплавко- вий	FT 20-32	Фірма "Spirax Sarco Inc." P. O. BOX 119 ALLENTOWN, PA	DN = 20 PY = 16 кг/см ²	-	3640
	Фільтр конденсат- ний	FIG33	Фірма "Spirax Sarco Inc." P. O. BOX 119 ALLENTOWN, PA	DN = 20 PY = 16 кг/см ²	-	880
	Клапан зворотний	DCV	Фірма "Spirax Sarco Inc." P. O. BOX 119 ALLENTOWN, PA	DN = 20 PY = 16 кг/см ²	-	770
МЕЗ № 4	Котел водонагрів- ний	KB-0,1 ГН	АТ "Укркотлосервіс", м. Донецьк	-	1400 0	-
МЕЗ № 5	Теплоізоля- ційні мате- ріали для паропро- водів	Склово- локно з алюмі- нієвим кожухом	США	t = 150 °C	-	7540
	Теплоізоля- ційні мате- ріали для трубопро- дів гарячої води	Пінополі уретан	БАТ "Васильків- ський завод холодильників" м. Васильків, Київська обл., вул. Соборна, 72, Україна	t = 100 °C	8064	-
МЕЗ № 6	Інфрачер- воні газові обігрівачі високої ін- тенсивності	JR - 50	-	P = 15 кВт	-	1548 0
МЕЗ № 7	Комплекс технічних засобів обліку і контролю енергії	ІТЕК (еле- ментна база США)	НПП "Енергия+", 252056 м. Київ, Проспект Перемоги 37, корп. 22, Україна	Комерці- йний облік Техніч- ний облік	-	15000 32000
МЕЗ № 8	Системи автоматич- ного управління конденса- торними установ- ками	УКМ 62- 0,4	-	U = 0,4 кВ	-	5000

Продовження табл.						
МЕЗ № 9	Лампа натрієва високого тиску з пускорегу- лювальною апаратурою	ДНАТ- 250-3 ДНАТ- 100-3	БАТ "Полтавсь- кий завод газорозрядних ламп", м. Полтава, вул. Заводська, 3, Україна	U = 220 В P = 250 Вт P = 100 Вт	- -	770 2460
МЕЗ № 10	Газоаналі- затор	ENERAC - 2000	Energy Efficiency Systems, Inc., 1300 Shames Drive, Westbury, NX 11590, США	Аналі- зовані гази: O ₂ , CO ₂ , SO ₂ , NO _x	-	5000
МЕЗ № 11	Помпа холодної води	6K18	-	G = 15 м ³ /год P = 1,5 кВт, U = 380 В	-	290

Контрольні запитання і завдання для самоперевірки

1. Що вказується у короткій експертизі?
2. Наведіть приклади можливостей енергозбереження (МЕЗ) на підприємстві.
3. Чому важливо враховувати витрати на енергоносії?
4. Із чого видно, що підприємство має стійкі зв'язки на зовнішньому ринку?
5. Проаналізуйте фінансовий стан підприємства. Які показники його роботи можна використати для обґрунтування доцільності впровадження заходів з енергозбереження?
6. В якому вигляді можна представити розподіл обсягів споживаної енергії за видами енергоносіїв?
7. За яким тарифом завод розраховується за електроенергією?
8. Які енергоносії використовує даний завод та для яких потреб?

9. Що є джерелом теплопостачання підприємства?
10. Простежте динаміку споживання різних енергоносіїв за видами продукції або робіт. Проаналізуйте результати.
11. Які попередні заходи з енергозбереження були вжиті на підприємстві?
12. Що таке енергетичний менеджмент? Що дає його впровадження на підприємстві?
13. Проаналізуйте циклічність енергетичного менеджменту.
14. У чому полягають основні обов'язки енергетичного менеджера?
15. Що таке простий термін окупності? Як він обчислюється?
16. Як можна підвищити ефективність спалювання палива в котлах?
17. Для чого використовуються конденсатовідвідники?
18. Як визначити теплові втрати для ізольованих і неізольованих труб?
19. Наведіть переваги інфрачервоного опалення у порівнянні з традиційними системами.
20. Для чого призначені ІТЕК-210 та ІТЕК-310?
21. До чого призводить перекомпенсація?
22. Які можливості енергозбереження ви можете назвати?
23. Які шкідливі речовини потрапляють у атмосферу під час спалювання природного газу?

10. АВТОМАТИЗАЦІЯ ОБЛІКУ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ

Облік і контроль споживання енергії на підприємствах необхідні для організації служби енергоменеджменту, нормування енергоспоживання, а також для розрахунків з енергопостачальними організаціями. Пропонуємо на прикладі розглянути загальний підхід до побудови автоматизованої системи обліку енергоресурсів (АСОЕ).

Електроспоживання підприємства характеризується показниками, які визначають взаємодію підприємства з електропостачальною організацією:

- активна електроенергія, спожита за розрахунковий період;
- реактивна електроенергія, спожита за розрахунковий період;
- показники якості електроенергії на межі розподілу балансової приналежності електричних мереж відповідно до ДСТУ 13109-97.

Взаємини енергосистеми із споживачами електроенергії регламентуються директивними, нормативними й інструктивними матеріалами, до яких у першу чергу належать "Правила користування електричною енергією".

Ці взаємини передбачають вирішення ряду питань, які умовно поділяються на дві групи:

- юридично-правові;
- оперативно-диспетчерські.

На даний час на більшості підприємств дані про електроспоживання фіксуються електромеханічними лічильниками. Для здійснення регулювання потужності підприємства збирання і оброблення інформації щодо електроспоживання повинні здійснюватися автоматично. Для цього використовують АСОЕ різного типу, які все

частіше застосовуються на промислових підприємствах. Ці системи забезпечують технічний і комерційний облік спожитої електроенергії відповідно до діючих тарифів, контроль її витрат, видачу необхідної інформації в цифровій формі для енергоменеджера, контроль і фіксацію перевищення ліміту електроспоживання.

Завдяки застосуванню АСОЕ і ряду пакетних програм для електронно-обчислювальної техніки на підприємствах досягається економія енергоресурсів за рахунок раціонального використання електроустаткування і вирівнювання піків споживання в години ранкового і вечірнього максимумів.

АСОЕ призначені насамперед для великих систем електроспоживання, де дуже важко, а часом і неможливо зробити достатньо точний облік електроспоживання. За будовою ці системи являють собою сукупність організаційно-технічних підсистем, які забезпечують вироблення рішень на основі автоматизації інформаційних та обчислювальних процесів, пов'язаних з енергетикою. АСОЕ також призначена для забезпечення ефективного контролю за режимами електроспоживання за потужністю і енергією, керування навантаженням споживачів-регуляторів протягом доби, коротко- і довгострокового планування режимів електроспоживання, формування статистичної звітності та інших задач функціонування систем електропостачання.

Загальна структура АСОЕ, яка входить до комплексу технічних засобів служби енергоменеджменту підприємства, наведена на *рис.10.1*. Вона складається з трьох основних підсистем:

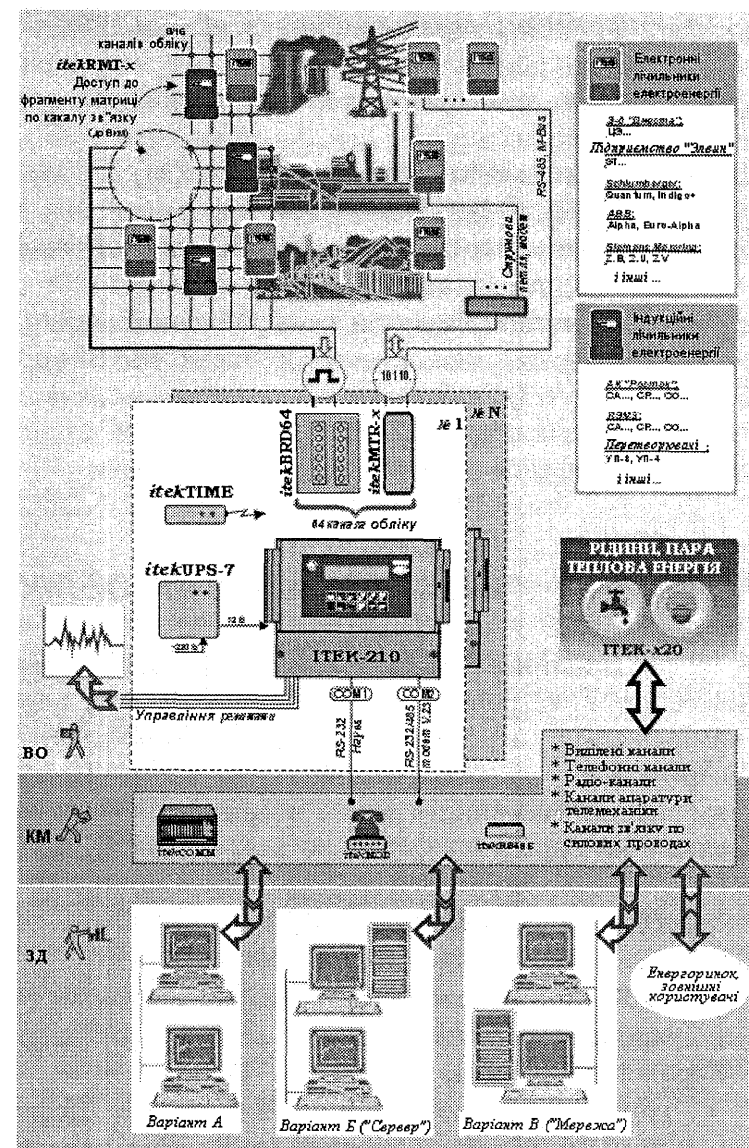


Рис. 10.1. Загальна схема організації обліку енергоресурсів

- **підсистема вимірювання та обліку (ВО)** – територіально розосереджена і в основному сконцентрована в місцях виконання первинних вимірювань;
- **комунікаційна підсистема (КМ)** – містить програмно-технічні засоби інформації, які забезпечують передавання, від ВО до ЗД каналами зв'язку різних типів;
- **підсистема збирання та оброблення даних (ЗД)** – безліч автоматизованих робочих місць користувачів АСОЕ і баз даних.

Всі підсистеми АСОЕ використовують стандартні апаратні інтерфейси й протоколи передачі даних.

10.1. ПІДСИСТЕМА ВИМІРЮВАННЯ ТА ОБЛІКУ

Підсистема вимірювання та обліку (ВО) будується на основі пристроїв обліку й використовує як первинні вимірювальні перетворювачі лічильники електричної енергії, тепло- та водолічильники. ВО формує результати вимірювань (первинні дані) і зберігає їх у неопрацьованому вигляді.

10.1.1. Лічильники

Як лічильники можуть використовуватися будь-які раніше встановлені на об'єкті або присутні на ринку України лічильники, якщо:

- вони задовольняють вимогам органів Держстандарту (внесені в Держреєстр засобів вимірювань України);

- мають імпульсний вихід, пропорційний кількості пропущеної через лічильник енергії або води (в іншому випадку їх конструкція повинна забезпечувати встановлення для електролічильників, наявних на ринку перетворювачів обертів диска в послідовність імпульсів типу Е440, Е870, УП-3 або УП-4 – для індукційних лічильників; для електронних електро/тепло лічильників – модулів імпульсних виходів;
- за своїми поточними метрологічними і експлуатаційними характеристиками вони можуть використовуватися як розрахункові у встановлених точках обліку відповідно до вимог нормативних документів.

10.1.2. Пристрій обліку

Як пристрій обліку електричної енергії, наприклад, можуть застосовуватися пристрої групи ІТЕК-210 (внесені в Держреєстр засобів вимірювань України за №735-01) або інші аналогічні, які виконують вимірювання й обчислення:

- середньої 1-, 3-хвилинної потужності, ковзної середньої 30-ти хвилинної потужності;
- добових півгодинних графіків електричних навантажень;
- прогнозованого значення півгодинної потужності та її відхилення від договірного значення на кінець поточних півгодини;
- відхилення від договірного значення (ліміту) споживання енергії за минулі облікові періоди: добові, місячні, квартальні;
- кількості перевищень договірного значення потужності в тарифних зонах за поточні й минулі облікові періоди: доба, місяць, квартал;

- максимального значення півгодинної потужності й часу його фіксації за поточні й минулі облікові періоди: доба, місяць, квартал і в зонах ранкового й вечірнього максимуму за ці самі періоди;
- енергії тарифних зон за поточні й минулі облікові періоди: добові, місячні, квартальні;
- енергії за поточні і попередні облікові періоди: добові, місячні, квартальні.

Облік електричної енергії здійснюється:

- каналами обліку, що відповідає обліку активної або реактивної енергії в одному напрямку (наприклад, лічильнику, який забезпечує облік активної й реактивної енергії у двох напрямках, відповідає чотири канали обліку);
- групами обліку – відповідно алгебраїчній сумі значень параметрів каналів обліку, що дає можливість обчислити загальне значення енергії з урахуванням її приймання й віддачі.

ІТЕК-210 підтримують від 1 до 64 каналів та організацію до 32 груп обліку. Взаємодія з лічильниками здійснюється двома способами.

- Лічильники з імпульсним виходом приєднуються до матриці (модуль **itekBRD64** – *рис. 10.2, поз.2*). В цьому випадку максимальна довжина ліній зв'язку становить 3 км. За необхідності фрагмент матриці (8/16 каналів обліку) може бути винесений (за допомогою модуля **itekRMT-x**) на відстань до 8 км, і зв'язок з ним буде здійснюватися через провідний канал зв'язку (наприклад, виділений телефонний канал, фізична пара).
- Послідовний інтерфейс (через протокольний процесор **itekMTR-x**), організований у вигляді спільної шини (RS-232, M-Bus) або зірки (мультиплек-

сор, пов'язаний з лічильниками виділеним каналом: струмова петля, телефонний канал та ін.). Такий спосіб взаємодії може використовуватися в технічно обґрунтованих випадках, а також для дублюючого вимірювального каналу з лічильником.

ІТЕК-210 забезпечує обробку сезонних змін часу в автоматичному режимі й відстеження стану рахункових механізмів лічильників електроенергії, що значно спрощує процедуру перевірки вимірювальних каналів.

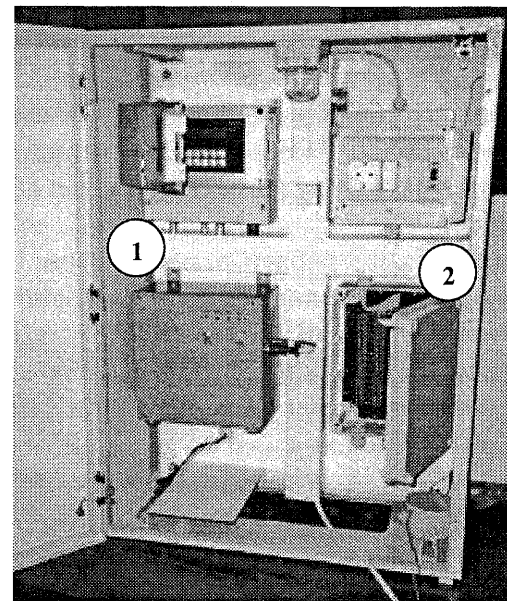


Рис. 10.2. Монтажний комплект ІТЕК-210

Наявність двох незалежних інформаційних каналів на базі послідовних інтерфейсів (RS232/485, виділений/комутований телефонний модем V.23, радіо-модем, Hayes-модем) дозволяє будувати різні конфігурації АСОЕ, забезпечуючи одночасний доступ постачальника й споживача до первинних даних.

Лінії зв'язку з лічильниками й інформаційними каналами надійно захищені від електромагнітних полів і атмосферної електрики.

ІТЕК-210 комплектується пристроєм безперебійного електроживлення *itekUPS* (рис. 10.2, поз.3), що забезпечує під час аварій живлення підтримання працездатності обладнання в середньому протягом 12 годин.

На об'єкт ІТЕК-210 поставляється, як правило, у вигляді монтажного комплексу (рис. 10.2, поз.4). Це запобігає несанкціонованому доступу до засобів вимірювань і спрощує їх технічне обслуговування. Такий комплект виготовляється з урахуванням технологічних особливостей і умов експлуатації АСОЕ на конкретному об'єкті.

Пристрої обліку ІТЕК-210 здатні приймати, обробляти й накопичувати імпульсні сигнали від тепло-, водо-, газолічильників.

Для організації роботи з первинними вимірювальними перетворювачами, які мають аналоговий вихід, можна застосовувати пристрої ІТЕК-220, ІТЕК-320, ІТЕК-420. Вони призначені для використання в системах автоматизованого комерційного обліку й телеметричного контролю постачання й споживання рідин, газів, пари й теплової енергії разом з будь-якими стандартними первинними вимірювальними перетворювачами витрати, температури, тиску й перепаду тисків (перетворювачі мають нормовані вихідні параметри 0÷5 мА або 4÷20 мА) постачальників (ТЕЦ, тепломережі, котельні) і споживачів (промислові підприємства, об'єкти житлово-комунального господарства).

Пристрої ІТЕК-420 (рис.10.3) розроблені відповідно до вимог РД-50-213-80, Тимчасових Правил обліку теплової енергії, рекомендації R75 МОЗМ. ІТЕК-420 забезпечують:

- вимірювання витрати й кількості теплоносія з похибкою не більше 0.2%, теплової потужності й кількості тепла з похибкою не більше 1,0% у діапазоні зміни витрати 4...100%;

- вимірювання перепаду тиску в діапазонах 40:1, 100:1 з похибкою $\pm 0,1\%$;
- вимірювання тиску з похибкою 0,1%;
- вимірювання температури з похибкою $\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- архівування середніх та інтегральних значень вимірюваних і обчислених параметрів;
- введення даних про конфігурації об'єкту обліку (кількість і параметри первинних перетворювачів, дані трубопроводів) з клавіатури або через інформаційний канал;
- виведення на цифровий індикатор (2 рядки по 20 символів) усіх вимірюваних і реєстрованих величин;
- виведення на друкувальний пристрій необхідних звітних документів (добове/місячне споживання, середньодобові значення параметрів теплоносія тощо.);
- ведення календаря й часу доби;
- збереження працездатності за короткочасних і тривалих (до 8 годин) перерв у живленні від мережі 220 В;

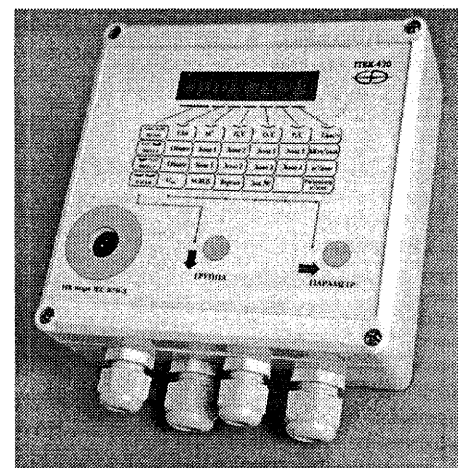


Рис. 10.3. Пристрій ІТЕК-420

- збереження даних за вимкненої напруги живлення;
- виведення даних у систему телеметричного контролю двома незалежними послідовними інтерфейсами RS232/485 (на принтер, телефонний /Hayes або тональної частоти V.23/ а також радіо /Hayes-сумісний або V.25bis/ модеми, комп'ютер та ін.);
- самодіагностування під час роботи.

Таблиця 10.1. Порівняльні характеристики приладів обліку теплової енергії

	ІТЕК-220	ІТЕК-320	ІТЕК-420
<i>Призначення:</i>	Облік і контроль постачання і споживання рідин, газів, пари і теплової енергії зі стандартними первинними вимірювальними перетворювачами витрати, температури, тиску й перепаду тисків, що мають нормовані вихідні параметри, постачальників (ТЕЦ, тепло-мережі, котельні) і споживачів (промислові підприємства, об'єкти житлово-комунального господарства).		Облік теплової потужності, кількості теплової енергії й об'ємної витрати теплоносія в закритих системах теплопостачання.
<i>Входи:</i>			
<i>аналогові</i>	16 (Т, Р, ΔР) (0÷5, 4÷20 mA, 0÷10 mH)	4/6 (Т, Р, ΔР) (0÷5, 4÷20 mA, 0÷10 mH)	2 (Т)
<i>цифрові</i>	16 (Q, ...)	8 (Q, ...)	3 (Q ₁ , Q ₂ , ...)
<i>Цифрові виходи</i>	8 (Q, ...)	2 (Q, ...)	2 (Q, W)
<i>Межі:</i> $Q_{\max} \div Q_{\min}$ $T_{\max}, \Delta T_{\min}$	20000 м³/год 0.03 м³/год 160,5 С		3000 м³/год 0.03 м³/год 160,5 С
D_y	15 ÷ 1200 мм		15 ÷ 1000 мм

<i>Продовження табл. 10.1.</i>			
<i>Похибка вимірювань:</i>			
<i>витрати</i>	0.5%		±0.1%
<i>теплової енергії</i>	1%		±0.5 % ÷
<i>перепаду тиску</i>	±0.2 % (в діапазонах 40:1, 100:1)		±1%
<i>тиску</i>	±0.1%		-
<i>температури</i>	±0.2 °С		-
			± (0,1 + 0,001t), °С
<i>Похибка вимірювань з урах. похибки перв. перетвор.:</i>	1%		< 2%
<i>витрати</i>	4% (для зміни витрати 4 ÷ 100%)		< 4%
<i>теплової енергії</i>	±0.2%		±0.2%
<i>температури</i>			
<i>Тривалість зберігання:</i>	останні 10 днів	останні 40 днів	останні 36 днів
<i>годинних знач.</i>	6 місяців	6 місяців	32
<i>добових знач.</i>	нарощ.	нарощ.	32
<i>місячних знач.</i>	підсумком	підсумком	
<i>Керування</i>	алгоритм керування кодується й вводиться послідовним інтерфейсом.		-
<i>Виведення на принтер</i>	звітні форми кодуються і вводяться послідовним інтерфейсом. Принтер - матричний, Epson - сумісний.		-
<i>Дисплей</i>	РКІ (2 рядки по 20 символів)		РКІ (8 символів)
<i>Клавіатура</i>	2 ряди по 6 клавіш		2 кнопки
<i>Годинники/календар</i>	автономний		
<i>Системний журнал</i>	ведеться		

Продовження табл. 10.1.			
Інтерфейси: перший другий	RS-232, RS-485 RS-232, RS-485, модем V.23	RS-232, RS-485 RS-232, RS-485, модем V.23	опто-порт (IEC 870-5) M-Bus (IEC 870-5)
Тести	вбудовані діагностичні й метрологічні тести		
Живлення	12 В пост. струму (комплектуються джерелом гарантованого живлення від ~220 В)		внутрішня батарея на 10 років

10.1.3. Ущільнення імпульсних сигналів

Пристрій ущільнення імпульсних сигналів *itekRMT* призначено для збирання даних від електро-, водо-, тепло- і газолічильників на віддалених об'єктах, передавання цієї інформації двопровідною лінією й подальшого відновлення імпульсних сигналів у складі автоматизованих систем контролю й обліку енергії.

Максимальна довжина лінії зв'язку з лічильником – 200 м. Максимальна довжина лінії зв'язку між блоками збирання й відновлення даних – 3000 м. Пристрій комплектується джерелом гарантованого живлення, що забезпечує автономну роботу протягом 24 годин.

10.1.4. Формування системного часу

Всі результати вимірювань АСОЕ мають точну прив'язку до міток реального часу. Як формувач часу в АСОЕ використовується пристрій *itekTIME*, який синхронізується із сигналами “точного часу” і забезпечує синхронізацію вбудованих годинників пристроїв обліку й багатофункціо-

нальних лічильників. Він також забезпечує автоматичне керування об'єктами енергоспоживання за часовим регламентом, який встановлюється користувачем.

Таким чином, засоби вимірювання, які застосовуються в підсистемі ВО, забезпечують:

- захист результатів вимірювань від зовнішніх впливів і зберігання їх у неопрацьованому (з погляду процедури верифікації) вигляді;
- синхронізацію ходу годинників сигналами точного часу;
- зберігання інформації й функціонування у випадку перебоїв живлення;
- одночасний регламентований доступ до вимірювальної інформації з різних інформаційних напрямків;
- керування споживачами-регуляторами активної потужності й пристроями компенсації реактивної потужності для вирішення практичних завдань з енергоменеджменту;
- самодіагностування й підтримання процедур для тестування й проведення перевірки.

10.2. КОМУНІКАЦІЙНА ПІДСИСТЕМА

Комунікаційна підсистема (рис. 10.4.) складається з комплексу програмно-технічних засобів, який забезпечує обмін інформацією між підсистемами ВО й ЗД. Загалом, підсистема забезпечує надійну передачу даних:

- фізичними лініями (пара, подвійна пара) до 10 км зі швидкостями від 300 бод до 2 Мбод;
- радіоканалом (наприклад, на частоті 154.2 МГц) з корекцією помилок;

- каналами зв'язку існуючої апаратури телемеханіки із закінченням RS-232;
- послідовними інтерфейсами: RS-232, RS-485, M-Bus, струмова петля;
- виділеними й телефонними каналами внутрішнього і загального користування (які комутуються);
- силовою проводкою 220 В;
- проводами мережі живлення 220 В змінного струму;
- локальними обчислювальними мережами стандарту Ethernet.

У цих випадках застосовується приладне забезпечення вітчизняного виробництва:

- мережний контролер **itekCOMM** (у базовій конфігурації має 4 послідовних гальванічно розв'язаних інтерфейси RS-232/RS-485, один паралельний інтерфейс, енергонезалежну пам'ять, сторожовий таймер і систему джерел гарантованого живлення), який гнучко налаштовується під існуючі конфігурації каналів зв'язку й забезпечує доступ до засобів вимірювань у підсистемі ВО;
- шлюз із мережами TCP/IP **itekWEB** (у базовій конфігурації має 2 послідовних гальванічно розв'язаних інтерфейси RS-232/RS-485, один паралельний інтерфейс, енергонезалежну пам'ять, сторожовий таймер і систему джерел гарантованого живлення), який гнучко налаштовується під існуючі конфігурації каналів зв'язку й забезпечує доступ до засобів вимірювань у підсистемі ВО з боку мереж Intranet/Internet;

- модем тональної частоти **itekMOD** – підтримує стандарт МККТТ V.23 і забезпечує передавання даних зі швидкостями від 50 до 1200 бод;
- модем **itek220** – забезпечує передавання даних зі швидкостями від 300 до 1200 бод силовими проводами 220 В;
- конвертор інтерфейсів **itekRS232/485** з гальванічною розв'язкою забезпечує передавання даних зі швидкостями від 300 бод до 115 Кбод.

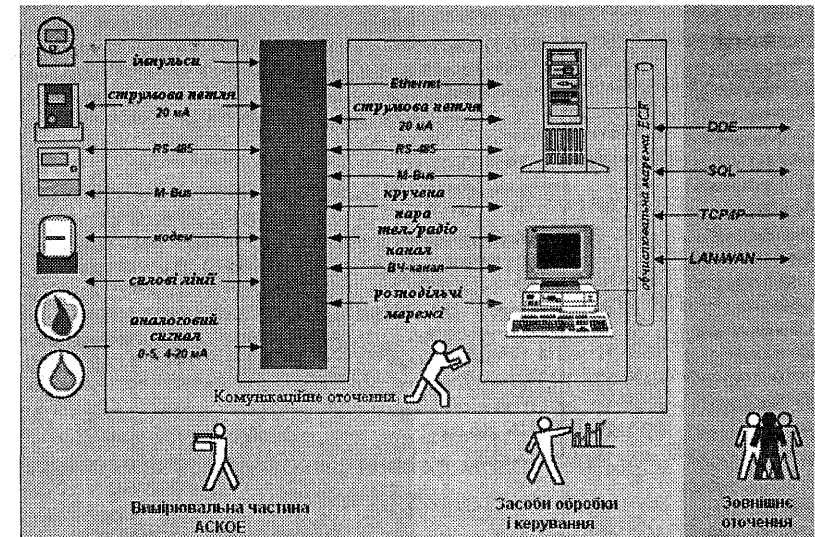


Рис. 10.4. Комунікаційна підсистема

При розробленні проекту завжди слід досліджувати існуючі в Замовника канали зв'язку і їх придатність для вирішення завдань АСОЕ, що значно знижує витрати на реалізацію проекту.

10.3. ПІДСИСТЕМА ЗБИРАННЯ ТА ОБРОБЛЕННЯ ДАНИХ

Підсистема збирання та оброблення даних (ЗД) містить комплекс програмних засобів, який функціонує на платформі Win32 (є версії, що працюють під MS DOS), і реалізує наступні функції:

- збирання даних у реальному масштабі часу (мінімальний інтервал для ACOE становить 1 хвилину);
- синхронізацію ходу годинника з еталоном точного часу;
- верифікацію даних – перевірку вірогідності, відновлення даних;
- візуалізацію динаміки зміни (показання лічильників електроенергії, витратомірів, інших засобів вимірювання) схеми генерації-розподілу-споживання енергії й енергоресурсів (представлена в графічній формі) у реальному масштабі часу;
- формування звітних форм;
- архівування даних;
- сервісне супроводження засобів вимірювання (програмування, налаштування тощо);
- відкритий програмний інтерфейс для доступу до даних із зовнішніх програм типу MS Excel та інструментальних пакетів типу Visual C++, C++ Builder, Borland Delphi і т.ін.;
- взаємодію із зовнішніми SQL – орієнтованими базами даних;
- надання доступу до даних по обліку через WEB інтерфейс;

- інтеграція в інформаційну систему керування підприємством (наприклад, BAAN 5, Ахapta, “Ит-предприятие” і т.ін.);
- масштабованість і розширюваність у випадку введення додаткових засобів вимірювань електричної енергії й засобів вимірювання витрати тепла й енергоносіїв.

Структурно програмне забезпечення організоване у вигляді набору системних програм (*itekMONITOR* – активне збирання даних і сервісні функції, *itekSQLDB* – сервер бази даних з мовою запитів SQL і доступом через ODBC-інтерфейс), системи керування внутрішньою базою даних реального часу й драйверів, що завантажують, (*itekCONNECT*) і різних прикладних програм, які організовані у вигляді робочого місця користувачів ACOE (рис. 10.5).

Підсистема забезпечує інтеграцію з існуючими в Замовника інформаційними системами й підтверджений повноваженнями користувача доступ до даних на рівнях мови запитів SQL, протоколу TCP/IP, специфікацій Active і HTTP.

Підсистема ЗД може бути побудована за одним із трьох варіантів (рис. 10.5).

- **Варіант А.** Зв'язок із пристроями обліку здійснюється безпосередньо з робочого місця користувача (РМК), на якому дані накопичуються й обробляються. При цьому РМК може бути приєднана до локальної обчислювальної мережі, і доступ до даних з обліку може здійснюватися з інших робочих станцій за стандартними SQL-запитами або шляхом зчитування файлів з даними у форматі DBF або в погодженому із Замовником текстовому форматі. Такому варіанту надають перевагу у випадку невеликих об'єктів.

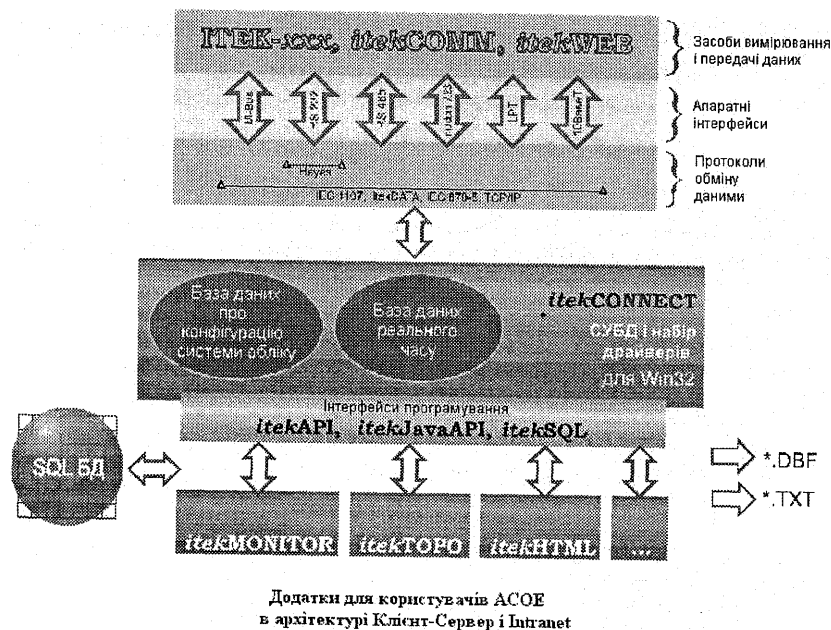


Рис. 10.5. Структура програмного забезпечення АСОЕ

- **Варіант Б “Сервер”.** Зв'язок із пристроями обліку здійснюється безпосередньо з виділеного сервера додатків, що працює під керуванням операційної системи Windows NT версії 4.0 і вище. В цьому випадку на сервері працює ряд додатків, один з яких за сценарієм запитує дані й розміщує їх у базі даних типу SQL, а інші здійснюють підтримання робочих місць користувачів у локальній мережі, а також мережах Intranet і Internet.
- **Варіант В “Мережа”.** Спеціалізований пристрій підсистеми КМ (наприклад, *itekWEB*) безпосередньо введений в локальну обчислювальну мережу. При цьому він виконує роль сервера даних,

забезпечуючи доступ до них різних РМК. При такому варіанті відпадає необхідність в окремому сервері баз даних (але не виключається можливість його використання).

Робоче місце користувача являє собою персональний комп'ютер під керуванням операційних систем Windows XP, укомплектований в загальному випадку пристроєм друку, системою гарантованого живлення, системою резервного копіювання й системою персоналізації користувача. Крім спеціалізованого програмного забезпечення АСКОВЕ на ньому встановлені: пакет Microsoft Office XP і засоби захисту від вірусів.

У структурі АСОЕ виділяється чотири основні типи РМК, які в реальних умовах можуть бути встановлені в будь-яких комбінаціях на одному комп'ютері.

- **“Диспетчер”.** РМК із 17' монітором відображає в динаміці стан об'єкту, представленого мнемосхемою, генпланом, таблицями, зведеннями. Характер роботи – цілодобовий. Основна вимога до апаратної частини – можливість цілодобової роботи. Програмне забезпечення, яке постачається, дозволяє користувачеві вносити зміни в подання об'єкта. Додатково може бути наданий програмний модуль, що дозволяє диспетчерові дистанційно керувати комутаційною апаратурою через додаткові пристрої в підсистемах ВО й КМ.
- **“Оператор”.** РМК із 17' монітором відображає в динаміці стан об'єкта, представленого таблицями, зведеннями, графіками. Характер роботи – змінний.
- **“Адміністратор”.** РМК із 17' монітором призначений для конфігурування й сервісного обслуговування АСОЕ. Характер роботи – змінний.

- “Користувач”. РМК внутрішнього (керівництво, інші служби) або зовнішнього (партнер з купівлі-продажу електроенергії) користувача з обмеженими можливостями доступу до даних.

Під час побудови підсистеми ЗД слід прагнути використовувати наявні в Замовника розробки й досвід побудови інформаційних систем, щоб досягти максимальної адаптації до об'єкту й знизити витрати на підготовку персоналу.

10.4. ПРИКЛАДИ ОРГАНІЗАЦІЇ ОБЛІКУ

Приклад 10.1.

На об'єкті одна точка обліку (рис. 10.6)

Автоматизований позонний облік в одній точці обліку.

АСОЕ має один рівень – рівень точок обліку.

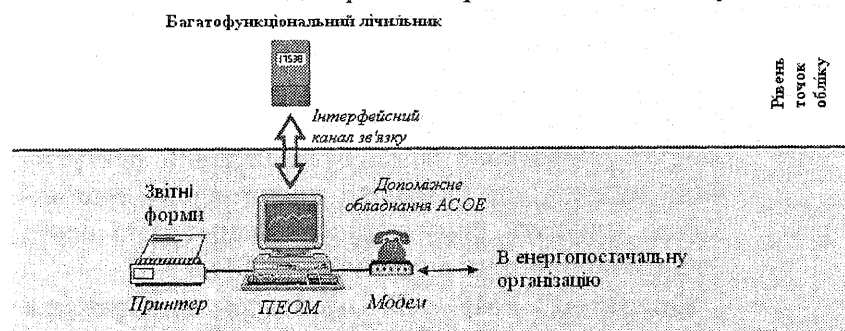


Рис. 10.6. Приклад 10.1 організації обліку споживання енергетичних ресурсів

Технічним засобом рівня точок обліку є багатофункціональний лічильник (ЛПЧ) електричної енергії.

Лічильник має вбудований таймер (системний таймер АСОЕ) і забезпечує облік споживання за зонами доби. Каналом інтерфейсу RS232/RS485 інформація зчитується у ПЕОМ.

ПЕОМ є допоміжним технічним засобом АСОЕ (засіб автоматизації). Вона забезпечує подання вимірюваної інформації в зручному для користувача вигляді, формування звітних документів, архівацію вимірюваної інформації. (Крім роботи як допоміжний технічний засіб АСОЕ, ПЕОМ може використовуватися для вирішення інших технологічних завдань підприємства.)

Через телефонний канал, що комутується, комп'ютер взаємодіє з енергопостачальною організацією. На час передавання в енергопостачальну організацію інформації про параметри електроспоживання організовується канал зв'язку: лічильник – комп'ютер – диспетчер енергопостачальної організації. Час сеансів зв'язку узгоджується.

База первинних даних формується й ведеться в багатофункціональному лічильнику, який забезпечує захист первинних даних від несанкціонованого доступу і їх збереження. Користування системного таймера АСОЕ і зміна меж зон доби може виконуватися диспетчером енергопостачальної організації під час сеансу зв'язку.

Програмне забезпечення, встановлене на комп'ютері, яке підтримує канал зв'язку “лічильник – комп'ютер – диспетчер енергопостачальної організації”, повинне проходити сертифікацію під час введення АСОЕ в експлуатацію.

Вимірювальна частина АСОЕ - рівень точок обліку.

Нормовані метрологічні характеристики АСОЕ:

- відносна похибка вимірювань енергії й потужності в точці обліку;
- абсолютна похибка системного таймера АСОЕ (характеристика лічильника).

Приклад 10.2.

Автоматизований позонний облік, в кожній точці обліку, в групах точок обліку й по об'єкту обліку в цілому (рис. 10.7).

Автоматичне керування станом електроприймачів.

АСОЕ має два рівні – рівень точок обліку й рівень об'єктів обліку.

Технічні засоби рівня точок обліку – лічильники (ЛПЧ) електричної енергії (електронні або індукційні), оснащені перетворювачами імпульсів.

Базовий технічний засіб рівня об'єктів обліку – пристрій обліку ПО.

Допоміжний технічний засіб АСОЕ – ПЕОМ.

Імпульсними і/або інтерфейсними каналами зв'язку ПО одержує інформацію від ЛПЧ. Внутрішній таймер ПО є системним таймером АСОЕ. ПО забезпечує облік споживання усередненої потужності й електричної енергії в точках обліку, групах точок обліку й на об'єкті обліку. Каналом інтерфейсу RS232/RS485 ПО взаємодіє із ПЕОМ.

ПЕОМ є допоміжним технічним засобом АСОЕ і забезпечує подання вимірюваної інформації в зручному для користувача вигляді, формування звітних документів, архівацію вимірюваної інформації (крім роботи як допоміжний технічний засіб АСОЕ, ПЕОМ може використовуватися для вирішення інших технологічних завдань підприємства.)

Через комутований або виділений телефонний канал ПО передає інформацію до енергопостачальної організації.

База первинних даних формується й ведеться в ПО, який забезпечує захист первинних даних від несанкціонованого доступу та їх збереження. Коректування системного таймера АСОЕ й зміна меж зон доби може здійснюватися диспетчером енергопостачальної організації під час

сеансу зв'язку або безпосередньо з клавіатури ПО за наявності санкціонованого доступу.

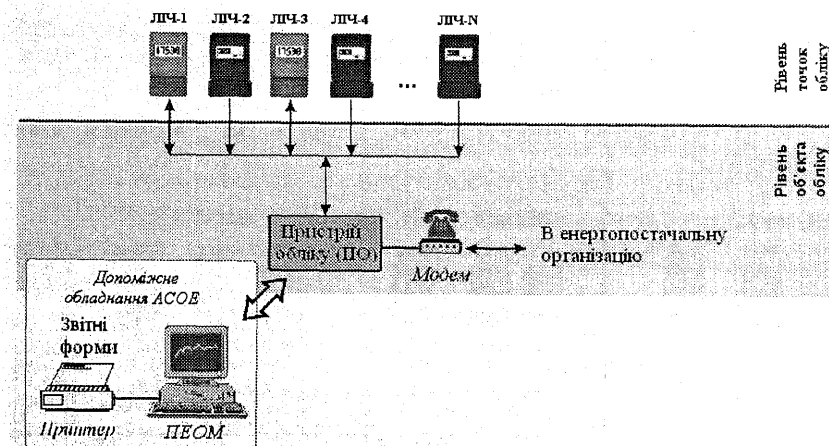


Рис. 10.7. Приклад 10.2 організації обліку споживання енергетичних ресурсів

Крім автоматизованого позонного обліку електроспоживання структура АСКОЕ здійснює безперервний автоматизований контроль за режимами енергоспоживання об'єкту.

Вимірювальна частина АСОЕ – рівень точок і об'єктів обліку.

Нормовані метрологічні характеристики АСОЕ:

- відносна похибка вимірювання енергії й потужності в кожній точці обліку;
- відносна похибка передавання інформації з імпульсних каналів зв'язку від ЛПЧ до ПО;
- абсолютна похибка системного таймера АСОЕ (характеристика ПО);
- похибка обчислень під час подання інформації із груп і каналів обліку (характеристики ПО).

ПО забезпечує автоматичне керування станом електроприймачів-регуляторів.

Приклад 10.3.

Автоматизований позонний облік окремо в кожній точці обліку (рис. 10.8).

Постачання електричної енергії за умовами передоплати.

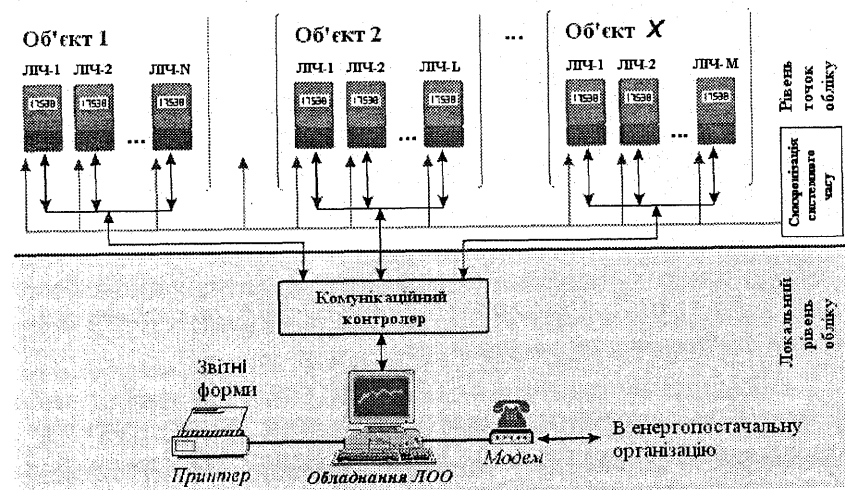


Рис. 10.8. Приклад 10.3 організації обліку споживання енергетичних ресурсів

АСОЕ має два рівні – рівень точок обліку й локальний рівень обліку.

Технічні засоби рівня точок обліку – багатофункціональні ЛПЧ електричної енергії.

Технічні засоби рівня об'єктів обліку – локальне обладнання обліку (ЛОО), комунікаційний контролер.

Кожний ЛПЧ має вбудований таймер і забезпечує облік споживання усередненої потужності й електричної енергії по точці обліку.

Інтерфейсними каналами зв'язку, через комунікаційний контролер ЛОО одержує інформацію від ЛПЧ. ЛОО забезпечує верифікацію вимірюваної інформації, ведення інформаційної бази даних, подання вимірюваної інформації в зручному для користувача вигляді, формування звітних документів, архівацію вимірюваної інформації. Через комутований або виділений телефонний канал ЛОО передає інформацію до енергопостачальної організації.

Вбудовані таймери ЛПЧ синхронізуються системою зовнішньої синхронізації або через інтерфейсні канали зв'язку від таймера ЛОО.

База первинних даних формується й ведеться для кожної точки обліку в ЛПЧ, які забезпечують захист первинних даних від несанкціонованого доступу та їх збереження.

Зміна меж зон доби виконується з ЛОО за наявності санкціонованого доступу.

Вимірювальна частина АСОЕ - рівень точок обліку.

Системним таймером АСОЕ є таймер, сигнали якого використовуються для встановлення й синхронізації вбудованих таймерів ЛПЧ.

Оскільки ЛОО не є засобом вимірювання, то інформація, яка ним формується про параметри споживання об'єкта в цілому, є довідковою і не може використовуватися для комерційних розрахунків.

Нормовані метрологічні характеристики АСОЕ:

- відносна похибка вимірювань енергії і потужності в точках обліку;
- абсолютна похибка системного таймера АСОЕ;
- абсолютна похибка розсинхронізування таймерів ЛПЧ;
- похибки обчислень під час подання інформації з каналів обліку.

Для реалізації функцій відведення електричної енергії за умовами передоплати всі абонентські ЛПЧ оснащені пристроями з електронними платіжними засобами (ПЕПЗ) і засобами автоматичного вимкнення абонентів від мережі живлення у випадку порушення останніми договірних зобов'язань з платежів за електроенергію. ЛПЧ забезпечують ведення бази даних щодо платежів контрольованих абонентів.

ЛОО також оснащено ПЕПЗ і забезпечує ведення загальної інформаційної бази даних АСОЕ з платежів абонентів.

Приклад 10.4.

Система обліку електричної енергії підприємства охоплює кілька об'єктів обліку (рис. 10.9).

Автоматизований зонний облік, для кожної точки обліку, для груп точок обліку та для об'єкта обліку. Ведеться інформаційна база даних параметрів електроспоживання всієї АСОЕ.

Автоматичне керування станом електроприймачів на об'єктах.

АСОЕ має три рівні – рівень точок обліку, рівень об'єктів обліку, локальний рівень обліку.

Технічні засоби рівня точок обліку – ЛПЧ електричної енергії електронні і/або індукційні, оснащені перетворювачами імпульсів.

Базовий технічний засіб рівня об'єктів обліку – ПО.

Технічний засіб локального рівня обліку – ЛОО.

Через імпульсні і/або інтерфейсні канали зв'язку ПО одержують інформацію від ЛПЧ. ПО забезпечують облік споживання електричної енергії й усередненої потужності в точках обліку, в групах точок обліку й об'єктом обліку. Через канали інтерфейсів RS232/RS485 і/або виділені телефонні канали ПО взаємодіють із ЛОО.

ЛОО забезпечує верифікацію вимірювальної інформації, подання її в зручному для користувача вигляді, формування звітних документів, архівацію вимірюваної інформації. Через комутований або виділений телефонний канал ЛОО передає інформацію до енергопостачальної організації.

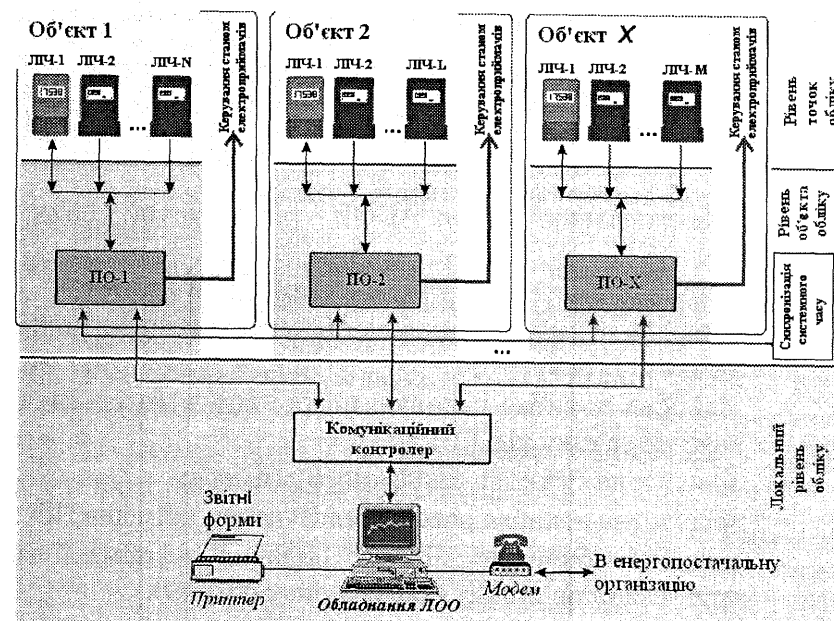


Рис. 10.9. Приклад 10.4 організації обліку споживання енергетичних ресурсів

База первинних даних формується й ведеться в ПО. ПО забезпечують захист первинних даних від несанкціонованого доступу і їх збереження.

Вбудовані таймери ПО синхронізуються системою зовнішньої синхронізації або через інтерфейсний канал зв'язку від таймера ЛОО.

Системним таймером АСОЕ є таймер, сигнали якого використовуються для установлення й синхронізації вбудованих таймерів ПО.

Коректування системного таймера АСОЕ й зміна меж зон доби може здійснюватися диспетчером енергопостачальної організації під час сеансу зв'язку або автоматично за сигналами точного часу (у випадку використання зовнішньої системи синхронізації).

Крім автоматизованого зонного обліку електроспоживання дана структура АСОЕ підтримує безперервний автоматизований контроль режимів енергоспоживання об'єкту.

Вимірювальна частина АСОЕ – рівень точок і об'єктів обліку.

Нормовані метрологічні характеристики АСОЕ:

- відносна похибка вимірювання енергії й потужності в точках обліку;
- відносна похибка передачі інформації з імпульсних каналів зв'язку від ЛПЧ до ПО;
- абсолютна похибка системного таймера;
- абсолютна похибка розсинхронізування таймерів ПО;
- похибки обчислень під час подання інформації із груп і каналів обліку (характеристики ПО).

ПО забезпечують автоматичне керування станом електроприймачів-регуляторів на об'єктах.

Для реалізації функцій постачання електричної енергії за умовами передоплати всі абонентські ЛПЧ оснащені пристроями з електронними платіжними засобами (ПЕПЗ) і засобами автоматичного вимкнення абонентів від мережі живлення у випадку порушення ними договірних зобов'язань з платежів за електроенергію. ЛПЧ забезпечують ведення бази даних про платежі контрольованих абонентів.

Контрольні запитання і завдання для самоперевірки

1. Що таке АСОЕ?
2. Назвіть основні компоненти АСОЕ.
3. З чого складається підсистема вимірювання і обліку? Для чого вона використовується?
4. Яким вимогам мають задовольняти лічильники підсистеми обліку і вимірювання?
5. Назвіть основні характеристики пристрою ІТЕК.
6. Що входить до комунікаційної підсистеми? Навіщо вона потрібна?
7. Які функції виконує підсистема збирання і оброблення даних?
8. Які існують головні варіанти побудови підсистеми збирання і оброблення даних? Чим вони відрізняються?
9. Що таке “робоче місце користувача”?
10. В чому полягають відмінності між типами різних місць користувача?
11. Як можна організувати системи обліку на об'єкті? З яких необхідних компонентів вони складаються?

11. ПРИЛАДНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГОАУДИТУ

11.1. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ

Енергосервісній компанії під час проведення енергетичного обстеження об'єкту, а також для розроблення заходів з енергозбереження, доволі часто доводиться проводити вимірювання, вибираючи і застосовуючи для цього необхідні методи і засоби (рис. 11.1). Найчастіше проводяться вимірювання:

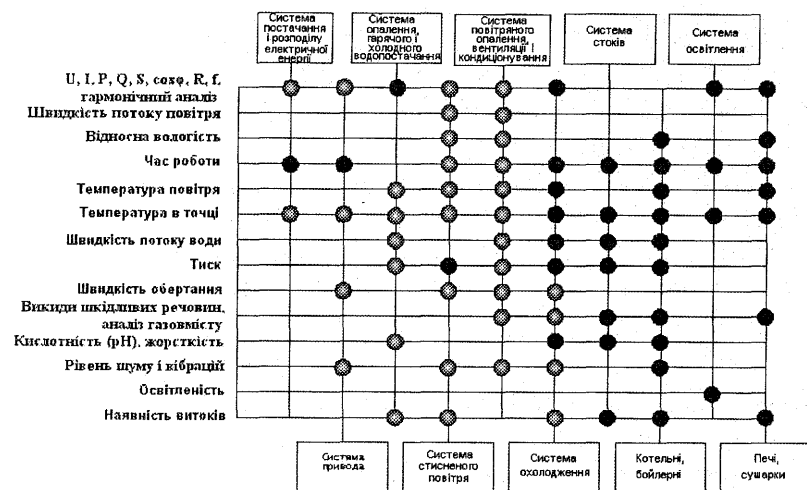


Рис. 11.1. Матриця вимірювань в енергоаудиті

- витрат рідини, пари, газу та споживання теплової енергії;
- кількості та якості електричної енергії;
- значень параметрів технологічних процесів, як наприклад: температури, рівня освітленості, рівня рідини,

швидкості повітря, складу відпрацьованих газів, вологості і т.ін.;

- тривалості роботи устаткування, систем освітлення, моменту виникнення певних подій та ін.

Для виконання таких робіт існує багато засобів, які умовно можна поділити на такі групи:

- мобільні пересувні пристрої, які виконують безпосередні вимірювання необхідних параметрів;
- стаціонарні автоматизовані системи: комерційного та технологічного обліку енерговикористання; управління технологічними процесами (спрямовані суто на технологію виробництва); управління режимами енерговикористання (спрямовані на оптимізацію енерговикористання без погіршення якості виробництва);
- непрямі засоби, які дозволяють визначити значення необхідних параметрів у разі їх недоступності для вимірювання, через інші параметри.

Розглянемо основні терміни та означення.

Вимірювання – визначення числового значення фізичної величини дослідним шляхом за допомогою спеціальних технічних засобів.

Принципи вимірювань – сукупність прийомів використання принципів і засобів вимірювань.

Методи вимірювань – фізичні явища, на яких засноване вимірювання.

Засіб вимірювання – технічний пристрій, який використовується для вимірювань і має нормовані метрологічні характеристики.

Витрата – кількість речовини, що проходить через переріз трубопроводу за одиницю часу. Витрата вимірюється витратамирами.

Витрата рідини, яка вимірюється в одиницях об'єму, називається об'ємною витратою (Q_t , наприклад, $\text{м}^3/\text{с}$), а в одиницях маси – масовою (M_t , $\text{кг}/\text{с}$). Зв'язок між ними

$Mt = Qt \cdot \rho$ (де ρ (кг/м³) – густина рідини). Об'єм рідини, як правило, не є показником кількості речовини, оскільки для однієї і тієї самої кількості рідини він залежить від температури і тиску (або питомого об'єму), тому об'ємну витрату відносять до певних фіксованих (нормальних) умов. Для промислових вимірювань вважають нормальними умовами температуру $t_n = 20^\circ\text{C}$ і тиск $p = 101\,325$ Па.

Вимірювання кількості речовини (енергії) здійснюються інтегруванням витрати за визначений інтервал часу. Призначені для цього прилади називаються лічильниками.

Вимірювальні пристрої – це пристрої, за допомогою яких вимірювана інформація передається і відображається у зручній для обробки формі. В енергоаудиторській практиці широко використовуються різні витратоміри і лічильники.

Діапазон вимірювань приладу може бути означений як ефективний або повний діапазон вимірювань. Цей параметр визначає межі вимірювань, у яких даний вимірювальний прилад здатний працювати із зазначеними похибками і достовірним відображенням результатів. Наприклад, якщо який-небудь вимірювальний прилад здатний вимірювати витрату потоку в межах від мінімального рівня 1,25 кг/с до максимального – 12,5 кг/с, то повний діапазон або діапазон вимірювань дорівнюватиме 10:1.

Зазвичай для витратомірів, наприклад турбінних, у паспортах наводяться декілька значень витрат:

$Q_{\text{макс}}$ – найбільша витрата, за якої лічильник може працювати короткочасно, наприклад, не більше години на добу, зберігаючи при цьому метрологічні характеристики;

$Q_{\text{ном}}$ – номінальна витрата – зазвичай дорівнює половині найбільшої; з такою витратою лічильник може працювати безперервно протягом терміну служби;

$Q_{\text{мін}}$ – найменша витрата, за якої і вище якої похибка нормується класом точності, а нижче похибка не нормується.

Похибка вимірювання – це відхилення результату вимірювання від дійсного значення вимірюваної величини. Похибка характеризує якість вимірювального приладу та “достовірність” його показань. Виробники приладів подають похибку своїх вимірників одним з двох способів:

- відносною похибкою приладу, тобто значенням відношення допустимої абсолютної похибки до вимірюваного значення. Наприклад, якщо прилад з похибкою $\pm 4\%$ показує витрати 6,75 кг/с, то дійсна витрата лежить в межах від 6,48 до 7,02 кг/с, тобто в межах $6,75 \pm 0,04 \cdot 6,75$;
- зведеною похибкою приладу – значенням відношення допустимої абсолютної похибки до верхньої межі шкали приладу (ВМП). Якщо вимірник має похибку $\pm 4\%$ ВМП, а сама ВМП становить 12,5 кг/с, то за фіксованої вимірником витрати 6,75 кг/с дійсне значення витрати лежить в межах від 6,25 до 7,25 кг/с, тобто в межах $6,75 \pm 0,04 \cdot 12,5$.

Основною похибкою засобу вимірювань називається його похибка за нормальних умов використання.

Додаткова похибка – похибка засобу вимірювальної техніки, що виникає додатково через відхилення хоча б однієї з величин, які спричиняють певний вплив, від нормального значення.

Вимірювальні прилади характеризуються класом точності – узагальненою характеристикою засобу вимірювань, яка зумовлена межами допустимих основних і додаткових похибок, а також іншими властивостями засобів вимірювань, які впливають на точність, і значення яких встановлюють у стандартах на окремі види засобів вимірювань.

Користувачі повинні з'ясувати, який із зазначених видів похибок використаний для конкретного вимірю-

вального приладу, оскільки це істотно впливає на інтерпретацію показів витратоміра.

Під відтворенням результатів вимірювального приладу розуміють його спроможність давати однакові покази для ідентичної витрати потоку, що вимірюється, при двох або декількох послідовних вимірюваннях.

Непрямі вимірювання. Непряме вимірювання – це вимірювання під час якого вимірюване значення знаходять, ґрунтуючись на відомих залежностях між цим значенням і величинами, які безпосередньо вимірюються. Іноді дешевше вимірювати, наприклад, споживання води замість споживання палива, яке витрачено на нагрівання води (зі збереженням прийнятної точності результатів). Така ситуація може виникнути, якщо неможливо виправдати організацію вимірювань витрати пари очікуваними вигодами. Це може мати місце в тих випадках, коли витрати на енергію на об'єкті малі або коли вимоги до діапазону вимірювань такі, що система вимірювання витрати пари стає дуже дорогою. Звичайно паливні витратоміри (наприклад, витратоміри нафтопродуктів, газові лічильники, лічильники електроенергії) дешевші, ніж вимірювачі енергії на подальших етапах її перетворення, наприклад пароміри. Вимірювання витрати води простіше ніж пари, тому, наприклад, практичнішим може бути вимірювання витрати води, яка проходить через калорифер і вимірювання збільшення температури у калорифері ніж безпосереднє вимірювання витрати пари. У деяких випадках споживання енергії можна оцінити на підставі дешевих вимірювачів тривалості роботи устаткування (наприклад, споживання електроенергії повітряним компресором).

11.2. ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

11.2.1. Основні положення

Для визначення параметрів електроенергії можуть застосовуватися такі типи вимірювальних приладів:

- амперметри, вольтметри, фазометри, ватметри, варметри та ін.;
- лічильники електроенергії.

Також існує багато типів комплексних приладів, які дозволяють здійснювати вимірювання і реєстрацію струму, напруги, активної та реактивної потужності тощо. Необхідно пам'ятати про існування такого інструменту як автоматизовані системи обліку електроенергії (АСОЕ).

Хоч проведення вимірювання параметрів електроенергії може, на перший погляд, здатися легкою справою, ймовірність зробити помилку при їх проведенні дуже велика. Усі показники режиму електричних установок базуються на вимірюванні двох визначальних параметрів – струму та напруги, а для кіл змінного струму ще й кута фазового зсуву між напругою і струмом (*рис. 11.2*). Багато виробників розробили прилади для проведення одного або кількох згаданих визначальних та похідних від них параметрів–потужності (активної і реактивної), електричної енергії.

Найвідомішим методом вимірювання електричного струму є вимірювання з використанням давача або трансформатора струму (ТС). ТС розташовують на кабелях живлення навантажень, наприклад, двигунів або освітлювальних мереж, як у ввідних пристроях з виведенням інформації на панелі приладів для вимірювання навантаження, так і безпосередньо на навантаженні (в ввідних коробках). Вторинні кола

ТС приєднуються до амперметра, ватметра або лічильника. Вимірювання струму з використанням ТС є найпоширенішим. Цим пояснюється широка номенклатура існуючих ТС. Достатньо широко поширені ТС тороїдальних конфігурацій. Ці ТС є досить надійним та недорогими. Тороїди зазвичай є економічнішими у порівнянні з ТС у формі струмових кліщів. Обидва типи ТС працюють з достатньо високою точністю. Для достатньої безпеки більшість виробників стандартизували ТС, які обладнані внутрішніми шунтувальними резисторами. В таких ТС сигналом, пропорційним значенню струму в первинній обмотці є спад напруги на шунтувальному резисторі.

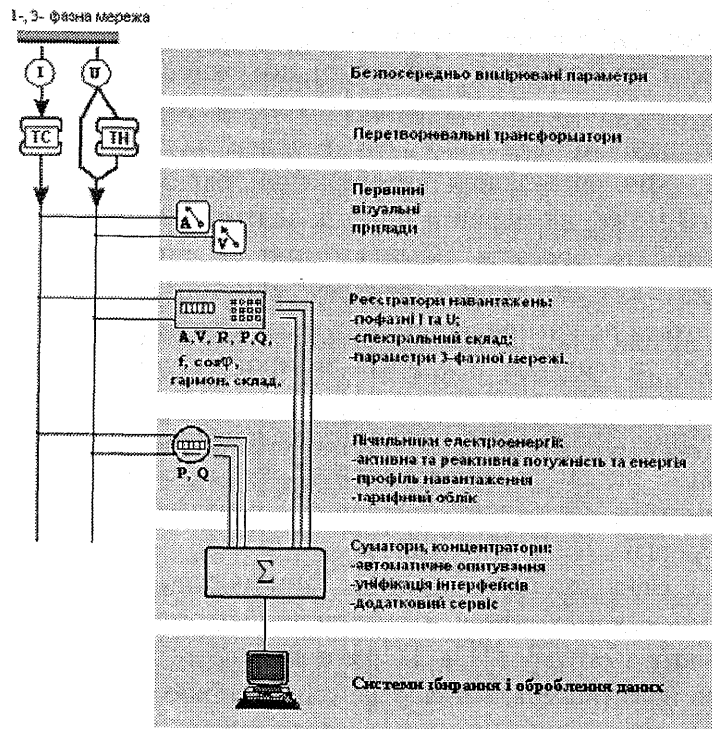


Рис. 11.2. Схема вимірювання параметрів електричної енергії

Напругу звичайно, вимірюють вольтметром, прямим приєднанням його до джерела енергії. Для вимірювання в мережах високої напруги застосовуються вимірювальні трансформатори, які понижують вимірювані напруги до відносно малих стандартизованих значень. Вольтметри та обладнання, яке вимірює потужність, приєднують до вторинних кіл таких трансформаторів.

Електрична потужність вимірюється у кіловатах (кВт), а спожита електроенергія – у кіловат-годинах (кВт·год). Ці терміни характеризують активну потужність (потужність із здатністю виконання роботи, наприклад, переміщувати повітря або перекачувати рідини). Цей тип потужності є основним для проведення на підприємстві розрахунків з постачальниками електроенергії. Інформація показує загальний, по підприємству, обсяг спожитої електроенергії (кВт·год) і накопичується в статистичних, звітних формах.

Для аналізу ефективності використання електроенергії та економічної доцільності впровадження заходів з енергозбереження спеціалісти енергосервісної компанії використовують цю інформацію, однак вона не завжди достатня для певної характеристики режиму споживання, які, майже неможливо визначити без додаткових вимірювань. Вибір або використання невідповідного для вимірювання обладнання може призвести до помилок у визначенні потужності та енергії.

Є інша форма електропотужності, а саме реактивна потужність, тобто потужність необхідна для створення магнітних полів у двигунах, трансформаторах і т. ін. Реактивна потужність “не працює”. На даний час енергопостачальні компанії виставляють підприємствам рахунки за спожиту та генеровану ними реактивну потужність.

Значення реактивної потужності, разом зі значенням активної потужності, дозволяє визначати повну по-

тужність (у Вольт-Амперах). Для отримання активної потужності, за відомою повною, необхідно помножити повну потужність на $\cos\varphi$.

Електричне навантаження, що є резистивним за своєю природою, наприклад у лампах розжарювання та опалювальних пристроях має коефіцієнт потужності який дорівнює одиниці, отже, значення активної та повної потужності є однаковими. Електричне навантаження у флуоресцентних лампах та двигунах має коефіцієнт потужності, який не дорівнює одиниці, а отже активна потужність не дорівнює повній. Приймаючи їх рівність при розрахунках, можна отримати помилку понад 40%.

Особливо обережно слід підходити до використання вимірювання струму як заміни вимірювання потужності для аналізу роботи двигуна. Проблема полягає в тому, що струм не є прямою функцією навантаження. Коефіцієнт потужності у електродвигунах змінюється залежно від навантаження. Існування недовантажених двигунів на промислових підприємствах є скоріше нормою, ніж винятком та спричиняє завищене споживання енергії і коефіцієнт потужності. Буде помилковим для вимірювання потужності двигуна покладатися лише на вимірювання струму. Якщо припустити, що двигун завантажений на 65%, а дійсне навантаження складає 50%, то лише у коефіцієнті потужності помилка складе 15%. При підрахуванні навантаження двигуна, ефективності його роботи та коефіцієнту використання помилка швидко акумулюється. Зміни напруги системи також суттєво впливають на характеристики роботи двигуна, за умови його роботи з постійним моментом на валу. Наприклад, номінальна напруга 90% вказаної у паспорті двигуна призводить до зростання струму на 11% та до збільшення на 1% коефіцієнту потужності. Напруга у 110% від номінальної призводить до зниження струму на 7% та до зниження на 3% коефіцієнту по-

тужності. Для отримання даних щодо потужності двигуна рекомендується використовувати загальновідому інженерну практику використання цифрової вибірки сигналів струму та напруги.

Вимірювання активної потужності зазвичай здійснюється з використанням ватметрів (приладів, які визначають потужність через вимірювання напруги та струму). Прилади, які вимірюють кількість спожитої електроенергії називаються лічильниками електричної енергії, які являють собою інтегрувальні прилади.

Лічильники поділяються на індукційні (або електро-механічні) та електронні й існують у моделях для одно- і трифазної мережі.

Як правило, всі електронні лічильники мають імпульсний вихід, на якому число імпульсів пропорційне кількості пропущеної через лічильник енергії (на ринку є універсальні перетворювачі обертів диска індукційного лічильника в послідовність імпульсів, які легко інтегруються в моделі лічильників без імпульсного виходу). Якщо лічильник вимірює активну й реактивну енергію у двох напрямках, то в нього повинні бути 4 імпульсних виходи або канали обліку.

При правильному виборі ТС, похибка показів лічильника електроенергії може сягати приблизно 0,1%. Значення первинного струму ТС повинні бути якнайближчими до значення робочого струму мережі, в яку встановлюється ТС, оскільки при зниженні струму у вимірюваному колі нижче рівня 20% від номінального струму похибка ТС сильно зростає.

11.2.2. Вимірювальний комплект К-50

Для вимірювання потужності можливо використовувати переносний вимірювальний комплект К-50 (рис. 11.3), за допомогою якого вимірюється сила струму до 50 А, напруга до 600 В і потужність до 30 кВт в однофазних та трифазних колах змінного струму за рівномірного й нерівномірного навантаження фаз.

Для розширення меж вимірювання струму до 600 А використовується блок вимірювальних трансформаторів струму И-508М.

Для вимірювання струму, напруги й потужності в різних фазах схема передбачає можливість швидкого перемикавання приладів комплексу з однієї фази в іншу за допомогою перемикача фаз. Перемикання номінальних струмів і напруг здійснюється відповідними перемикачами.

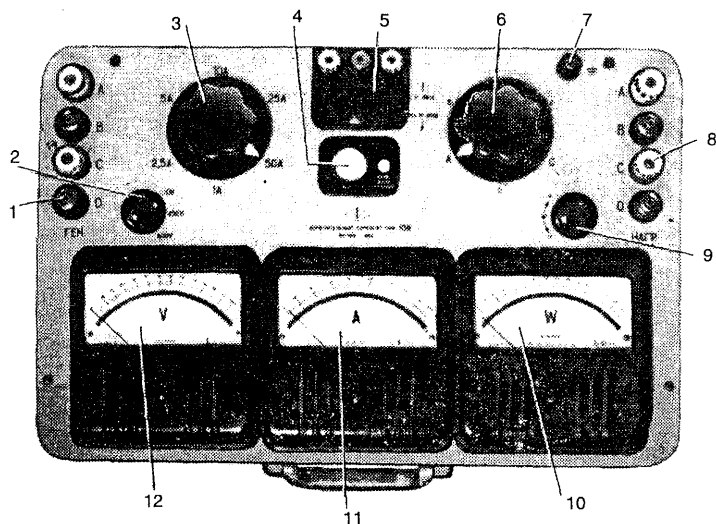


Рис. 11.3. Вимірювальний комплект К-50.

На панелі з ізоляційного матеріалу змонтовані елементи схеми вимірювального комплексу. Групи затискачів “Ген.” (генератор) і “Навант.” (навантаження) для приєднання відповідно джерела живлення й навантаження. Схеми приєднання однофазного, трифазного трьохпровідного і трифазного чотирьохпровідного кіл зображені на рис. 11.4.

Фазопоказчик короточасного ввімкнення призначений для перевірки черговості фаз.

Порядок роботи з комплектом К-50 наступний. Вимикається напруга, яка подається до кіл, у яких плануються вимірювання. Вмикається комплект у схему вимірювання, підключивши джерело живлення до групи затискачів “Ген.”, а навантаження до групи затискачів “Навант.” відповідно до маркування затискачів фаз (рис. 11.3.).

Необхідно пам'ятати, що приєднання комплексу К-50 можна виконувати лише при вимкненому джерелі живлення! Затискач заземлення повинен бути сполученим із заземлювальним пристроєм!

Перемикач фаз комплексу встановлюється в положення “0”, перемикач номінальних напруг – у положення “600 В”, перемикач номінальних струмів – у положення “50 А”, перемикач полярності ватметра – у положення “+”, колодку К (штиховий перемикач із позначенням стрілки) – стрілкою у бік приладів. Встановлюється комплект у горизонтальне положення. За допомогою коректорів встановлюють стрілки приладів на нульові відмітки шкал. Приєднується коло із ввімкненим комплектом до джерела напруги. Перемикач фаз ставиться у таке положення, при якому виконуються вимірювання у потрібній фазі. Якщо відхилення стрілки амперметра або вольтметра менше 50% верхньої межі вимірювань, то відповідний перемикач номінальних струмів або напруг ставиться на меншу межу вимірювань. Вимірювання в трифазних колах виконують по черзі у всіх фазах.

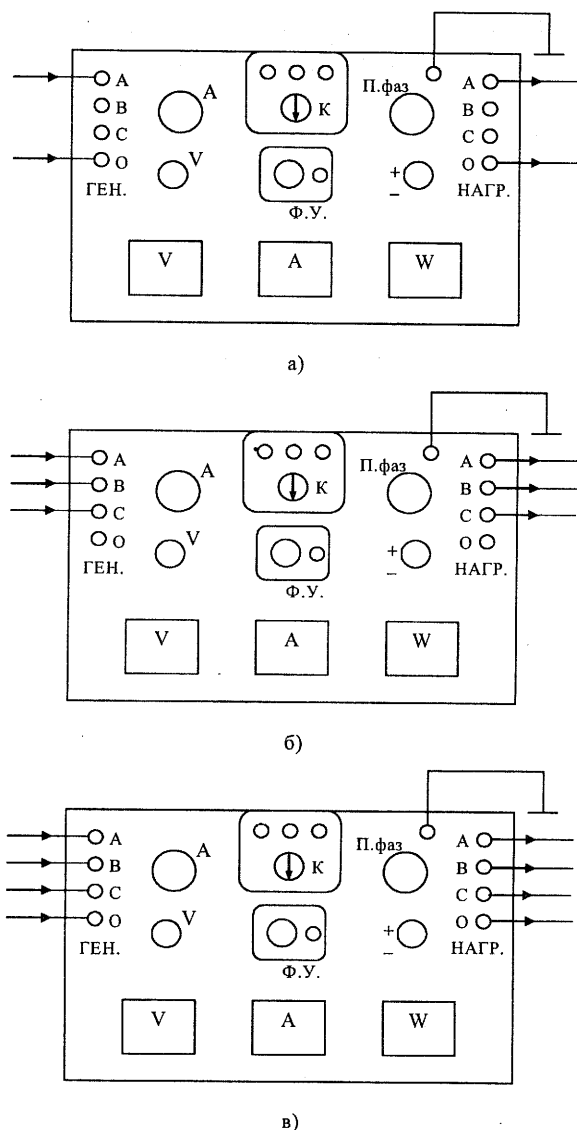


Рис. 11.4. Схеми приєднання однофазного (а), трифазного трипровідного (б) і трифазного чотирипровідного (в) кіл

Покази амперметра, вольтметра й ватметра записують у відносних одиницях (поділках). Для знаходження дійсних значень напруги необхідно покази відповідного приладу помножити на перевідні коефіцієнти, наведені в таблиці на кришці комплекту К-50. Для вольтметра й амперметра перевідний коефіцієнт знаходять шляхом ділення номінального струму приладу на число поділок на відповідному гальванометрі. Для ватметра коефіцієнт визначається множенням коефіцієнта вольтметра на номінальний струм амперметра. Наприклад, при положенні перемикача номінальних струмів "10 А" перевідний коефіцієнт

$$10 : 100 = 0,1.$$

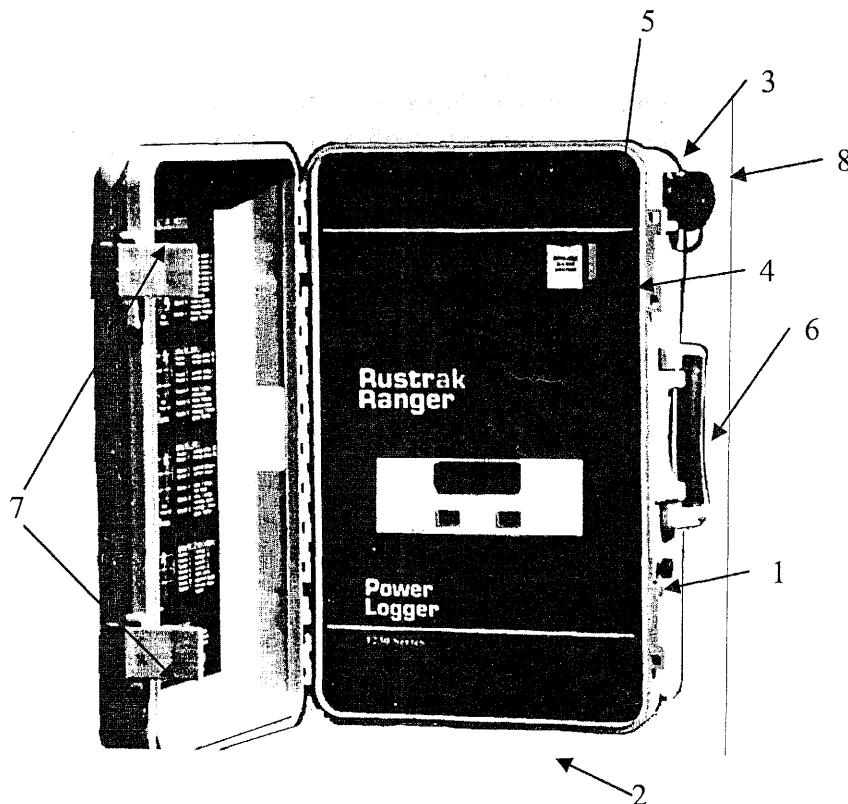
Потужність у трифазному колі визначається шляхом додавання виміряних потужностей у кожній фазі :

$$P = P_A + P_B + P_C,$$

де P_A, P_B, P_C — відповідно потужності, виміряні у фазах А, В, С.

11.2.3. Комплексний вимірювальний прилад Rustrak Ranger II (RR-II)

Реєстратор параметрів електричної енергії типу *RR-II* (рис.11.5.) призначений для вимірювання параметрів змінного струму. У приладі є три входних канали для вимірювання напруг (від 0 до 600 В) і три входних канали, які використовуються для вимірювання струму з використанням щупів струму (від 0 до 10 А від 0 до 1000 А, 0 до 3000 А в залежності від застосовуваних трансформаторів струму). Також є чотири математичних канали, які можливо запрограмувати для розрахунку й реєстрації інших параметрів (активної, реактивної й повної потужностей, кута зсуву фаз між струмом і напругою й т. ін.).



- | | |
|---------------------------|----------------------------|
| 1 – запобіжний клапан; | 5 – кільця для ремня; |
| 2 – кільцевий ущільнювач; | 6 – ручка для перенесення; |
| 3 – вхідний штекер; | 7 – застібки; |
| 4 – захисна міра; | 8 – захисний ковпачок. |

Рис. 11.5. Комплексний вимірювальний прилад *Rustrak Ranger II*:

Запобіжний клапан 1 використовується для попередження виникнення парової пробки (для цього при змінах температури й вологості навколишнього середовища він повинен бути відкритий, а в умовах вологості – закритий). Кільцевий ущільнювач 2 призначений для захисту від потрапляння вологи й пилу за закритої кришки

приладу. Вхідний штекер 3 призначений для приєднання до приладу вимірювального кабелю. Для запобігання несанкціонованому доступу до приладу його кришка може бути закрита на висячий замок за допомогою спеціального кільця 4. Для перенесення приладу на плечі передбачена можливість кріплення ремня. Для полегшення перенесення приладу передбачена міцна ручка з м'яким покриттям. Для запобігання потрапляння вологи й пилу до приладу він щільно закривається кришкою, яка закріплюється за допомогою застібок 7. Захисний ковпачок 8 закриває вхідний штекер, коли вимірювальний кабель від'єднується від приладу.

Rustrak Ranger II є досконалою комплексною системою запису, аналізу й звітності на мікропроцесорній основі. Основними компонентами системи є:

- реєстратор даних;
- модулі формування вхідного сигналу;
- комунікаційні модулі;
- конфігураційні модулі;
- портативний термічний принтер;
- прикладне програмне забезпечення “Pronto” і т. ін.

На *рис. 11.6.* ця комплексна система зображена у вигляді блок-схеми.

Повністю заряджені акумулятори забезпечують роботу приладу протягом 60 діб без додаткового підзарядження. Необхідно відмітити, що вмикання автоматичного підзарядження акумуляторів відбувається у випадку подавання на вхід каналу 1 напруги понад 90 В.

Кожен прилад укомплектований програмним забезпеченням Pronto, що дає повний і комплексний набір інструментів, призначених для складання графіків, аналізу й роздруковування звітів на основі зібраних приладом даних.



Рис. 11.6. Блок-схема комплексу Rustrak Ranger II.

Pronto дозволяє використовувати комп'ютер для:

- передавання на відстань і збереження в пам'яті комп'ютера даних з реєстратора;
- створення, присвоєння імені й опис інформаційних файлів;
- конвертування інформації в графіки;
- виведення графіків на основі неопрацьованих або оброблених даних;
- порівняння даних одночасно з 12 графіків;
- змінювання графіків за форматом, розміром і положенням;
- аналізування точок і ділянок графіків;
- супроводження графіків текстами/позначками;
- виділення або збільшення відрізків графіків;
- роздрукування графіків або таблиць для звіту;
- створення сумісних файлів для внесення в базу даних або розгорнутих таблиць (наприклад Lotus 1-2-3 і т.ін.);
- забезпечення роботи місцевої інформаційної мережі.

Прилад має 4 попередньо запрограмованих у пам'яті установок: для 3-х фазної 4-х провідної (сполучення "зіркою"), 3-х фазної 3-х провідної (сполучення "трикутником"), 2-х фазної – лінія до лінії (система електропостачання

яка застосовується у США), та із входами тільки на три діапазони напруг. Вони призначені для спрощення встановлення й запису загальних вимог до вимірювання змінного струму. Схеми приєднання за даними установками приладу наведені далі. Необхідно відмітити, що також є можливість змінювати використовувані конфігурації шляхом їх перепрограмування або з використанням клавіш приладу, або у випадку використання програми Pronto, з персонального комп'ютера.

Прилад може бути використаний на лініях із частотою 50/60 Гц. Даний прилад має 5 різних режимів запам'ятовування (тобто реєстрації вимірюваних і обчислених величин), що дозволяє гнучкіше налаштовувати прилад для вирішення конкретних завдань протягом тривалого періоду часу.

Розглянемо схеми приєднання реєстратора RR-II.

Установка № 1 - 3Ø3E (3 фази 3 елементи).

Ця установка використовується для 3-х фазних 4-х провідних установок (сполучення типу "зірка"), де 3 елементи будуть використовуватися для вимірювання напруги й струму. Під елементами тут розуміють вимірювачі напруг і струму. Система повинна бути приєднана як показано на рис. 11.7.

Установка № 2 - 3Ø2E (3 фази 2 елементи).

Ця установка використовується для 3-х фазних 3-х провідних установок, де 2 елементи будуть використовуватися для вимірювання напруги й струму. Ця система повинна бути приєднана, як показано на рис. 11.8. або рис. 11.9.

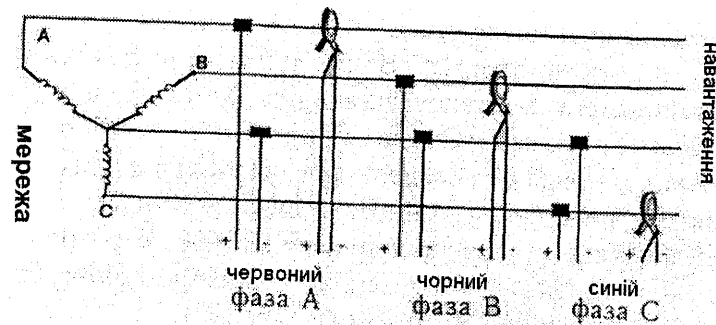


Рис. 11.7. 3-фазне 3-елементне приєднання (4 провідне сполучення "з'їрка")

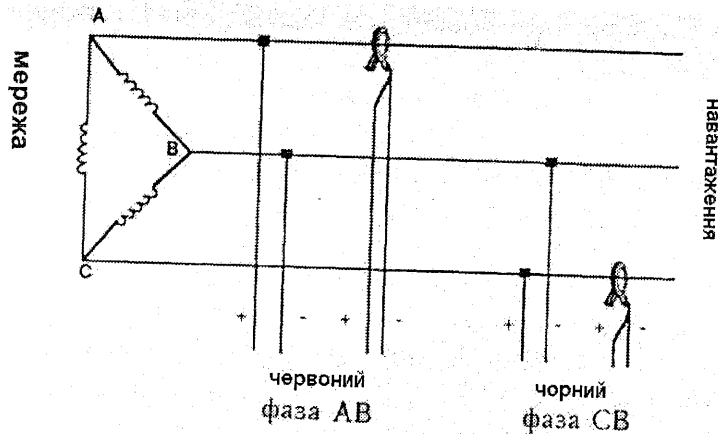


Рис. 11.8. 3-х фазне 2-х елементне приєднання (сполучення типу "трикутник")

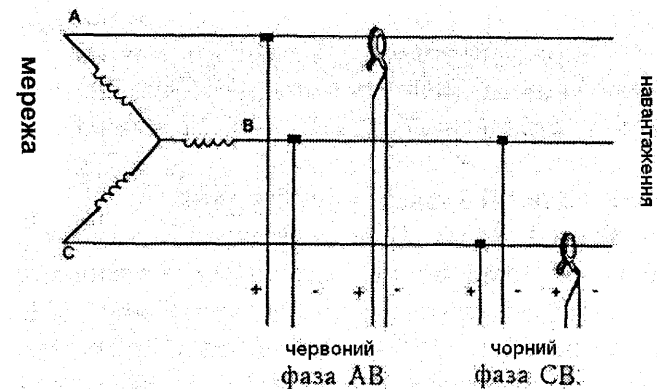


Рис. 11.9. 3-х фазне 2-х елементне приєднання (сполучення типу "з'їрка")

Установка № 3 – 2Ø2Е (2 фази 2 елементи).

Ця установка використовується для вимірювання струмів обох ліній та напруг відносно нейтралі (у житлових будинках або на комерційному устаткуванні), також подібна система електропостачання застосовується за кордоном (США, Японія). Система повинна приєднуватись як показано на рис.11.10.

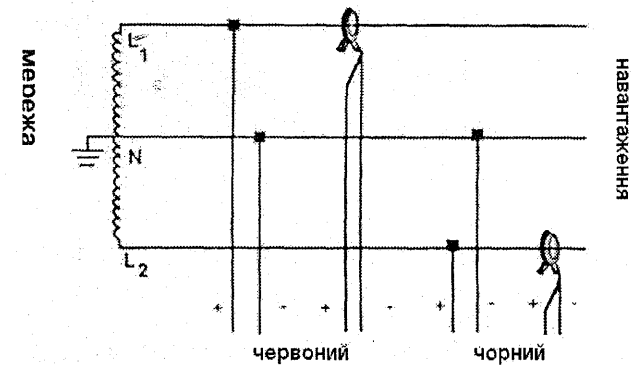


Рис. 11.10. 2-фазне 2-елементне приєднання

Установка № 4 – Напруга (лише 3 входи напруги).

Використовується для вимірювання напруги на одній фазі відносно нейтралі, напруги фаза до фази або на 3-фазних установках, без застосування давачів струму.

Інші стандартні 3-фазні конфігурації.

Rustrak Ranger II може працювати з іншими 3-х фазними конфігураціями не наведеними в стандартних установках. Це 3Ø1 елемент “зірка” і “трикутник”, збалансовані навантаження і т. ін. Значення активної потужності, реактивної та ін. для кожної з цих конфігурацій можна вибрати в меню AC3Ø Maths з використанням математичних каналів 9 – 12. Схема приєднання приладу наведена на рис. 11.11. та рис. 11.12.

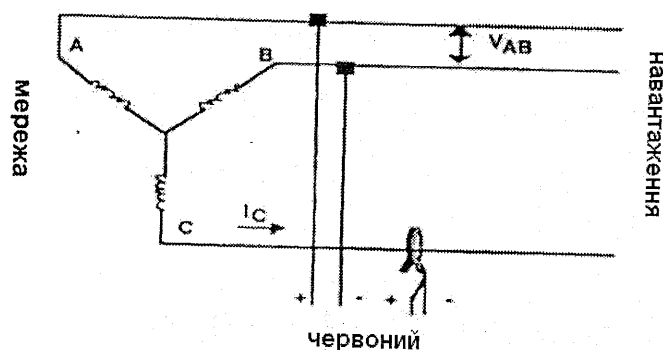


Рис. 11.11. Схема вимірювання у випадку симетричного навантаження з'єднаного в “зірку”.

Основні технічні характеристики приладу наведені в табл. 11.1.

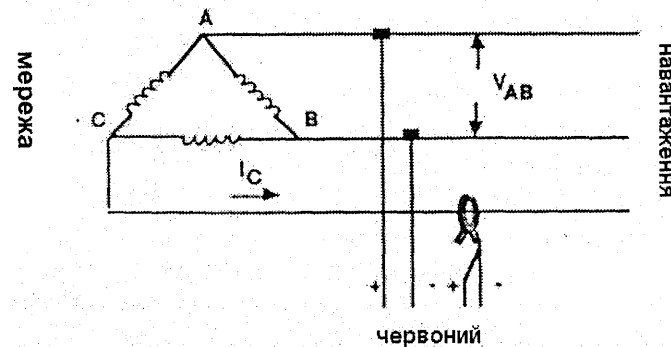


Рис. 11.12. Схема вимірювання у випадку симетричного навантаження з'єднаного в “трикутник”.

Таблиця 11.1. Основні технічні характеристики Rustrak Ranger II

Захист на вході	1000 В обмежувач імпульсів напруги у кожному каналі
Шкали	Шкали струму й напруги з можливістю програмування
Канали математичних обчислень	4 попередньо запрограмованих канали з можливістю перепрограмування
Вид запису	П'ять варіантів запам'ятовування, попередньо встановлених на адаптивний з можливістю зміни
Тривалість запису	До 999 днів
Точність вимірювань	0,25% (за винятком щупів струму)
Роздільна спроможність	Програмується від 0,1 В до 1 В
Хрест-фактор навантаження	>2,5 при 600 В
Обсяг пам'яті ОЗП	256К
Ресурс акумуляторів	До 60 днів без перезарядження
Час перезарядження	60 годин до повного розрядження
Резервний акумулятор	Зберігає дані й конфігурацію мінімум до року
Точність годинника	У найгіршому випадку 6 хв/рік

Продовження табл. 11.1.	
Робоча температура	Від -10 до +60°C (14 – 140°F)
Температура зберігання	Від -20 до +70°C (-4 – 156°F)
Відносна вологість	5 – 95 %
Міцність (удари/вібрація)	Відповідає стандарту Mil-810C, метод 514
Захист від вологості	Захист від бризок і дощу
Матеріал корпусу	Високоміцний полікарбонат
Специфікація зарядного пристрою	
Вхід	Від 90 до 600 В, 50/60 Гц, автоматичне ввімкнення
Постійний струм на виході	4 В / 35 мА

11.3. ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ

11.3.1. Вимірювання температури

Принцип дії приладів для вимірювання температури заснований на фізичних властивостях тіл, пов'язаних певною залежністю з температурою. Найширше використовуються такі властивості:

- теплове розширення тіл, газів, пари і рідин;
- електричний опір провідників;
- термоелектрорушійну силу;
- енергію випромінювання нагрітих тіл.

Температуру навколишнього середовища можна виміряти як контактним так і безконтактним методом.

До числа найпростіших вимірювачів температури, які застосовуються в дослідницькій практиці, належать прилади механічної групи, засновані на використанні теплового розширення газів і рідин.

З найпоширеніших засобів вимірювання температури використовують такі:

- терморезистори (RTD);
- термопары;
- напівпровідникові температурні датчики (термістори);
- під'єднані напівпровідникові прилади, які також називають під'єднаними до електричного кола сенсорами (IC);
- дистанційні детектори випромінювання.

11.3.2. Рідинні скляні термометри

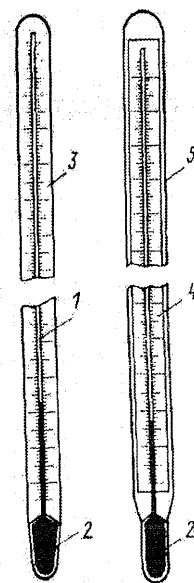


Рис. 11.13. Рідинні скляні термометри

Принцип дії цих термометрів, заснований на об'ємному розширенні рідини, яка міститься в закритому скляному резервуарі. Резервуар сполучений з капіляром-трубкою, яка має малий внутрішній діаметр. Під час нагрівання резервуара рідина, яка його заповнює, збільшується в об'ємі й заповнює капіляр. За висотою стовпчика рідини в капілярі можна судити про вимірювану температуру. Чим менша площа капіляра в порівнянні із площею резервуара, тим більш чутливий термометр.

Як робочу рідину в термометрах зазвичай використовують ртуть і органічні рідини.

Ртутні термометри застосовують для вимірювання температури від -30 до +500°C. Термометри з органічними рідинами називають низькотемпературними. У них застосовуються: етиловий спирт – (від -100 до 130 °C), толуол – (-90 до 90 °C), петролейний ефір – (-130 до 25 °C) і пентан – (-190 до 20 °C).

Термометри з ртутним заповненням застосовуються в основному для вимірювання низьких температур, оскільки температура замерзання ртуті – 38,9 °С.

Ртутні скляні термометри поділяються на паличкові та із вкладеною шкалою (рис.11.13). Паличковий термометр являє собою товстостінну капілярну трубку (5) з термостійкого скла або кварцу, на яку нанесені поділки шкали (4).

При спостереженні крізь товщу скла капіляр уявляється значно збільшеним, і стовпчик рідини добре видний, незважаючи на дуже малий дійсний розмір. Резервуар із ртуттю (2) в паличкових термометрах має такий самий зовнішній діаметр, як капілярна трубка (1). Паличкові термометри мають високу точність і застосовуються в основному для лабораторних вимірювань.

Для виготовлення термометрів застосовуються спеціальні сорти скла з малим коефіцієнтом об'ємного розширення або плавлений кварц.

Скляні термометри із вкладеною шкалою відрізняються тим, що у капілярної трубки невеликий зовнішній діаметр, а поділки шкали нанесені на плоску матову пластинку (3), яку розміщують позаду капілярної трубки. Шкала й капіляр вкладені в скляну оболонку, припаяну до резервуару із ртуттю.

Температура повітря в різних місцях і по висоті того самого приміщення може не співпадати, тому середню температуру, якщо це потрібно, визначають осередненням результатів вимірювань не менш ніж у трьох місцях і не менш ніж на трьох рівнях. Варто мати на увазі, що звичайні термометри інерційні, тобто вимірювання варто виконувати не відразу після встановлення приладів, а через деякий час.

Необхідно також врахувати той факт, що зазвичай термометр не повністю занурюється в середовище, тем-

пература якого вимірюється. Якщо стовпчик вимірювальної рідини виступає над рівнем занурення термометра, то температура виступаючої частини буде відрізнятися від температури вимірюваного середовища. Поправку до показань термометра на температуру виступаючого стовпчика знаходять за формулою:

$$\Delta t = k \cdot h \cdot (t_T - t_0),$$

де Δt – поправка до вимірювань, °С;
 $k = 0,00016$ – коефіцієнт лінійного розширення;
 h – висота виступаючого стовпчика вимірюваної рідини, °С;
 t_T – температура, яку показує термометр, °С;
 t_0 – температура навколишнього середовища, °С.

11.3.3. Газові термометри

У газовому термометрі вимірюється тиск, який створює певна кількість газу за сталого об'єму.

11.3.4. Терморезистори

Загальним є метод з використанням резистивних давачів температури (RTD), які є найточнішими, стабільними та чутливішими термоелементами серед існуючих. Дія RTD заснована на відомій властивості металів і сплавів змінювати свій електричний опір R залежно від температури. У найпростішому випадку первинний перетворювач такого термометра являє собою відрізок провідника, на кінцях якого закріплені виводи. З їх допомогою провідник включається в електричне коло. У деяких матеріалах зміна опору є значною, і, як наслідок, її можна використовувати як точну міру температури. До матеріалів, які застосовуються як терморезистори, ставлять насамперед вимоги

стабільності характеристики $R = f(T)$ і достатньо високого значення температурного коефіцієнта опору, який залежить від матеріалу і визначається виразом :

$$\alpha = \frac{dR}{RdT}$$

Для більшості чистих металів за кімнатної температури α приблизно дорівнює $4 \cdot 10^{-3}$ град $^{-1}$.

Такі прилади економічно вигідно використовувати для вимірювання зовнішньої та внутрішньої температури повітря, температури рідини в системах постачання холодної води або опалення. Беручи до уваги їх загальні характеристики, найбільш уживаними RTD є платинові елементи опором 100 та 1000 Ом, а також мідні та нікелеві елементи.

В залежності від специфіки застосування використовують дво-, три- та чотирипровідникові RTD. Необхідна точність, відстань між RTD та приладом запису даних – параметри, що можуть допомогти у визначенні специфічного типу RTD для проекту. Чотирипровідникові RTD дозволяють досягнути такого рівня точності, який мало використовується у промисловій сфері та найчастіше є необхідним для проведення високоточних вимірювань. Трипровідникові RTD, можуть бути заміником чотирипровідникових у випадках, коли використання дуже дорогих провідників з термоізоляцією неефективне, наприклад для промислових вимірювань, і можливо застосувати звичайні мідно-свинцеві провідники. Це пояснюється тим, що три провідники однакової довжини та з одного матеріалу мають однакові характеристики температурного опору та можуть бути використані для вимірювань результату довготривалих навантажень у відповідно розробленому містку електричного кола. Двопровідникові RTD необхідно калібрувати при налагодженні, щоб компенсувати

вплив довжини проводу і врахувати умови навколишнього середовища.

Встановлення RTD дуже просте. Перевагою є ще й те, що в них замість дуже дорогого провідника з термоізоляцією можна використовувати звичайні мідно-свинцеві провідники. У більшості вимірювальних пристроїв передбачено пряме під'єднання RTD шляхом запровадження внутрішньої обробки сигналу та можливості калібрування.

11.3.5. Термопары

Значно менш інерційними й зручнішими для дистанційного вимірювання є термопары – спай деяких металів (наприклад, мідно-константові), у яких під час нагрівання виникає різниця електричних потенціалів, яка вимірюється гальванометром. Для визначення температури будується тарировальний графік, який відображає взаємозв'язок між вимірюваною температурою й показами гальванометра.

Термометрія термопар – це спосіб, в якому для створення залежної від температури напруги використовують два різних метали. Як правило, термопары використовують за необхідності відносно точного вимірювання високих температур. У термометрії термопар значення напруги залежить від типу матеріалу та різниці температур в місцях контактів. Найчастіше у термопарах використовують такі матеріали:

- платина-родій (тип S або R);
- хромель-алюмель (тип K);
- мідь-константан (тип T);
- залізо-константан (тип J).

Найбільшим недоліком термопар є низький рівень вихідного сигналу, що робить їх чутливими до електрич-

них шумів та спричиняє необхідність використання підсилювачів.

Принцип дії заснований на тому, що в колі, створеному двома провідниками (або напівпровідниками) за різниці температур в місцях сполучення виникає термоелектрорушійна сила (т.е.р.с.), що є різницею функцій температур точок сполучень провідників А та В (рис. 11.14. а)

$$e_{ab} = f(T_1) - f(T_0).$$

Якщо $f(T_0) = \text{const}$, то $e_{ab} = f(T_1) - C$.

Саме цей взаємозв'язок покладений в основу вимірювання температур за допомогою термопар. Вимірник т.е.р.с. може бути ввімкнений у термоелектричне коло за схемою, яка зображена на рис. 11.14. б. Значення й напрям т.е.р.с. залежить від природи й матеріалів термоелектродів.

Позитивним називають той термоелектрод, у напрямку до якого йде струм через робочий спай термопар.

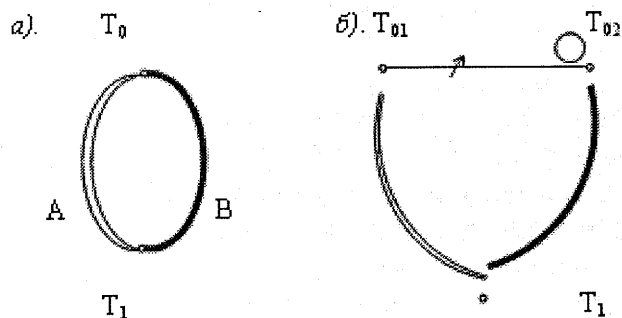


Рис. 11.14. Принцип дії термопар

Як правило, т.е.р.с. вимірюється компенсаційним методом — зведенням до нуля струму у вимірювальному колі, тому в більшості випадків опір термоелектродів не має значення, а їхні перерізи без зниження точності вимі-

рювання можуть бути значно зменшені. Звідси випливає одна з головних переваг термопар — можливість вимірювати температуру в надзвичайно малих об'ємах.

Із числа термопар з неблагородних металів стандартизовані:

- мідь-копель;
- залізо-копель;
- хромель-копель;
- хромель-алюмель.

Термопара хромель-алюмель має практично лінійну характеристику, а термопара хромель-копель за значно більшої нелінійності розвиває досить високу т.е.р.с., чим пояснюється їх широке застосування.

11.3.6. Термометр типу ТВ-11

Щитовий малогабаритний термометр типу ТВ-11 (рис. 11.15) стійкий до механічних впливів, призначений для дистанційного вимірювання усередненої температури повітря приміщень.

Термометр типу ТВ-11 складається з вимірювача типу ТВ-1 і трьох приймачів температури типу П-1.

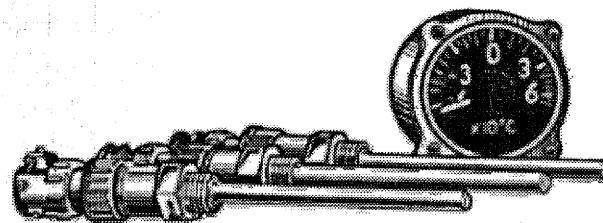


Рис. 11.15. Термометр ТВ-11

Вимірювач являє собою вібростійкий магнітоелектричний логометр із двома обертовими рамками, розташованими під кутом 32° одна до одної, закріпленими на осі з кернами, що спираються на корундові підп'ятники.

Механізм вимірювача, який складається з магнітної і рухомої систем, встановлюється разом з котушками опору мостової схеми на основу, що міститься в металевому бризконепроникному, з боку скла, корпусі, який має фланець із гвинтами й самогальмівними гайками для кріплення вимірювача до приладової дошки.

На циферблаті нанесена шкала з кутом розмаху 210° і оцифровкою: -6 ; -3 ; 0 ; 3 ; 6 . Ціна поділок шкали 5°C .

Технічні дані приладу наведені нижче.

- Діапазон вимірювання температури: від -60 до $+70^\circ\text{C}$.
- Робочий діапазон температури: від 0 до 35°C .
- Основна похибка у робочому діапазоні: $\pm 2,5^\circ\text{C}$.
- Напруга живлення постійного струму: $27 \pm 2,7\text{ В}$.
- Струм споживання: 50 мА .
- Умови експлуатації: температура навколишнього повітря: $-60 - +50^\circ\text{C}$.

11.3.7. Контактні термометри ET1

Електронні термометри серії ET1 призначені для вимірювання температури контактним способом. Кожний термометр складається з електронного блоку й набору датчиків температури, що являють собою стандартні термопари й термометри опору в різних конструктивних виконаннях.

Термометри серії ET1-2000

ET1-2000 – серія термометрів широкого застосування, які використовують як датчі температури змінні стандартні хромель-алюмелеві термопари (типу К за міжнародною

класифікацією). Серія складається з трьох приладів: ET1-2001, ET1-2002 і ET1-2003.



Рис. 11.16. Термометр серії ET1-2001

Прилад ET1-2001 (рис. 11.16) має 2 діапазони температур, перемикання яких здійснюється кнопками на лицьовій панелі

Вузький діапазон температур забезпечує вищу роздільну спроможність і точність. Прилади ET1-2002 і ET1-2003 мають лише один діапазон.

Прилади мають кнопку HOLD, за допомогою якої можна зафіксувати виміряне значення температури на індикаторі. Технічні характеристики приладів наведено в табл.11.2.

Таблиця 11.2. Технічні характеристики приладів ET1.

Тип приладу	ET1-2001	ET1-2002	ET1-2003
Число діапазонів	2	1	1
Діапазон вимірювання	-49,9... 199,9 ⁽¹⁾ -50... 1000 ⁽²⁾	-49,9... 199,9	-50... 1000
Роздільна спроможність	0,1° ⁽⁰⁾ 1° ⁽²⁾	0,1°	1°
Точність	±0,5° ±1% ⁽¹⁾ ±1° ±0,5% ⁽²⁾	±0,5° ±1%	±1° ±0,5%
Живлення	Батарейка 9 В («Крона»)		
Термін роботи	150 годин	175 годин	175
Тип сенсора	ХА термопара (К тип)		
Тип індикатора	РК, висота знаку 13 мм		
Розміри	141x73x35 мм		
Маса	220 г	210 г	210 г

Примітки:

- позначення ⁽¹⁾ і ⁽²⁾ відповідають вузькому й широкому діапазонам приладу ET1-2001.
- у таблиці зазначені робочі діапазони електронного блоку. Застосовані термопари можуть мати вужчий діапазон.

Конструктивно термопари можуть бути вбудовані в корпус із ручним тримачем. Залежно від типу корпусу їх поділяють на повітряні (для вимірювання температури повітря й інших газів), поверхневі (для вимірювання температури поверхні твердих тіл) і занурювані (для вимірювання температури в об'ємі рідких і сипучих речовин).

Існують спеціальні конструкції корпусу термопар, наприклад кліщі, призначені для закріплення на трубах систем теплопостачання, або магнітні термопари, які кріпляться на сталеві деталі за допомогою магнітів.

Випускаються також безкорпусні термопари, що являють собою два звитих проводи в ізоляції. Вони характеризуються швидкою тепловою реакцією й застосовуються для вимірювань температури на поверхні або в об'ємі середовища.

У табл. 11.13 зазначені характеристики термопар зі стандартного набору ET1-2001.

Таблиця 11.3. Характеристика термопар

Тип термопари	Довжина зонда, мм	°C
Поверхнева	130	1000
Занурювана	130	250
Безкорпусна	1000	250

Інші термометри серії ET1.

Thermaren™ (рис. 11.17 а) – мініатюрний термометр широкого застосування високонадійний і зручний в застосуванні, оснащений вбудованим складним зондом. Діапазони вимірювання температури –49,9...199,9 або –50...300 °C.

AquaTemp™ (рис. 11.17 б) – термометр у пиловогонепроникному корпусі. Клас захисту – IP67. Оснащений вбудованим зондом. Діапазони –49,9...199,9 або –50...300 °C.

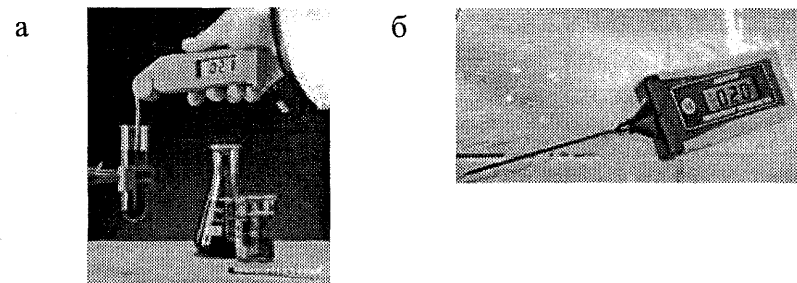


Рис. 11.17. Термометри ET1

11.3.8. Записуючий термометр

Записуючий термометр 1305 (табл.11.4) поставляється із програмним забезпеченням та інтерфейсним кабелем.

Таблиця 11.4. Технічні характеристики записуючого термометра 1305

Діапазон	-200... 1370 °C
Роздільна здатність	0,1 °C
Точність	±0,1 %, ±1 °C
Тип термопар	K, J, T або R
Тип індикатора	PKI 4 1/2
Частота реєстрування	від 1 сек до 24 годин
Обсяг пам'яті	6000 вимірів
Інтерфейс	RS232
Тип ПЗ	Windows
Розміри	37x74x193 мм
Маса	300 г

11.3.9. Термістори

Термістори – це напівпровідникові сенсори температур, які зазвичай складаються з окису марганцю, нікелю, кобальту або з одного чи декількох типів компонентів, що подрібнені, змішані, спресовані та запечені. Вагома різниця між термісторами та RTD полягає у наявності в термісторах великої негативної різниці опору при зміні температур. Термістори не є взаємозмінюваними, а їх залежність між температурою та опором непряма. Це дуже ламкі прилади, що вимагають використання захищених ліній передачі даних, фільтрів напруги на виході.

11.3.10. Електричні сенсори

Вмонтовані в електричне коло сенсори температури. Деякі напівпровідникові діоди та транзистори також мають стабільні температурні залежності. Зазвичай такі прилади – це вмонтовані в електричне коло сенсори, які можуть мати різні розміри та форму. Ці прилади використовуються у розробках систем вентиляції і кондиціонування повітря (HVAC), де необхідно мати низьку вартість та строго лінійну залежність. Вони мають досить низьку абсолютну похибку, але для них необхідно мати зовнішнє джерело енергії; вони ламкі та схильні до помилок через здатність до самонагрівання.

11.3.11. Безконтактні методи вимірювання температури

З неконтактних методів вимірювання температур найбільше значення в дослідницькій практиці мають методи, що ґрунтуються на законах теплового випромінювання абсолютно чорного тіла, тобто такого тіла, яке поглинає весь спрямований на нього радіаційний потік і відповідно випромінює при даній температурі максимальну енергію.

Для пірометрії вихідною залежністю, на основі якої розробляються методи вимірювань, служить формула Планка, яка встановлює закон спектральної густини значення випромінювання чорного тіла:

$$\gamma_{\lambda_0} = C_1 \cdot \lambda^{-5} \left[\exp \left(\frac{C_2}{\lambda \cdot T} \right) - 1 \right]^{-1},$$

де γ_{λ_0} – потік монохроматичного випромінювання за одиницю часу з одиниці площі поверхні тіла з довжинами хвиль від λ до $\lambda + d\lambda$, віднесеної до величини $d\lambda$,

T – абсолютна температура;

$$C_1 = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot c^2 = 3,7413 \cdot 10^{-16} \text{ Вт} \cdot \text{м}^2;$$

$$C_2 = h \cdot c / k = 1,4380 \cdot 10^{-2} \text{ м} \cdot \text{град};$$

Ізотерми, побудовані за формулою Планка, зображені на рис. 11.18.

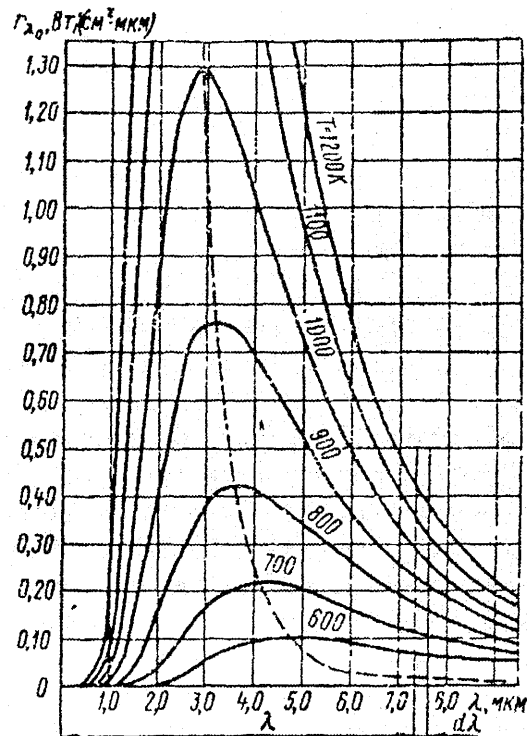


Рис. 11.18. Залежність спектральної густини випромінювання абсолютно чорного тіла від довжини хвиль і температури

Принцип дії приладів заснований на тому, що всі предмети, які мають температуру вищу абсолютного нуля, випромінюють інфрачервону енергію, яка поширюється в усіх напрямках зі швидкістю світла. Інтенсивність і спектр

випромінювання тіла залежить від його температури. Під час спрямування інфрачервоного термометра на вимірюваний об'єкт лінза приладу збирає енергію й фокусує її на інфрачервоному давачу. Давач спрацьовує, виробляючи сигнал прямо пропорційний прийнятій енергії. Вимірюючи характеристики випромінювання тіла, прилад побічно визначає температуру його поверхні. Електроніка приладу, керована мікропроцесором, здатна, використовуючи інші параметри, визначити й видати на дисплей миттєву температуру об'єкту, тобто безконтактні термометри використовують принцип детектора інфрачервоного випромінювання. Існує також можливість визначення максимальної й мінімальної температур і середньої температури вимірюваного об'єкту.

Необхідно враховувати, що об'єкти вимірювань із блискучою або полірованою поверхнею не тільки випромінюють енергію, але й відбивають також певну частку випромінювання.

Безконтактні (інфрачервоні) термометри призначені для:

- вимірювання температури віддалених і важкодоступних об'єктів;
- вимірювання температури рухомих частин;
- обстеження частин, що перебувають під напругою;
- контролювання високотемпературних процесів;
- реєстрування температур, які швидко змінюються;
- вимірювання температури тонкого поверхневого шару;
- обстеження частин, які не допускають дотикання;
- обстеження матеріалів з низькою теплопровідністю або теплоємністю;
- експрес-вимірювання.

Ці термометри можуть використовуватися в таких областях і на таких об'єктах:

- теплоенергетика: котли, турбіни, бойлери, теплотраси, паропроводи;
- електроенергетика: трансформатори, кабелі, контакти, шини під напругою;
- металургія й металооброблення: печі, стани, преси;
- електроніка: контроль температури елементів і деталей;
- діагностування двигунів внутрішнього згоряння;
- контролювання електродвигунів й підшипників;
- контролювання температури виробничих процесів;
- контролювання умов зберігання й перевезення харчових продуктів;
- обстеження будинків і споруд;
- системи опалення, вентиляції й кондиціонування;
- обстеження холодильної техніки, оснащення пожежних бригад.

Всі сучасні моделі мають приблизно однаковий зовнішній вигляд (рис. 11.19) і складаються з таких компонентів:

- оптичний блок;
- інфрачервоний давач;
- електронний вузол;
- рідиннокристалічний дисплей;
- плівкова клавіатура для обслуговування приладу;
- батарейний відсік з 9-вольтовою батареєю;
- гніздо для приєднання мережі живлення (крім моделі BM);
- гніздо для вихідного сигналу, аналогового $1\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ або RS232 (крім моделі BM);
- лазерний візир.

Корпуси приладів виконані з високоміцної, стійкої до розчинників пластмаси. Оптична система герметизована від впливу агресивних середовищ. У комплекті приладів є поясна сумка, для перенесення.

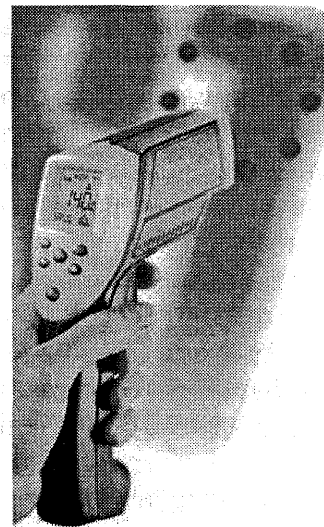


Рис. 11.19. Безконтактний (інфрачервоний) термометр (загальний вигляд)

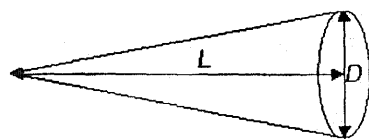
До основних характеристик приладів вимірювання температури можна віднести:

Діапазон температур і довжина хвилі випромінювання.

Робочий діапазон температур залежить від довжини хвилі випромінювання, на яке реагує детектор приладу. Оскільки спектр випромінювання зі зростанням температури зміщується в бік коротких хвиль, високотемпературні термометри мають коротку довжину хвилі. Для користувача робоча довжина хвилі не має значення, його більш цікавить діапазон температур.

Оскільки інфрачервоні термометри застосовують у випадках швидкої зміни температури, швидкодія для них є важливою характеристикою. Вона зазвичай оцінюється тривалістю досягнення 95% сталого показу (час встановлення показу).

Установка коефіцієнта випромінювання.

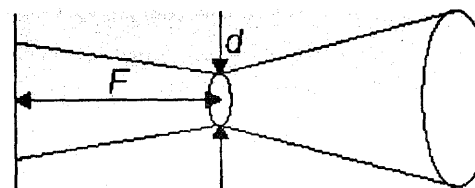


Для точного визначення температури тіла за його випромінюванням необхідно знати його коефіцієнт випромінювання (ступінь чорноти). Більшість поверхонь за характером випромінювання близькі до чорного тіла, однак деякі (наприклад, поліровані метали) істотно відрізняються. Прості термометри мають фіксований коефіцієнт випромінювання (найчастіше – 0,95), під час вимірювання температури відбиваючої поверхні, вони можуть давати похибку у кілька градусів. У складніших приладах можна встановлювати коефіцієнт випромінювання, компенсуючи цю похибку. В найдосконаліших приладах є вбудовані таблиці коефіцієнтів випромінювання багатьох відомих матеріалів, що позбавляє користувача необхідності їх запам'ятовувати.

Оптична розподільна спроможність

Інфрачервоні термометри вимірюють середню температуру поверхні, яка знаходиться в області чутливості. Область чутливості приблизно можна уявити у вигляді конуса, вершина якого доторкається об'єктиву приладу, а основа розташовується на поверхні об'єкту. Відношення діаметра конуса до його висоти $D:L$, називається оптичною розподільною здатністю (іноді кутом або показником візурування) і є однією з основних характеристик приладу (іноді використовують обернену величину – $L:D$). Чим менше $D:L$, тим дрібніші предмети може розрізнити прилад на відстані. Найпростіші прилади мають розподільчу спроможність 1:6, найскладніші 1:180.

Короткий фокус

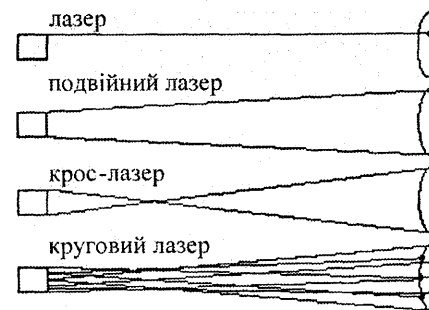


Область чутливості можна вважати конічною лише на достатній відстані від приладу. Взагалі область чутливості має

складнішу форму. Існують короткофокусні прилади, у яких зона чутливості спочатку звужується до мінімуму, а потім починає розширюватися у формі конуса. Відстань F , на якій досягається мінімальний діаметр зони чутливості d , називається фокусною відстанню. Для короткофокусних термометрів F і d вказуються в документації. Для кращих приладів d становить 5...8 мм на відстані F 300...600 мм.

Спосіб націлювання

Найпростіші термометри не мають механізму націлювання й можуть застосовуватися лише на близьких відстанях. Для націлювання на віддалені об'єкти найчастіше застосовується промінь лазера.



За допомогою одинарного лазерного променя можна визначити лише центр

зони чутливості (точніше, точку поблизу центру, оскільки промінь лазера не збігається з оптичною віссю об'єктиву). Прилади із двома променями показують розмір зони чутливості. Якщо два промені перетинаються (зазвичай застосовується в короткофокусних приладах), має місце крос-лазерне націлювання. Найдосконаліший спосіб націлювання – за допомогою декількох лазерних променів,

розташованих по колу. Круговий лазер точно позначає зону вимірювання на будь-якій відстані від термометра.

Лазерний промінь погано видно на яскраво освітлений або розпечений поверхні, тому високотемпературні термометри для націлювання іноді оснащуються оптичними візирами.

11.3.12. Серія безконтактних термометрів RAYNGER ST.

Вказана серія представлена такими моделями (табл. 11.5, рис. 11.20): ST20, ST30, ST60 і ST80.

Таблиця 11.5. Технічні характеристики термометрів Raynger ST

Характеристики	ST20	ST30	ST60	ST80
Діапазон	-32... 400°C	-32... 545°C	-32... 600°C	-32... 760°C
Оптична роздільна спроможність	1:12		1:30	1:50
Коефіцієнт випромінювання	Фіксований 0,95		Регульований	
Спосіб націлювання	Лазер	Круговий лазер		
Похибка залежно від діапазону температури	>23° : ±1°C ±1% від показань (більше) -18...23°C: ±2°C -26... -18°C: ±2,5°C -32... -26°C: ±3°C			
Чутливість	0,2°C		0,1°C	
Час установлення показів	<500 мсек (95%)		<350 мсек (95%)	
Температура навколишнього середовища	0...50°C			
Живлення	9 В батарея або акумулятор			
Маса	320 г			

Термометри Raynger ST20, ST30, ST60 і ST80 мають такі функції:

- запам'ятовування максимальної температури;
- затримка показів на індикаторі на 7 сек.;
- підсвічування індикатора.

Термометри Raynger ST60 і ST80 додатково мають наступні функції:

- запам'ятовування мінімальної, середньої температури й різниці температур;
- додатковий вхід для приєднання термопари;
- виклик результатів попередніх вимірювань на індикатор;
- запам'ятовування вимірювань в 12 точках;
- сигналізація виходу температури за задані межі.

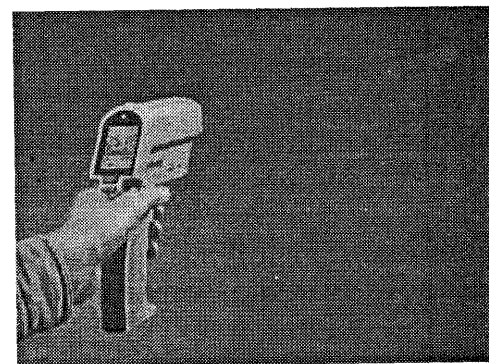


Рис. 11.20. Термометр Raynger (загальний вигляд)

Серія професійних термометрів із широким набором функцій RAYNGER MX. представлена моделями MX2 і MX4 (табл.11.6).

Таблиця 11.6. Технічні характеристики термометрів Raynger MX

Діапазон температур	-30... 900°C
Оптична роздільна	1:60
Межа похибки	більше з $\pm 1^\circ\text{C}$ $\pm 1\%$ від показів
Чутливість (розподільна спроможність індикатора)	0,1°C
Тривалість встановлення	<250 мсек (95%)
Довжина хвилі	8-14 мкм
Температура навколишнього	0...50°C
Живлення	2 елементи 1,5 В тип R6 (AA) або зовнішнє джерело 3 В (лише для MX4)
Розміри	200x170x50 мм
Маса	480 г

Термометри Raynger MX (MX2 і MX4) мають такі функції:

- запам'ятовування максимальної й мінімальної температури;
- звуковий і світловий сигнал у випадку перевищення заданої температури;
- круговий лазерний приціл;
- регульований коефіцієнт випромінювання;
- відображення на індикаторі графіка температури.

Термометр Raynger MX4 додатково має такі функції:

- запам'ятовування різниці температур і середньої температури;
- можливість користування вбудованою таблицею коефіцієнтів випромінювання;
- звуковий і світловий сигнал у випадку вимірювання температури нижче заданої;
- пам'ять на 100 значень температури;

- реєстрація температури із заданим інтервалом часу (від 31 мсек);
- порт RS232 для приєднання до комп'ютера;
- додатковий вхід для приєднання термопар.

Після приєднання до комп'ютера прилад перетворюється в потужний інструмент для реєстрації температури, яка змінюється, і подальшого аналізування цього процесу (рис.11.21).

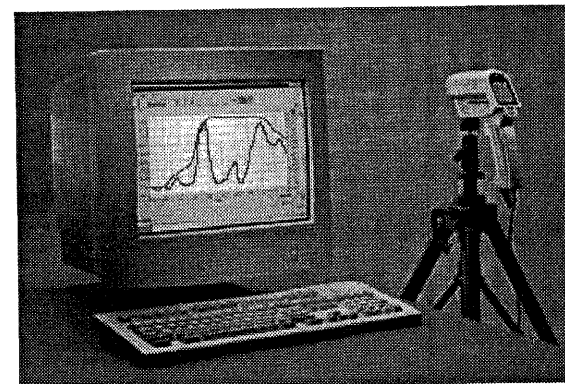


Рис. 11.21. Взаємодія Raynger MX4 з персональним комп'ютером

Термометр реєструє температуру з періодичністю від 31 мсек. до 15 хв. Значення цієї температури виводяться у вигляді графіка на екран і/або зберігаються у файлі на жорсткому диску. Є два канали реєстрації температури: вимірної безконтактним способом і за допомогою термопар, приєднані до додаткового входу.

Крім стандартного виконання термометри Raynger MX2 і MX4 (рис. 11.22) випускаються у двох спеціальних виконаннях.

- Короткий фокус (позначення – CF). У цьому виконанні прилад має діаметр зони вимірювання всього 6 мм на відстані 300 мм.

- Низькі температури (позначення – SZ) Діапазон вимірюваних температур для цього приладу становить – 50÷500 °C.

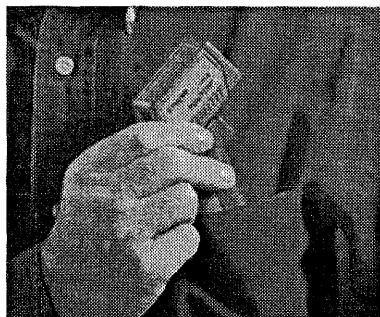


Рис. 11.22. Термометр Raynger MX (загальний вигляд)

Серія малогабаритних недорогих термометрів MINITEMP (рис. 11.23) представлена двома моделями MT2 і MT4.

Термометр MT4 відрізняється від MT2 наявністю лазерного прицілу.

Таблиця 11.7. Технічні характеристики термометрів MINITEMP

Діапазон температур	-18... 260°C
Оптична роздільна спроможність	1:6
Межа похибки залежно від діапазону температури	>-1°: $\pm 2^\circ \pm 2\%$ від показань (більше) -18... 1°: $\pm 3^\circ$
Час встановлення показів	500 мс (95%)
Температура навколишнього	0...50°C
Живлення	батарея 9 В або акумулятор
Розміри	152x101x38 мм
Маса	227 г



Рис. 11.23. Термометр MINITEMP (загальний вигляд)

11.3.13. Малогабаритні термометри IP.

Серія малогабаритних термометрів представлена на рис. 11.24. У цих приладах відсутній індикатор, замість яко-го використовується будь-який електронний термометр, який працює зі стандартними термопарами або мілівольтметр. IP характеризується дуже малим діаметром зони вимірювання – усього 25 мм у безпосередній близькості до об'єкта. Застосовується для вимірювання температури дрібних деталей, наприклад, в електроніці. Діапазон температур – -18 ... 260°C.

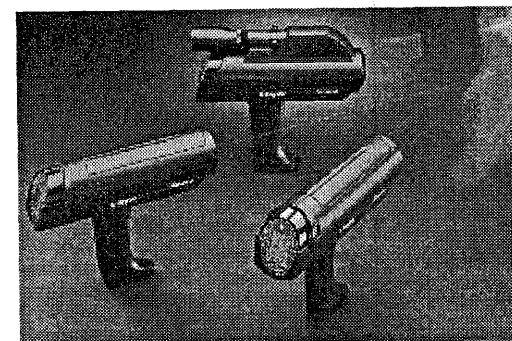


Рис. 11.24. Термометр IP (загальний вигляд)

11.3.14 Термометри спеціального призначення 3І.

Серія термометрів спеціального призначення представлена такими моделями (табл. 11.8):

- LT, LR – широкодіапазонні;
- 1М и 2М – високотемпературні;
- G5 – для скла;
- P7 – для пластмас.

Таблиця 11.8. Основні характеристики термометрів 3І

Модель	Характеристики		
	Діапазон	Довжина хвилі	Оптична роздільна спроможність
LT	-30... 1200°C	8...14 мкм	1:75
LR	-30... 1200°C	8...14 мкм	1:120
M1	600... 3000°C	1,0 мкм	1:180
M2	200... 1800°C	1,6 мкм	1:90
G5	150... 1800°C	5,0 мкм	1:50
P7	10... 800°C	7,9 мкм	1:25

Короткофокусний варіант моделі LT має діаметр зони вимірювання 8мм на відстані 610мм.

Термометри 3І оснащуються різними пристроями націлювання: звичайним лазером, подвійним лазером, крос-лазером і візиром. Візир може сполучатися зі звичайним лазером.

Термометри 3І мають наступні функції:

- регулювання коефіцієнту випромінювання;
- запам'ятовування максимальної, мінімальної, середньої температури, різниці температур;
- сигналізація виходу температури за задані межі;
- аналоговий і цифровий виходи вимірюваного значення;

- пам'ять на 100 значень температури;
 - порт RS232 для приєднання до комп'ютера або принтера.
- Термометри 3І працюють із персональним комп'ютером аналогічно термометру МХ.

11.4. ВИМІРЮВАННЯ АЕРОДИНАМІЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Вимірювальне обладнання, яке здійснює безпосереднє вимірювання аеродинамічної потужності, відсутнє, тому аеродинамічна потужність може бути визначена непрямым способом за формулою:

$$P_{\text{аеродин}} = Q \cdot H,$$

де H – тиск, Па;

Q – витрата, м³/хв

Повні тиски в різних перерізах повітропроводу можна визначити шляхом вимірювання статичного тиску, який мало змінюється впродовж перерізу (за допомогою отвору в стінці або трубкою), і, додавши до нього (у нагнітальній частині повітропроводу, а у всмоктувальній – віднявши) динамічний тиск, який обчислюється за середньою швидкістю:

$$H = P_{\text{ст}} \pm v \cdot \frac{\rho}{2},$$

де $P_{\text{ст}}$ – вимірюваний статичний тиск, Па;

v – середня швидкість потоку, м/с;

ρ – густина переміщуваного повітря, кг/м³.

Якщо на розглянутій ділянці повітропроводу є врізаний прилад для вимірювання витрати повітря (ротаметр, звужуючий пристрій), то використовуються показання цього пристрою. На ділянках повітропроводу, де таких

вимірювачів немає, об'ємна витрата визначається за середньою швидкістю потоку й геометричними розмірами трубопроводу за формулою:

$$Q = v \cdot F$$

де v – середня швидкість потоку, м/с;

F – площа поперечного перерізу на вимірюваній ділянці, м².

Отже, для визначення аеродинамічної потужності необхідне застосування таких приладів:

для вимірювання тиску – рідинні манометри, мікроманометри; для відбирання тисків у трубопроводах – пневмометричні трубки;

для вимірювання швидкості потоку – чашкові й лопасні анемометри, термоанемометри;

для визначення параметрів навколишнього повітря – барометри (для вимірювання атмосферного тиску), різного роду термометри (для вимірювання температури), психрометри (для визначення вологості повітря).

Необхідно відмітити, що на даний час існують комплексні прилади, які дозволяють проводити вимірювання швидкості, тиску й температури потоку повітря; температури і вологості повітря навколишнього середовища й т. ін.

11.4.1. Вимірювання швидкості повітря

Вимірювання швидкостей повітряного потоку в окремих його точках або середніх швидкостей у перерізі повітропроводу може здійснюватися непрямим пневмометричним і безпосереднім анемометричним способами.

Пневмометричний спосіб заснований на вимірюванні динамічного тиску потоку повітря й визначенні швидкості потоку за формулою:

$$v = \sqrt{\frac{2 \cdot p_{\text{дин}}}{\rho}}$$

де $p_{\text{дин}}$ – вимірюваний динамічний тиск потоку, Па;

ρ – густина переміщуваного повітря, кг/м³.

При анемометричному способі в повітропроводі встановлюють вимірювач швидкості – анемометр у вигляді крильчатки малого розміру, яка обертається під дією потоку із частотою пропорційною швидкості потоку.

Замість тіла, що обертається в потоці, застосовують тонкі металеві нитки (у термоанемометрах), які нагріваються електрострумом, або напівпровідникові елементи (у термісторах), у яких зміни сили струму, електроопору або температури пропорційні швидкості потоку.

Крильчатий анемометр АСО-3

Крильчатий анемометр АСО-3 (рис. 11.25) призначений для вимірювання швидкості повітря від 0,2 до 5 м/с, усередненої за певний проміжок часу. Похибка вимірювання залежить від швидкості повітря й визначається за формулою:

$$\Delta v = \pm(0,06 \cdot v + 0,1),$$

де v – середня швидкість вимірюваного потоку, м/с.

Прилад складається з корпусу обичайки 3, усередині якого розміщена крильчатка 1, насаджена на трубчасту вісь 2. Під дією повітряного потоку крильчатка починає обертатися. Частота обертання залежить від швидкості потоку, що набігає. Частота обертання крильчатки вимірюється лічильним механізмом 4. Лічильний механізм

має три стрілки. Циферблат 5 механізму має відповідно три шкали: одиниць, сотень і тисяч.

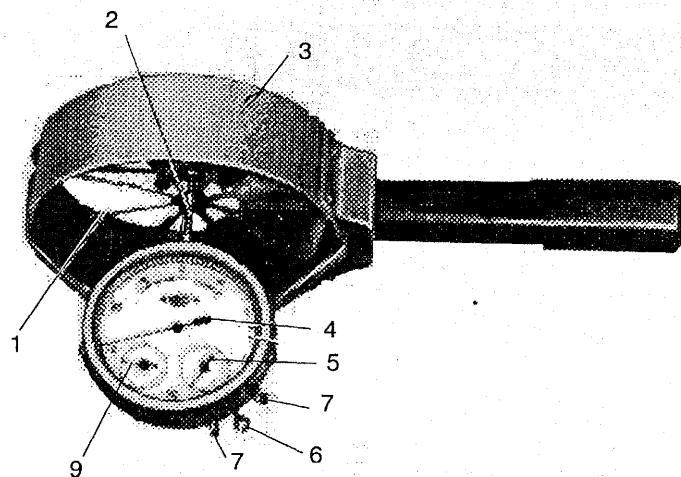


Рис. 11.25. Крильчатий анемометр АСО-3

Обертанням аретира 6 проти годинникової стрілки лічильний механізм вмикається.

У корпус приладу з обох сторін аретира вкручені два вушка 7. Через вушка пропускається шнурок, за допомогою якого вмикається й вимикається анемометр, піднятий на стійці. Шнурок прив'язується до аретиру.

У ручці приладу є конічний отвір, який служить для сполучення приладу зі стійкою або штангою.

Чашковий анемометр МС-13

Чашковий анемометр МС-13 (рис. 11.26) призначений для вимірювання середньої швидкості повітря 1 – 20 м/с за певний проміжок часу. Похибка вимірювання залежить від швидкості повітря й визначається за формулою:

$$\Delta v = \pm(0,06 \cdot v + 0,3),$$

де v – середня швидкість вимірюваного потоку, м/с.

Приймальною частиною анемометра є чотиричашковий метеорологічна млинок 1, насаджена на вал 2.

Обертання вертушки передається валом лічильному механізму 3. Циферблат лічильного механізму має три шкали: одиниць, сотень і тисяч.

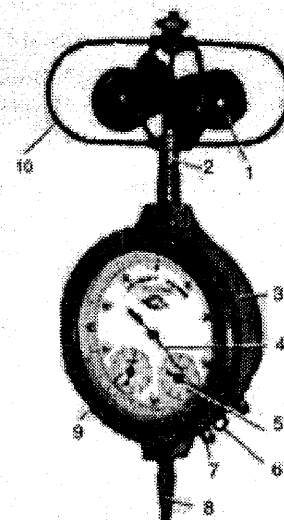


Рис. 11.26 Чашковий анемометр МС-13

Центральна стрілка 4 показує одиниці й десятки, ліва стрілка 9 показує сотні, права стрілка 5 – тисячі обертів вертушки.

Вмикання й вимикання лічильного механізму здійснюється аретиром 6, обертанням його відповідно проти годинникової стрілки або за нею.

У нижній частині приладу є гвинт 8 для закріплення приладу на штанзі або дерев'яній стійці.

У корпусі приладу з обох сторін аретира вкручені два вушка 7, через які пропускається шнурок, за допомогою якого вмикається й вимикається анемометр у випадку закріплення його на стійці.

Вертушка анемометра захищена від механічних ушкоджень хрестовиною із дрітятих дужок 10, яка призначена також для закріплення верхнього вала вертушки.

Вимірювання швидкості повітря анемометрами виконується в такій послідовності: перед вимірюванням швидкості повітряного потоку за допомогою аретира вимикають лічильний пристрій і записують початковий показ лічильника. Після цього анемометр вносять у повітряний потік так, щоб вісь крильчатого анемометра розташовувалася паралельно повітряному потоку. Вісь чашкового анемометра повинна бути перпендикулярна напрямку руху повітря. Відхилення осі від зазначених положень не повинно перевищувати $12-15^\circ$.

Через 5–10 с після внесення анемометра в потік одночасно вмикають секундомір і лічильний пристрій анемометра. Після 30–100 с механізм і секундомір вимикають і записують результуючий показ лічильника й тривалість вимірювання в секундах. Тривалість відліку менше 30 с не допускається.

Кількість поділок n на 1 с, визначають за формулою:

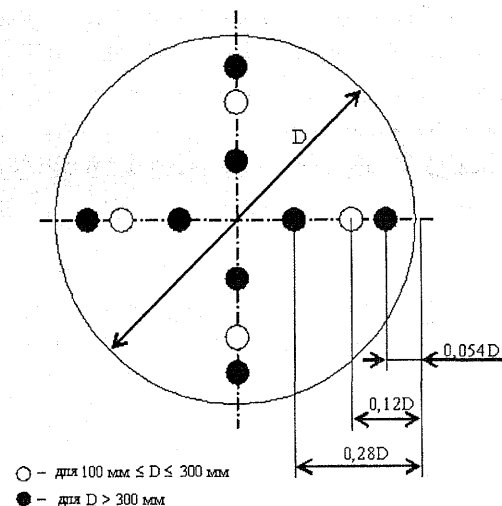
$$n = \frac{N_2 - N_1}{t},$$

де N_2, N_1 – відповідно кінцевий та початковий покази лічильного механізму;

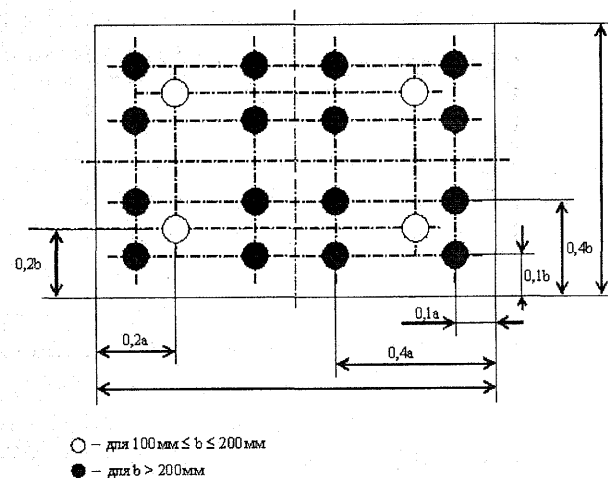
t – час.

Швидкість повітряного потоку визначається за графіком залежності $v = f(n)$, отриманої при таруванні приладу.

Для визначення середнього потоку й витрати повітря (так само, як і під час вимірюванні тисків) за нерівномірного потоку координати точок вимірювання тисків і швидкостей, а також кількість точок визначається формою й розмірами мірного перерізу за кресленням (рис. 11.27.).



a



b

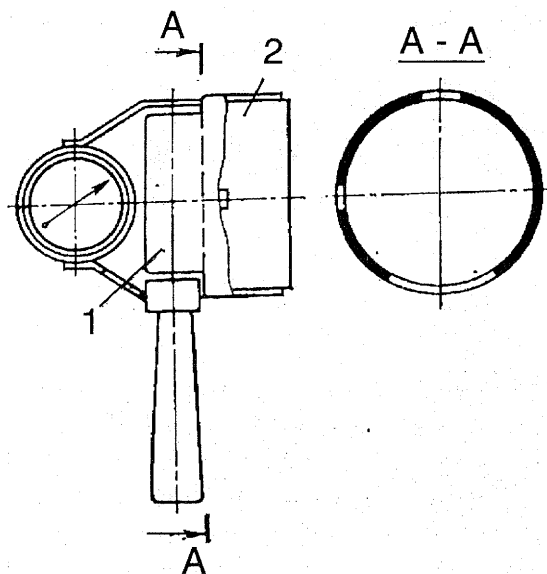
Рис. 11.27. Визначення координат точок вимірювань

Максимальне відхилення координат точок вимірювань від зазначених на кресленнях не повинно перевищувати $\pm 10\%$. У кожній точці повинно бути виконано не менше трьох вимірювань.

В отворах, закритих решітками, вимірювання виконують анемометрами з насадками, які під час вимірювання щільно прилягають до решітки (рис. 11.28).

Насадки зазвичай виготовляють для чашкових анемометрів з листової сталі або бляхи, а для крильчатих - з відрізків пластмасових труб.

Під час визначення швидкості повітряного потоку біля решітки для визначення витрати вимірюване значення повинно бути скоректоване поправочним коефіцієнтом, який визначається експериментально й зазвичай дорівнює 0,7–1,0.



1 – анемометр, 2 – насадка
Рис. 11.28. Крильчатий анемометр з насадкою

Термоанемометри

Термоанемометри – це прилади, призначені для вимірювання швидкості повітряного потоку і його температури.

Термоанемометр конструкції ВНИИГС зображений на рис. 11.29.

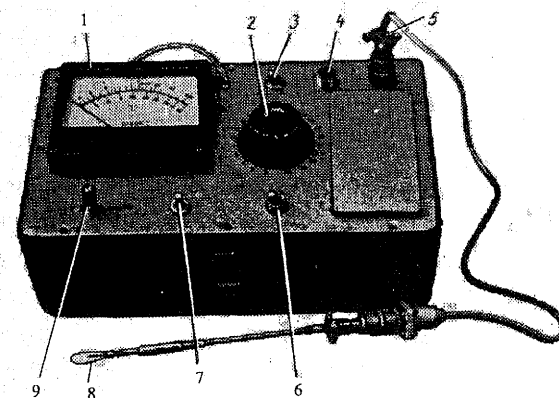


Рис. 11.29. Термоанемометр конструкції ВНИИГС.

Залежно від моделі прилади можуть вимірювати швидкість повітряного потоку в діапазоні 0,1–5 м/с або 0,1–10 м/с. Діапазон вимірювання температури 0–50 °С. Похибка вимірювання температури не перевищує 1%.

Живлення приладу залежно від моделі може здійснюватися від мережі змінного струму 220 В або батарей.

Температуру й швидкість потоку вимірюють термоанемометрами в такий спосіб.

Прилад встановлюють горизонтально й за допомогою коректора ставлять стрілку гальванометра на нульову поділку шкали. Давач розміщується в місці вимірювання температури й швидкості потоку; роз'єм з'єднувального проводу датчика вставляється в гніздо з позначкою “Давач”. Перемикач роду роботи встановлюється в положення

“Контроль”. Вимикач – в положення “Ввімкнено”. За допомогою потенціометра стрілка гальванометра встановлюється в положення “Температура” і визначається температура потоку за нижньою шкалою гальванометра. Перемикач компенсатора встановлюється в положення, яке відповідає вимірюваній температурі, і перемикач роду робіт переводиться в положення “Швидкість”. Після прогрівання давача (приблизно 30 с) визначається швидкість потоку за верхньою шкалою.

Термоанемометр KURZ (серія 440)

Портативний вимірювач швидкості повітря KURZ серії 440 – зручний у застосуванні високоточний інструмент для вимірювання швидкості повітря, статичного тиску й температури під час нагрівання, вентиляції й кондиціюванні повітря (HVAC), промислового водню, для вимірювань під час проведення контролю, професійної безпеки й проведення дослідницьких робіт, працює від батарей.

Портативний вимірювач швидкості повітря KURZ має точність і повторюваність: $\pm 2\%$ для кожної повної шкали режиму й $\pm 0,25\%$ для повної шкали відтворюваності вище широкого температурного режиму від $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Термоанемометри серії 440 найпростіші у вживанні, вони мають один зонд і мінімум кнопок.

Всі вимірювачі швидкості повітря KURZ серії 440 забезпечені швидкісним зондом “DuraFlo” довжиною 33 см., переносний екран, що втягується; вимірювач зі зчитувачем; пристрій статичного тиску; жорсткий переносний футляр. Властивості екрана зонда такі, що він може переміщуватися вниз по кабелю зонда, по всій довжині зонда майже до 51 см.

Прилад працює таким чином. Основним чутливим елементом 440-ої серії портативних вимірювачів швидкості повітря є зонд KURZ “DuraFlo”. Цей зонд складається із двох сенсорів: швидкості й температури. Сенсор швидкості – це анемометр постійної температури, який вимірює “стандартну” швидкість (переміщення повітря за температури $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ і тиску 760 мм ртутного стовпчика), реєструючи ефект охолодження під час проходження через нагрітий сенсор потоків, які переміщуються. Сенсор швидкості нагрівається від електричної мережі. Сенсор швидкості нерівний і великий – він зроблений з крихкого дроту великого опору, а тому стійкий до пошкоджень і нечутливий до можливих забруднень. Температура сенсора – буде точно скомпенсована за рахунок коливань температури в широкому діапазоні. Максимальна температура сенсора швидкості лише на $23,89\text{ }^{\circ}\text{C}$ може перевищувати температуру навколишнього середовища.

Зонд використовується, для визначення напряму та вимірювання швидкості повітря у відкритих просторах, трубках і поворотних отворах. Вимірювання статичного тиску здійснюють за допомогою спеціального інструмента. Пристосування для вимірювання тиску має невелику насадку, яку використовують для спрямування повітря на сенсор швидкості зонда. Потік повітря, який генерується статичним тиском, пропорційний його значенню. Вимірюються, як додатні, так і від’ємні значення статичного тиску.

Слід відмітити, що зчитування швидкості з усіх вимірювачів швидкості повітря KURZ відбувається за стандартних умов – $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ і 760мм тиску ртутного стовпа, тому здійснюються прямі вимірювання локальних швидкостей повітря. Щоб одержати дійсну швидкість, потрібно здійснити просту корекцію на дійсну густину повітря:

$$V_{act} = V_{ind} \cdot E_s / E_a,$$

де E_s – густина повітря за стандартних умов – 25 °C і 760 мм ртутного стовпчика;

E_a – дійсна густина повітря за місцевих температури й тиску;

V_{act} – дійсна швидкість повітря у метрах за хвилину;

V_{ind} – швидкість, зареєстрована на вимірювачі швидкості повітря KURZ.

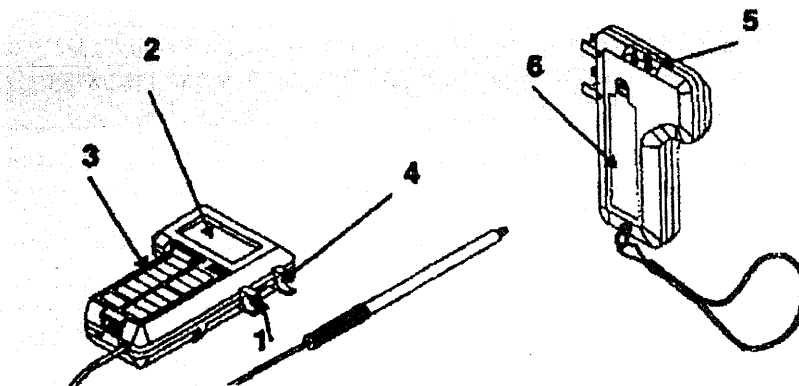
Звичайно, ця корекція невелика й нею можна знехтувати. Також, у більшості випадків, необхідна лише швидкість повітряних мас, а густину обчислювати не потрібно.

Вимірювання проводять у такий спосіб. Зонд розташовують поблизу й паралельно поверхні отвору, даючи можливість повітрю проходити перпендикулярно крізь вікно на верхівці зонда. Щоб визначити середнє значення швидкості повітря, ділять отвір на кілька частин, рівних за площею. Зчитують швидкість у центрі кожної частини, а потім усереднюють результати. Якщо переріз відносно плоский, то треба взяти всього кілька площ; якщо перерізи не є однаковими, то треба використати всі (рис. 11.27).

Якщо отвір прикритий решіткою, зонд треба помістити на відстані декількох сантиметрів від решітки для одержання середньої швидкості, як у вищенаведеному випадку.

Цифровий термоанемометр VELOCICALC PLUS

Цифровий термоанемометр VelociCalc (рис. 11.30) моделей 8360/8382/8383/8388 вимірює швидкість повітря, температуру, диференціальний тиск і обчислює об'ємні витрати. Крім того деякі моделі обчислюють відносну вологість і точку роси за показами відносної вологості й температури. Прилад VelociCalc Plus може здійснювати індивідуальні вимірювання кожної величини й обчислювати середнє значення кількох вимірювань. Технічні дані приладів серії VelociCalc наведені в табл. 11.9.



- 1 – вимикач;
- 2 – дисплей;
- 3 – кнопки функції (в);
- 4 – зонд, що встановлюється в затискачі;
- 5 – притискні контакти вимірювача;
- 6 – кришка відділення батарей.

Рис. 11.30. Загальний вигляд VELOCICALC

Основним чутливим елементом приладу є зонд. У ньому встановлені чутливі елементи, які вимірюють швидкість, температуру, а також чутливі до вологості.

Щоб розкрити зонд, потрібно, утримуючи ручку в одній руці, натягувати наконечник зонда іншою рукою. Не потрібно тримати кабель при переміщенні зонда, оскільки це заважає зонду переміщуватися.

Щоб втягнути зонд, потрібно тримати ручку в одній руці, а наконечник зонда – в іншій.

Під час використання зонда потрібно впевнитися, що вікно чутливого елемента повністю відкрите, і червона крапка напрямку направлена вгору за потоком.

Таблиця 11.9. Технічні дані приладів серії VelociCalc

	Модель 8360/8388 VelociCalc PLUS	Модель 8382/8383 VelociCalc PLUS
Вимірювальна здатність	Від 30 до 9,999 ft/mm (0,15 до 50 m/s)	Те ж саме
Точність	3 % значення або 3 ft/mm (0,02 m/s)	
Температура		
Вимірювальна здатність	Від 14 до 140 °F (від -10 до 60 °C)	Від 0 до 200 °F (від -17,8 до 93 °C)
Роздільна спроможність		
Точність	0,1°F (0,1 °C)	Те ж саме
здатності по дальності	±0,5°F (0,3 °C) ²	Те ж саме
Робочі температури		
Електроніка		
робота зберігання	Від 40 до 113 °F (від 5 до 45°C)	Те ж саме
Давач	Від -4 до 140°F (від -20 до 60°C)	Від -22 до 194 °F (від -30 до 90°C)
робота зберігання	Від 14 до 140°F (від -10 до 60°C)	Від 0 до 200 °F (від 17,8 до 93,3°C)
	Від -4 до 140°F (від -20 до 60°C)	Від -22 до 194 °F (від -30 до 90°C)
Діапазон відносної вологості	Від 0 до 95%	N/A
Точність	±3%rh ³	N/A
Діапазон точки роси	Від 5 до 120 °F (від -15 до 49 °C)	Те ж саме
Статичний тиск / перепад тиску	Від -10,00 до +10,00 дюймів H ₂ O	Те ж саме
Область	(-2,500 до +2,500 кПа або від -20,00 до +20,00 мм Hg)	Те ж саме
Точність	±0,5% до ±0,01 дюймів H ₂ O (±0,002 кПа або ±0,02 мм Hg)	

Продовження табл. 11.9.

Об'ємна витрата рідини	Від 0,2 до 450,000 ft ³ /min (від 0,0424 до 1170,000 м ³ /год або від 0,1 до 325,000 л/с)	Те ж саме
Розміри каналу	Від 1 до 100 дюймів у збільшеннях 0...5 дюйма, від 100 до 255 дюймів у збільшеннях 1 дюйм (від 1 до 255 см у збільшеннях 0...12,7 см, від 255 до 648 см у	Те ж саме
Усереднююча здатність	До 255 значень швидкості, температури, тиску, вологості, потоку	До 255 значень швидкості, температури, тиску, вологості, потоку
Час спрацювання (63% остаточного значення)		
Швидкості	200 мсек.	Те ж саме
Температури	8 сек.	Те ж саме
Стала часу	Регулюється від 1 до 20 секунд.	Те ж саме

Температура, яка компенсується по амплітуді температури повітря, від 40 до 150°F (від 5 до 65,56 °C).

Точність приладу 77°F (25°C). Додайте 0,05°F / F(0,03 °C / °C) для зміни температури за приладом.

Точність із зондом в 77°F (25°C). Додайте 0,1 %rh / °F (0...2%rh / °C) для зміни температури за приладом. Включає 1 % гістерезису.

Найбільше значення надлишкового тиску – 300 Дюймів H₂O (75 кПа, 762 мм Hg). Додайте ± 0,02 % / °F (+ 0,03 % / °C) для зміни температури приладу.

Робота з приладом здійснюється таким чином.

Вимірювання швидкості

Щоб почати вимірювання швидкості (VelociCalc автоматично почне вимірювати швидкість), натисніть кнопку VELOCITY. Швидкість буде відображена у футах за хвилину або метрах за секунду залежно від положення вимикача DIP. Потрібно розмістити кінець зонду в місці вимірювання, переконатися, що вікно чутливого елемента повністю відкрите, і червона крапка спрямована вгору.

Вимірювання температури

Щоб зробити вимірювання температури повітря, натисніть кнопку TEMP, прилад покаже значення температури в градусах за Фаренгейтом (F) або в градусах Цельсія (°C), залежно від положення вимикача DIP. Зачекайте приблизно 30 секунд, щоб прилад перейшов у режим вимірювання температури. Це необхідно, оскільки чутливий елемент був нагрітий протягом часу вимірювання швидкості, і деяка теплота впливала на температурно чутливий елемент.

Вимірювання тиску

Щоб виміряти диференціальний тиск, натисніть кнопку PRESSURE. Для вимірювання тиску система трубок повинна бути пов'язана із притискними портами. Коли ця умова виконується, вимірювач показує додатне число.

Вимірювання вологості (лише моделі 8360 і 8388)

Щоб прилад показав значення вологості, натисніть кнопку HUMIDITY. Значення зчитують в одиницях відносної вологості у відсотках (%RH). Для одержання значення необхідно зачекати деякий час, щоб визначити, чи змінилися умови навколишнього середовища.

Функція точки роси (тільки моделі 8360 і 8388)

Щоб показати температуру точки роси, натисніть кнопку DEW POINT. Точка роси розраховується, використовуючи дані вимірювань відносної вологості й

температури. Оскільки точка роси не вимірюється прямо, точність цього обчислення залежить від температури навколишнього повітря й відносної вологості. Значення точки роси буде найточнішим, коли відносна вологість – 50% і вище (температура точки роси стосується фактичної температури). Це значення буде менш точним, якщо відносна вологість менша 50% (температура точки роси віддаляється від фактичної температури).

Функція витрати

Термоанемометр VelociCalc може обчислювати витрату, використовуючи відому площу. Прилади 8382/8383/8388 VelociCalc можуть також обчислювати витрату наскрізних дифузорів.

Витрата може бути розрахована для круглого, квадратного або прямокутного каналу. Форму й розміри або площу каналу, для якого вимірюється потік, необхідно ввести.

Вхід у меню для задання форми й розміру

Потрібно натиснути кнопку FLOWRATE, – користувач VelociCalc увійде у меню форми й розміру, якщо це не було зроблено перед ввімкненням приладу. VelociCalc запитає режим форми, по черзі висвічуючи коло й прямокутник (і датчики тиску, якщо вимикач DIP #6 ввімкнений) на дисплеї. Якщо форма й розмір були введені, VelociCalc буде показувати витрату.

Натисніть кнопку SHAPE, щоб вибрати форму області, прямокутну або круглу. Щоразу при натисканні кнопки SHAPE форма буде змінюватися з кола на прямокутник і навпаки. Коли потрібна форма з'являється на дисплеї, натискають кнопку ENTER. При цьому VelociCalc запитує розмір.

Використайте кнопки LARGER і SMALLER, щоб вибрати розмір площі витрати. Оскільки потік циркулює перерізом, VelociCalc буде запитувати про один розмір – діаметр круглої області. Виберіть розмір і введіть дані. Для

прямокутної області VelociCalc буде запитувати два розміри. Спочатку введіть горизонтальний розмір і натисніть ENTER, потім – вертикальний і натисніть ENTER. Для вибору бажаної форми натискають SHAPE. Далі продовжуйте дії, як зазначено вище. Для зміни розміру натисніть LARGER або SMALLER, щоб ввести нові розміри, потім натисніть ENTER, щоб прийняти їх.

Іноді є різниця між температурою точки роси й температурою за вологим термометром (температура точки роси й температура вологої посудини – не одне й те саме).

Стандартна і фактична швидкості

Оскільки теплові, повітряні, швидкісні елементи чутливі до змін густини і швидкості повітря, всі теплові анемометри вказують швидкість за стандартних умов. Для інструментів TSI, стандартні умови визначені як 70° F (21,1°C) і 14,7 psia (101,4 кПа). Інші виготовлювачі можуть використовувати інші величини.

Стандартна швидкість – швидкість повітря за стандартних умов температури й тиску. Це – найбільш корисний критерій повітряного потоку, оскільки він визначає питому теплоємність повітря.

Фактична швидкість – швидкість, у якій мікроскопічна матеріальна точка переміщувалася б, в повітряному потоці.

У деяких прикладах фактична швидкість повітря вища ніж стандартна. Щоб одержати значення для фактичної швидкості, помножте стандартну швидкість на поправковий коефіцієнт густини:

$$\text{Фактична швидкість} = (\text{Стандартна швидкість}) \times \left[\frac{273 + T_m}{273 + 21,1} \right] \times \left[\frac{101,4}{P_m} \right],$$

де T_m – температура навколишнього повітря в градусах Цельсія;

P_m – тиск навколишнього середовища в кПа.

Приклад № 11.1.

Виміряти фактичну швидкість в області підвищеного тиску. Повітряний тиск – 99,4 кПа, температура – 27 °С. Показ дисплею – 2,3 м/с.

$$\text{Фактична швидкість} = 2,3 \left[\frac{273 + 27}{273 + 21,1} \right] \times \left[\frac{101,4}{99,4} \right] = 2,39 \text{ м/с.}$$

11.4.2. Вимірювання тиску

Для вимірювання тиску застосовують манометри, тягоміри й мікроманометри. Прилади, за допомогою яких вимірюється різниця тисків, називаються диференціальними манометрами.

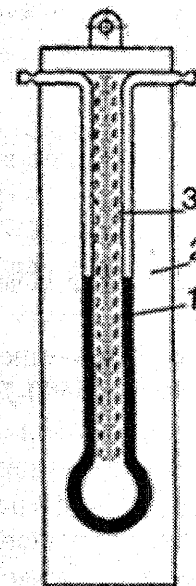


Рис 11.31
Рідинні манометри

Рідинні манометри.

У вентиляційній техніці для вимірювання тиску, як правило, використовують рідинні манометри (рис. 11.31). З їх допомогою також можна вимірювати різницю тисків, тому їх можна розглядати як диференціальні.

Найпростіший рідинний манометр являє собою U-подібну скляну трубку 1, заповнену водою, закріплену на підставці 2. між скляними трубками розміщена шкала 3 з міліметровими поділками. Всередині шкали наноситься нульова поділка, звідки вгору й вниз здійснюється відлік. Перепад рівнів у міліметрах водяного стовпа однозначно визначає різницю тисків.

Зазвичай рідинні манометри, заповнені водою, рекомендують застосовувати при вимірюванні тиску понад 20 мм вод. ст.

Заповнюючи манометр замість води етиловим спиртом або гасом, можна одержати точніший меніск. Завдяки тому, що густина цих рідин менше одиниці, точність відліку зростає, і прилад можна застосовувати для вимірювання різниці тисків 12-15 мм.вод.ст. (118-148 Па).

Дійсний тиск у цьому випадку визначають за формулою:

$$p = p_m \cdot \rho_p,$$

де p – дійсний тиск;

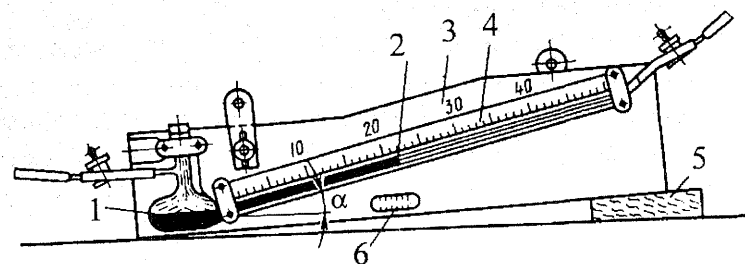
p_m – різниця рівнів рідини, виміряна за шкалою манометра;

ρ_p – густина рідини, залитої в манометр.

Для вимірювання тисків понад 9810 Па манометр доцільно заливати ртуттю.

Тягомір

Тягомір (рис. 11.32) або чашковий манометр із вертикальною або похилою нерухомою шкалою відрізняється від U-подібного манометра тим, що одна трубка замінена резервуаром. Об'єм резервуара досить великий (в 500-700 разів більше об'єму трубки), тому зниженням рівня рідини в ньому нехтують. Відлік здійснюють за рівнем рідини в трубці. Точність вимірювання тягоміра з вертикальною шкалою така сама, як і U-подібного манометра. Підвищена точність вимірювання досягається застосуванням тягоміра з похилою шкалою. Завдяки похилій трубці збільшується довжина стовпа рідини. Залежно від кута нахилу трубки манометра мінімальний тиск, який може бути виміряний ним, змінюється від 1 до 4 мм.вод.ст. (9,8...39,2 Па).



1 – резервуар з рідиною;

2 – скляна трубка;

3 – основа;

4 – шкала;

5 – клин;

6 – рівень.

Рис. 11.32. Тягомір

Дійсна величина тиску, вимірюваного тягоміром з похилою шкалою, визначається за формулою:

$$p_s = l \cdot \rho_p \cdot \sin(\alpha),$$

де

p_s – вимірюваний тиск, мм.вод.ст.;

l – довжина стовпа в трубці, мм;

α – кут нахилу трубки, °;

ρ_p – густина рідини, г/см³.

При зменшенні кута збільшується довжина стовпа рідини, тобто точність вимірювання зростає.

Для вимірювання тиску тягомір встановлюють за рівнем. Далі нульовий тиск шкали приводять до рівня рідини в трубці, переміщуючи шкалу вздовж трубки. Після цього тягомір приєднують і вимірюють тиск.

Мікроманометри

Мікроманометр – прилад для вимірювання малих перепадів тиску. Принцип дії його той самий, що і в тягоміра. Відрізняються мікроманометри від тягомірів конструктивними перевагами: кут нахилу трубки може змінюватися й фіксуватися в певних положеннях, станина приладу встановлюється гвинтами за рівнем і т. ін.

Мікроманометр ЦАГИ

Мікроманометр ЦАГИ (рис. 11.33) складається із закритого циліндричного резервуара 1, вставленого в обойму 2. Резервуар розміщений у станині 3, обладнаній рівнями 4 і регулювальними гвинтами 5. Вимірювальна трубка 8 розташована в захисному кожусі. Верхня її частина сполучена з металевою трубкою, що закінчується штуцером 9, а нижня – із ємністю резервуара, що має штуцер 10. Резервуар вільно обертається навколо осі, забезпечуючи різний кут нахилу вимірювальної трубки. Кут нахилу вимірювальної трубки на стійці 6 фіксується стопорним пристроєм 7. Стійка має отвори із цифрами 0,125; 0,25; 0,5, які відповідають значенням синусів кутів нахилу вимірювальної трубки. Вертикальному положенню трубки відповідає значення $\sin \alpha = 1,0$. При цьому резервуар повертається до спеціального упору.

Тиск, який вимірюється мікроманометром ЦАГИ, обчислюють за формулою:

$$p_0 = \frac{(H_k - H_n)}{102} \cdot K \cdot \Delta \cdot \sin(\alpha) \cdot \rho_p,$$

де H_k і H_n – відповідно точки кінцевого і початкового відліку за шкалою приладу, мм;

α – кут нахилу вимірювальної трубки приладу, град;

ρ_p – густина рідини, кг/м^3 ;

K – коефіцієнт тарування приладу, наведений у паспорті приладу;

Δ – поправка приведення результатів до стандартного стану повітря:

$$\Delta = \frac{760(t + 273)}{B \cdot 293},$$

де t і B – характеризують умови випробувань.

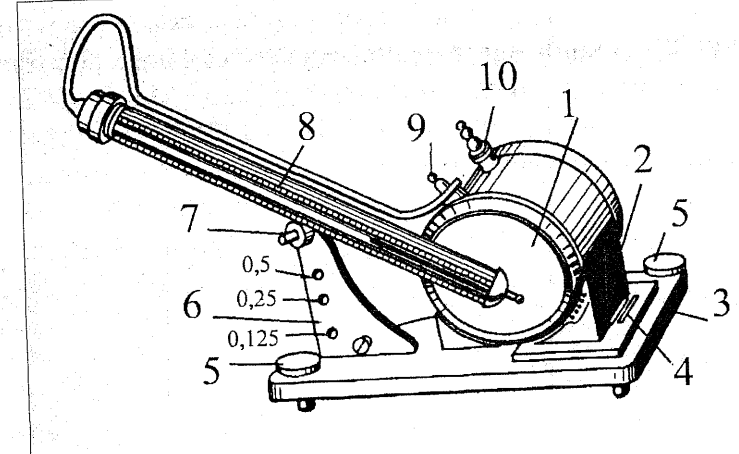


Рис. 11.33. Мікроманометр ЦАГИ

Для стандартного стану повітря, тобто для температури $t_0 = 20^\circ\text{C}$, барометричного тиску $B = 760$ мм рт. ст. і відносної вологості $\phi_0 = 0,5$ (вплив цього параметра незначний) густина атмосферного повітря $\rho_0 = 1,2 \text{ кг/м}^3$.

Похибка мікроманометра ЦАГИ не перевищує $\pm(1-1,5)\%$ від верхньої межі вимірювання. Перепад тиску вимірюють у такій послідовності:

- прилад за допомогою рівнів встановлюють у горизонтальне положення;
- вибирають кут нахилу трубки, починаючи від максимального ($\sin \alpha = 1,0$) значення від необхідного;

- приєднуючи до штуцера 9, 10 гумові трубки від приймачів тиску, записують покази результуючої величини. Мікроманометр ЦАГИ вимірює тиск від 9,81...1569,6 Па.

Мікроманометр ММН

Мікроманометр ММН (рис. 11.34) – один з найпоширеніших приладів під час налагоджувальних робіт для вимірювання тиску неагресивних газів. Він також застосовується як переносний лабораторний прилад для періодичних точних вимірювань в дослідницьких роботах і для перевірки експлуатаційних приладів. Межі вимірювання для мікроманометра ММН 0...2354,4 Па за статичного тиску 0,98 Па.

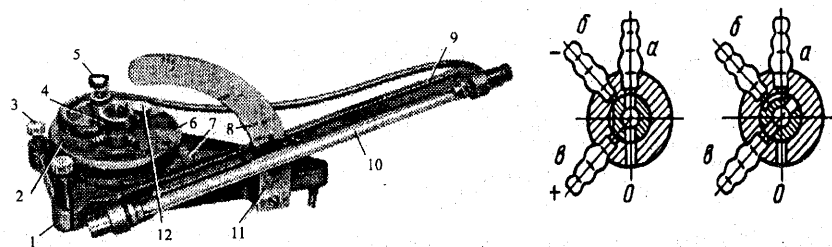


Рис. 11.34. Мікроманометр ММН

Мікроманометри випускаються класів 0,5 і 1,0. Заповнюють їх спиртом густиною $\rho = 0,8095 \text{ г/см}^3$.

Конструктивно прилад складається із плити, на якій закріплений резервуар 2, герметично закритий кришкою з гумовою прокладкою. На кришці містяться триходовий кран 4, заливальний отвір, що закривається пробкою 12 і регулятор нульового положення меніска 5, що служить для встановлення меніска спирту у вимірювальній трубці, його ущільнюють сальниками з гумовими кільцями. Нижня частина вимірювальної трубки через штуцер сполучається з резервуаром, а верхній її кінець – із триходовим краном 4.

Вимірювальна трубка встановлюється так, що вісь обертання кронштейна проходить через нуль шкали. Довжина шкали вимірювальної трубки 300 мм, найменша поділка шкали 1мм. Для встановлення кронштейна з вимірювальною трубкою на необхідний кут нахилу до плити 1 прикріплена пластина у формі дуги 11 з п'ятьма отворами, що відповідають певним значенням постійної K приладу (0,2; 0,3; 0,4; 0,6 і 0,8), величина якої позначена на дузі напроти кожного отвору. Кронштейн 9 фіксується на дузі 11 у необхідному положенні за допомогою фіксатора 8, який закріплений у втулці кронштейна. Для встановлення мікроманометра в горизонтальне положення на плитці встановлені два рівні 7 із циліндричними ампулами. Прилад встановлюється в горизонтальне положення двома регулювальними гвинтами 3. Мікроманометр заповнюється спиртом через отвір у кришці із пробкою 12, а виливають спирт через зливальний кран 6, розташований у нижній частині резервуару. Для вимірювань прилад приєднують гумовими шлангами до штуцерів триходового крана.

Триходовий кран має три штуцери (рис. 11.34. б) а, б, в і отвір 0 для сполучення з атмосферою. Штуцер а використовується для постійного сполучення крана зі скляною вимірювальною трубкою. Канали в триходовому крані розташовані таким чином, що при повертанні його проти годинникової стрілки до упору резервуар і вимірювальна трубка сполучаються з атмосферою, а отвори до штуцерів б і в перекриті. В цьому положенні крана здійснюється перевірка нуля приладу. При повертанні крану за годинниковою стрілкою до упору штуцер в сполучається з резервуаром, а штуцери а й б сполучаються між собою та з вимірювальною трубкою. При цьому отвір 0 для сполучення з атмосферою перекривається.

Для вимірювання тиску гумова трубка, яка йде від місця вимірювання, натягується на штуцер *в*, а для вимірювання розрідження – на штуцер *б*.

Для вимірювання динамічного тиску плюсова (вхідна) трубка натягується на штуцер *в*, а мінусова (вихідна) – на штуцер *б*. Дія приладу заснована на гідростатичному принципі. За рівності тиску над спиртом у резервуарі й у скляній трубці рівень його однаковий. Для вимірювання прилад включають таким чином, щоб тиск над спиртом у резервуарі завжди був більший, ніж у вимірювальній трубці. В цьому випадку рівень спирту в резервуарі знижується, а у вимірювальній трубці зростає.

Користуватися мікроманометром рекомендується в такій послідовності.

- Встановити прилад на стійкому столі, масивній плиті тощо. Регулювальними гвинтами встановити плиту так, щоб у кожному рівні пухирець знаходився в центрі.
- Встановити кронштейн із вимірювальною трубкою в крайнє верхнє положення, що відповідає $K=0,8$.
- Повернути трубку триходового крана проти годинникової стрілки до упору.
- Викрутити із кришки пробку 12 і залити в резервуар етиловий спирт, підфарбований метиловим червоним барвником, до рівня нульової поділки шкали, встановити пробку 12 на місце, закрутити до упору.
- Надягти на штуцер *б* триходового крана гумову трубку і встановити пробку триходового крана в робоче положення, повернувши її до упору.
- Підняти підсмоктуванням рівень спирту в скляній вимірювальній трубці приблизно до

кінця шкали й перевірити наявність повітряних пробок у стовпчику спирту. Виявлені повітряні пробки видути разом зі спиртом у резервуар.

- Повернути пробку триходового крана проти годинникової стрілки до упору, кронштейн із вимірювальною трубкою нахилити на необхідний рівень і регулятором рівня остаточно відкоригувати нуль.
- З'єднати прилад з об'єктом вимірювання й перевірити положення приладу за рівнями. Якщо прилад збився, відрегулювати його горизонтальність регулювальними гвинтами.
- Повернути пробку триходового крана за годинниковою стрілкою до упору й почати відлік.

Під час роботи необхідно періодично контролювати нуль приладу, ставлячи триходовий кран у положення контролю, а також стежити за положенням приладу за рівнями.

Похибка показів приладу не виходить за допустимі межі, якщо спирт має густину $\rho=0,8095 \pm 0,005$ г/см³.

Вимірюваний мікроманометром тиск визначається за формулою:

$$p = H \cdot C \cdot \sin \alpha \cdot \rho_c,$$

де H – висота стовпа рідини за шкалою приладу, мм;
 C – тарировальний коефіцієнт;
 $\sin \alpha$ – синус кута нахилу трубки мікроманометра;
 ρ_c – густина спирту, г/см³, за температури 20 °С.

Якщо під час вимірювання застосована рідина з густиною, відмінною від густини спирту, або температура рідини t_p відмінна від $t = 20$ °С, то необхідно перерахувати отриманий результат за формулою:

$$H' = \frac{\rho_p}{0,8095} \cdot \frac{1}{1 + \beta(t_p)} \cdot H,$$

де β – коефіцієнт об'ємного розширення (для спирту $\beta = 0,00011$, для води $\beta = 0,00015$).

Під час роботи з мікроманометром неприпустима наявність у трубці мікроманометра пухирців повітря, які усувають легким піддуванням повітря в резервуар або нахилом мікроманометра в бік вимірювальної трубки. За відсутності пухирців повітря рівень спирту повинен повертатися до початкового положення.

Якщо при продуванні спирт заллється в шланги, необхідно їх зняти й просушити.

Пневмометричні трубки

Для відбору тисків у трубопроводах застосовуються пневмометричні трубки типу Піто, Прандтля, МИОТ, ЦАГИ та ін.

У трубці розташовуються два канали: один у відігнутій частині сполучається з лобовим отвором у носику, а інший – з перпендикулярним йому бічним отвором або щілиною (рис. 11.35.).

Через бічний отвір сприймається статичний тиск, а через лобовий – повний, тобто сума статичного й динамічного тисків.

Якщо манометр встановлюють у приміщенні, яке перебуває під надлишковим тиском або розрідженням, то відкриту трубку манометра необхідно сполучити з атмосферою гумовим шлангом.

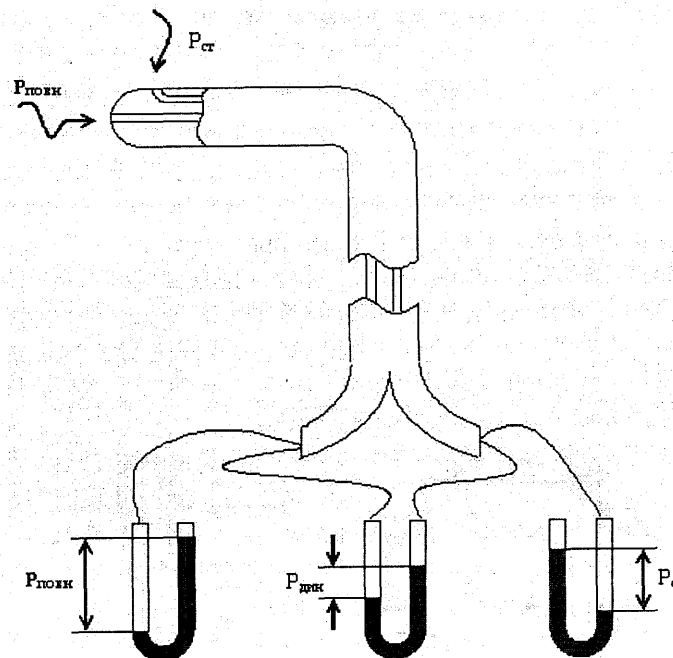


Рис. 11.35. Пневмометрична трубка

11.5. ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Як правило, атмосферний тиск повітря вимірюється за допомогою барометрів, температура – термометрами, а вологість – психрометрами.

11.5.1. Вимірювання атмосферного тиску повітря

Барометр-анероїд (рис. 11.36) застосовується для вимірювання атмосферного тиску. Принцип його дії заснований на властивості пружних тіл змінювати свою форму залежно від значення тиску, який діє на них. Приймачем тиску в анероїді служить металева коробка 1. У коробці створено розрідження, а для того, щоб атмосферний тиск не сплюснув її, плоска пружина 4 відтягує кришку коробки вгору.

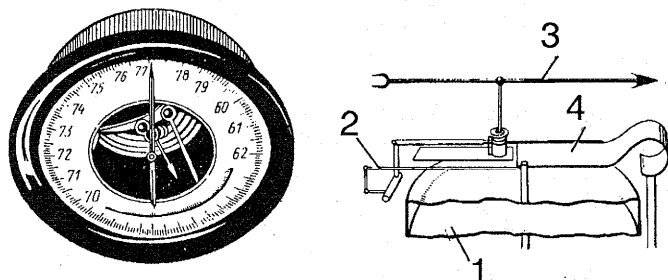


Рис. 11.36. Барометр-анероїд.

При зростанні атмосферного тиску коробка стискається, і кінець пружини опускається, а при зменшенні тиску – навпаки. До пружини за допомогою передавального механізму 2 прикріплена стрілка-показчик 3, яка пересувається вправо або вліво в залежності від зміни тиску. Під стрілкою на циферблаті нанесені поділki, які відповідають показам барометра в міліметрах ртутного стовпа.

Для зменшення впливу температури на деформацію коробки і пружини барометр-анероїд забезпечений спе-

ціальним температурним компенсатором. Регулювання положення стрілки приладу здійснюють під час перевірочних робіт регулювальним гвинтом, розташованим в дні корпусу. Обертаючи гвинт, встановлюють стрілку в потрібне положення.

11.5.2. Вимірювання вологості повітря

Проведення точного, надійного вимірювання вологості завжди було складним та довгогривалим процесом. Останнім часом ці вимірювання стали надзвичайно важливими для різних проектів в системах вентиляції та кондиціювання, для розроблення діагностичних систем контролю та комфорту. Кількість вологи у повітрі можна визначити за допомогою кількох взаємозамінних параметрів, серед яких: відносна вологість, коефіцієнт вологості, температура танення та температура вологого термометра.

Під час проведення енергетичного аудиту інколи виникає необхідність у вимірюванні відносної вологості, міри концентрації вологості, вираженої у відсотках від вологості за умов насиченості.

Як правило, більшість з цих вимірювань вологості на практиці за допомогою непрямих вимірювань визначають результат

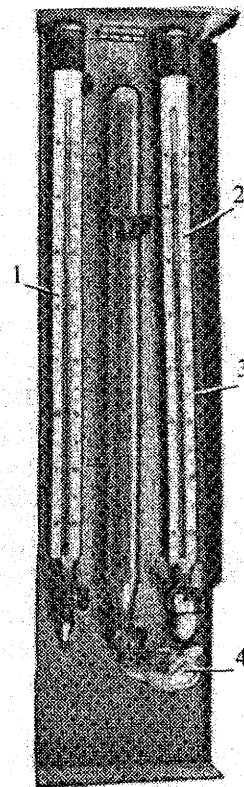


Рис. 11.37. Простий психрометр вимірювання вологості

зволоження. Для вимірювання відносної вологості (непрямого) використовують:

- вологий термометр;
- електроопір або електропровідність;
- елонгацію;
- ємнісний опір;
- інфрачервоне випромінювання;
- акустичні вимірювання.

Обладнання для вимірювання відносної вологості наявне у багатьох постачальників; його встановлення є досить простим. Однак цей процес необхідно ретельно відтворювати та задокументовувати у будь-якому контракті, оскільки калібрування давачів вологості є дуже важливим.

Вологість повітря найчастіше визначають шляхом порівняння показів двох термометрів, розташованих поряд (рис. 11.37) Один з них сухий 1, а у іншого 2 кулька змочена (наприклад, марлевым гнотом 4, опущеним в посудину з водою. Чим сухіше повітря, тим інтенсивніше випаровується вода, тим більше знижується температура мокрого термометра і зростає різниця показів обох приладів.

За цим перепадом в табличках або за діаграмою (вони додаються до приладу) визначають відносну вологість повітря, тобто відношення фактичної вологовмісткості повітря до гранично можливої за даної температури.

Для усунення можливого впливу руху повітря і дії сонячних променів термометри захищають екранами, а їх кульки вкладаються в гільзи, через які за допомогою пружинного механізму просмоктується з певною швидкістю повітря. Такий аспіраційний прилад називається психрометром Ассмана, а вищеописаний простий (рис. 11.37) – психрометром Августа.

Складніше вимірювати температуру і вологість у середині повітропроводів – доводиться екранувати термометри, які вводяться всередину і враховувати швидкість руху потоку.

11.6. ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ГАЗУ

11.6.1. Визначення складу газів

Газоаналізатори

Прилади цього класу застосовуються для аналізу процесів горіння, моніторингу викидів, оцінювання ефективності роботи котлів або топків.

Існує багато модифікацій приладів. Як правило, вони визначають:

- температурні режими;
- вміст газів у продуктах спалювання (оксиди азоту, діоксид сірки, кисень, окисли вуглецю, горючі сполуки тощо);
- тиск;
- задимленість;
- ККД горіння;
- надлишок повітря.

Аналізатор процесу горіння ENERAC (модель 2000)

Цей прилад дає можливість вимірювати два температурні режими, вміст п'яти різних газів, тиск і задимленість. Прилад розраховує ККД горіння, надлишки повітря і вуглекислого газу, а також всі параметри викидів.

Аналізатор процесу горіння ENERAC 2000 має можливість зберігати, роздруковувати отриману інформацію і на її основі будувати графіки. Через порт RS-232 або лініями телефонного зв'язку (якщо комп'ютер знахо-

диться на відстані) прилад можна зв'язати з різними комп'ютерами. У пам'яті приладу зберігається інформація про 15 видів палива і понад 100 діагностувальних і допоміжних повідомлень. Прилад може працювати від своїх акумуляторів, що підзаряджаються, і від мережі змінного струму.

Прилад призначений для:

- контролю, що допомагає вести статистику або здійснювати контроль витрат;
- моніторингу стану викидів на предмет їх відповідності вимогам щодо охорони довкілля;
- допомоги операторові для досягнення найвищої ефективності роботи експлуатованого котла або топки.

Основний принцип роботи приладу полягає в наступному:

В процесі роботи зонд вставляється через технологічний отвір в газохід працюючого котла для взяття проби. Невеликий компресор, розташований всередині приладу засмоктує невеликі порції топкового газу в прилад для їх аналізу. Зразок газу послідовно проходить через наступні секції приладу: зонд, водовіддільник і відділення, де розташовані чутливі елементи (далі сенсори).

Розташовані в приладі чутливі елементи здійснюють аналізування складових топкового газу, його температуру, після чого в приладі відбуваються необхідні обчислення і дані аналізу виводяться на дисплей. Результати такого аналізу можуть бути також роздруковані, збережені або ж передані на інший комп'ютер за допомогою прямого зв'язку через кабель або лініями телефонного зв'язку. Після отримання результатів аналізу оператор має можливість провести необхідне регулювання устаткування котла, ґрунтуючись на отриманих даних, для оптимізації його роботи.

Розглянемо схему газового тракту приладу детальніше.

Зонд складається з жаростійкої трубки, алюмінієвого утримувача і дротів термопари.

Жаростійка трубка – єдина частина, яку вводять в отвір для взяття проби. Ця трубка може витримати температуру до 2000F (1093 °C). Стандартна довжина трубки 33,02см. Усередині трубки розташований дріт термопари в жаростійкому оплетенні. Через цей дріт до приладу надходить інформація про температуру в точці забору проби.

Трубка зонда повинна бути вставлена в отвір для взяття проби, кінець трубки повинен бути розташований якомога ближче до центру тракту, причому місце забору проби повинно бути розміщене не менш ніж на 30см нижче будь-яких заслінок для того, щоб уникнути помилок під час вимірювання.

Утримувач зонда виготовлений з алюмінієвої пруткової заготовки і має дві функції. Він призначений для утримання зонда в руці і для затискання паперового фільтру під час вимірювання задимленості (рис. 11.38.)

Триметровим оплетеним латексним шлангом топкові гази подаються від зонда до водовіддільника. На кожних додаткових 3м довжини шланга тривалість вимірювання зростає приблизно на 10 сек.

Відображена на дисплеї приладу температура в точці забору проби є різницею між температурою на кінці зонда і температурою роз'єму дроту плюс температура навколишнього середовища, яка вимірюється окремо.

Водовіддільник складається з прозорого пластмасового циліндра з фільтром одноразового використання. Пластмасовий циліндр поділений на дві частини.

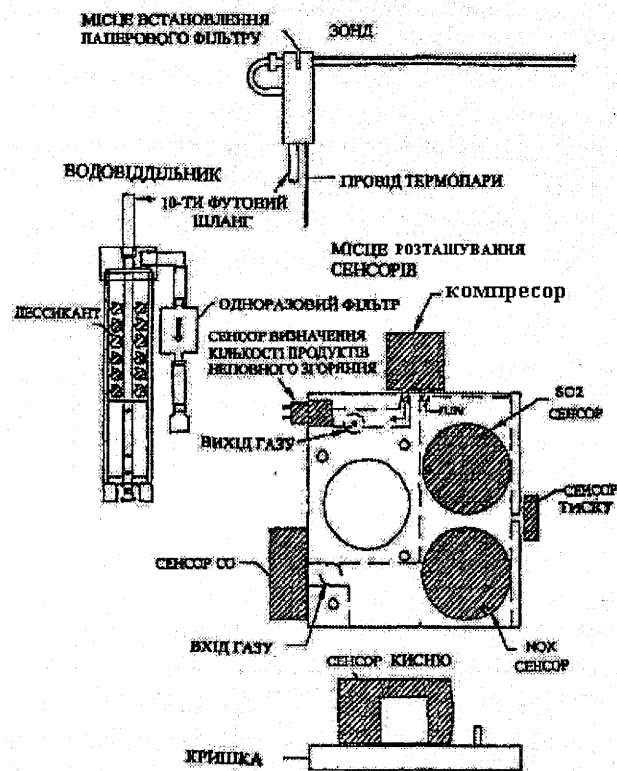


Рис. 11.38. Схема газового тракту ENERAC 2000

Нижня частина призначена для збирання конденсату, який скупчується в шлангу. За нормальних умов роботи потрібно не менш двох годин для заповнення нижнього відділення. У нижній частині водовіддільника розташована невелика пробка для зливання води. Воду слід зливати після кожного користування приладом.

Верхнє відділення водовіддільника може бути або порожнім, або заповненим десикантом. Десикант служить для видалення вологи, яка міститься в топкових

газах, щоб запобігти скупченню конденсату на поверхні сенсорів. Під час користування приладом колір десиканта поступово змінюється. Коли колір стане світло-рожевим, десикант слід замінити.

Топкові гази, які поступають до водовіддільника, проходять через скловолоконний фільтр одноразового використання. Функцією фільтру є вловлювання частинок сажі та легкої золи, які можуть надходити разом з газами. Заміну цього фільтру слід проводити тоді, коли він помітно змінить колір. (У приладі, яким вимірюють зміст SO_2 фільтр має зеленуватий відтінок).

Водовіддільник і фільтр розраховані на кілька годин безперервної роботи без обслуговування. Якщо волога і летючі частинки видаляються з топкових газів за допомогою якихось додаткових засобів, то зі встановленими на приладі фільтрами можна працювати протягом досить тривалого часу.

Після проходження через фільтр топкові гази поступають у прилад, де розташовані хімічні елементи. Всі вони знаходяться в спеціальному пластмасовому відділенні, щоб доступ до них був зручним. Спочатку гази проходять через сенсор, який визначає вміст оксиду вуглецю, потім через сенсор для встановлення вмісту кисню. Після цього гази надходять до невеликої порожнини всередині відділення, призначеної для зниження коливань тиску, викликаних роботою компресора. У відділенні є невеликі отвори, через які газ надходить до датчика тиску, і далі на сенсори NO_x і CO_2 . Потім компресор перекачує гази в те відділення, де розташований сенсор для вимірювання вмісту продуктів згорання, після чого гази викидаються в атмосферу через отвір, розташований на лицьовій панелі приладу.

Розглянемо відділення хімічних елементів (сенсорів).

Для вимірювання температури в приладі використовуються два температурні давачі.

Першим температурним давачем є термопарний спай. Він розташований на кінці зонда і вимірює температуру в точці забору проби. З його допомогою можна також вимірювати температуру навколишнього середовища. У датчику використовується термопарний спай, діапазон вимірювання температури якого від 0 до 2000F (-17,8°C ...+1093°C).

Давач температури навколишнього середовища є інтегрованим датчиком контурного типу. Він розташований усередині 1/4" штекера зонда. Призначення цього давача – вимірювати температуру всередині приміщення.

Давач тиску розташований всередині приладу і знаходиться з правого боку відділення сенсорів. Він є високочутливим датчиком на основі п'єзоопору з діапазоном вимірювання від +10 до -40 дюймів водяного стовпа (+254...-1016мм. вод. ст.). Трубка зонда використовується для проходження газу, тиск якого висвітлюється на дисплеї. З цієї причини під час вимірювання тиску робота компресора припиняється, щоб створюваний ним тиск не впливав на точність вимірювання тиску в димовому тракті. Вихідний отвір на приладі також повинен бути заглушеним, щоб запобігти можливим присмокуванням повітря.

Сенсор оксиду вуглецю. Цей давач є герметичним електрохімічним елементом. Він складається з трьох платинових електродів і електроліту. Окис вуглецю дифундує через крихітний отвір на передній частині давача і вступає в реакцію з киснем, який міститься всередині елементу для утворення вуглекислого газу. В результаті цієї реакції в елементі виникає електричний струм, значення якого пропорційне вмісту газу. Термін експлуатації цього елементу – два роки. Існує можливість повного насичення сенсора,

якщо концентрація газу сягає 10000 PPM. Це не зашкодить, але потрібен деякий час для того, щоб сенсор став знову працездатний.

Сенсор кисню. Цей давач – двоелектродний електрохімічний елемент. У ньому розміщені срібний катод і свинцевий анод. Кисень дифундує через крихітний отвір і вступає в реакцію зі свинцем. В результаті цієї реакції в елементі виникає електричний струм. Програма приладу лінеаризує цей струм, який залежить від кількості кисню. Елемент залишатиметься працездатним, поки в ньому наявний свинець, повне споживання якого відбудеться приблизно через рік після початку роботи. Шляхом відімкнення елементу на час, коли прилад не використовується, можна збільшити термін його служби на шість місяців.

Сенсор NOX. Давач – це електрохімічний елемент, подібний до того, який використовується для визначення вмісту оксиду вуглецю. Істотною відмінністю є те, що для нормальної роботи давача необхідна постійна напруга зміщення. Ця напруга поступає в давач навіть тоді, коли прилад вимкнено. Це зумовлює постійне споживання енергії і приблизно через 10 місяців може призвести до повного розрядження акумуляторів. У першу чергу давач реагує на оксид азоту (NO). Окрім цього він має невелику чутливість до NO₂.

Сенсор діоксиду сірки. Сенсор – це електрохімічний елемент подібний до того, який використовується для визначення вмісту оксиду вуглецю. Термін його дії складає приблизно два роки.

Сенсор продуктів згоряння. Сенсор напівпровідникового типу. Його робота заснована на принципі молекулярної абсорбції поверхні датчика. Молекули продуктів згоряння пристають до поверхні сенсора і змінюють його електричний опір. Зміна опору залежить від концентрації газу. Програма приладу лінеаризує інформацію

про вміст продуктів згоряння. Для такого типу сенсорів характерна більша чутливість у порівнянні з сенсорами каталітичного типу за вимірювання низьких концентрацій газу. Такі сенсори можуть працювати протягом багатьох років доти, поки вони не будуть пошкоджені внаслідок неправильної експлуатації або отруєння каталізатора. Для якісної роботи сенсора продуктів згоряння потрібна найменша кількість кисню. Оскільки топкові гази містять дуже малу кількість кисню або взагалі його не мають, необхідно забезпечити наявність невеликої кількості повітря на поверхні датчика.

За результатами вимірювань прилад здійснює наступні розрахунки.

Розрахунок ККД. У пам'яті приладу ENERAC знаходиться бібліотека математичних функцій, які він використовує для виконання всіх необхідних розрахунків. Ці функції використовуються для ліанеризування значень вихідних параметрів термопари, сенсора кисню та сенсора продуктів неповного згоряння й підрахування ККД горіння, вмісту CO_2 і надлишку повітря.

Для підрахунку ККД горіння в приладі використовується методика розрахунку, яка базується на вимірюванні всіх механізмів втрати тепла. Більшість втрат відбуваються в шахті котла. У випадку, коли як паливо використовують вугілля, частина втрат тепла може бути визначена через кількість продуктів неповного згоряння в зольних відходах.

Втрати тепла в шахті котла поділяються на три категорії.

- Тепло, яке виноситься з сухими топковими газами (водень, двоокис вуглецю, кисень).
- Втрати тепла з водяними випаровуваннями, які утворюються в процесі горіння. У свою чергу, ці втрати поділяються ще на дві групи: тепло, яке

втрачається в процесі перетворення водяної пари при температурі кипіння води; додаткові втрати тепла при підігріванні пари до температури топкових газів.

- Втрати тепла, викликані неповним згорянням палива.

Аналізатор процесу горіння ENERAC вимірює всі три категорії втрат. Якщо як паливо використовується вугілля, в прилад можна ввести значення частки продуктів неповного згоряння, які містяться в золі (у відсотках), що дозволяє точніше визначати значення ККД горіння.

Для високоефективних котлів (з температурою в тракті нижчою за температуру конденсації водяних випаровувань) прилад може розраховувати невеликі втрати тепла і точно розраховувати ККД горіння.

Технічні дані газоаналізатора ENERAC 2000 наведені в табл. 11.10.

Таблиця 11.10. Технічні дані газоаналізатора ENERAC 2000

Види палива	15 видів палива. Можливість програмування нового виду палива
Повідомлення	100 діагностувальних і допоміжних повідомлень
Параметри що вимірюються	
Температура зовнішнього середовища	-30...120 °C
• роздільна спроможність	1 °C
• точність	1,5 °C
Температура в точці вимірювання	-17,8...1100 °C
• роздільна спроможність	1 °C
• точність	3 °C
Кисень	0...25%
• роздільна спроможність	0,1 %
• точність	0,2 %

Продовження табл. 11.10.	
Окисли азоту (NO _x)	0...2000 PPM
• роздільна спроможність	2 PPM
• точність	5 %
Окис вуглецю (CO)	0...2000 PPM
• роздільна спроможність	2 PPM
• точність	5 %
Двоокис сірки (CO)	0...2000 PPM
• роздільна спроможність	2 PPM
• точність	5 %
Газоподібні продукти неповного згоряння	0...2,5 %
• роздільна спроможність	0,01 %
• точність	10 %
Тиск	-40,0...10,0 дюйм. вод. ст. (-1016...254 мм. вод.ст)
• роздільна спроможність	0,1 дюйм вод. ст.
• точність	5 %
Параметри що розраховуються	
ККД горіння	0...100 %
• роздільна спроможність	0,1 %
• точність	2 %
Двоокис вуглецю (CO ₂)	0...40 %
• роздільна спроможність	0,1 %
• точність	5 %
Надлишкове повітря	0...1000 %
• роздільна спроможність	1 %
• точність	10 %
Дисплей	24 розрядний рідкокристалічний дисплей з підсвічуванням і регулюванням кута зору

Продовження табл. 11.10.	
Зберігання інформації	99 комірок пам'яті з автономним живленням
Вихід/Лінії зв'язку	RS232 (стандартна), вбудований модем (1200 бод)
Корпус	460x330x150 мм, алюмінієвий
Зонд	Жаростійким, з алюмінієвою ручкою
Довжина	330 мм
Зовнішній діаметр	3/8
Живлення	- акумулятори, які автоматично підзаряджаються, як тільки прилад вмикається в мережу змінного струму. - мережа змінного струму 120...220 В (50/60 Гц) 1А

Розрахунок надлишку повітря і вмісту CO₂. Вміст двоокису вуглецю і надлишок повітря розраховуються приладом на основі значень концентрації кисню і типу використовуваного палива. Оскільки в приладі ENERAC відсутній сенсор CO₂, значення вмісту CO₂, яке висвічується дисплеєм, дійсне лише за вимірювання в системах горіння.

Вимірювання задимленості. Ступінь задимленості вимірюється шляхом порівняння кольору спеціального фільтруючого паперу з різними відтінками сірого кольору на стандартній таблиці зразків. Таблиця входить до комплекту приладу. Для вимірювання задимленості використовуйте тільки ті паперові фільтри, які постачаються разом з приладом, оскільки вони створюють необхідний опір потоку газів і мають потрібний колір.

11.6.2. Визначення тривалості роботи

В розрахунках заходів з енергозбереження часто мають на увазі дещо більше, ніж точний підрахунок часу, протягом якого працював певний механізм в обладнанні

або “на” який потім помножують одноразове вимірювання потужності. Двигуни зі сталим навантаженням – приклад обладнання, для якого не виникає потреби у постійному вимірюванні потужності за допомогою повністю оснащеного RMS обладнання для встановлення енергоспоживання. Для запису тривалості роботи обладнання та у деяких випадках – інформації про час використання існують автономні незалежні вимірювальні прилади, які живляться від батарей. Це обладнання доступне за ціною, його найкраще використовувати для підрахунків заощаджень.

11.7. ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ РІДИНИ, ПАРИ, ГАЗУ ТА СПОЖИВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ

11.7.1. Типи витратомірів

Під час вибору витратоміра для окремих проектів необхідно враховувати тип рідини для вимірювання, ступінь її чистоти, найменші швидкості цієї рідини та наявні грошові ресурси для придбання і встановлення витратоміра. Розглянемо найпоширеніші типи пристроїв для вимірювання витрати рідини, які використовують як окремо, так і в поєднанні з вимірюванням температур для кількісного визначення теплової енергії за витратою рідини.

Зазвичай, давачі витрат поділяють за чотирма типами вимірювачів:

- вимірювачі перепаду тиску (діафрагма, сопло Вентурі, трубки Піто);
- прилади внесення місцевого опору (витратоміри: роторний, дозатор, турбінний, шестеренчастий, щитковий, вихровий);

- витратоміри, що не вносять опору до середовища, в якому здійснюють вимірювання (наприклад, ультразвуковий та магнітний вимірювачі).

На рис. 11.39 наведено класифікацію існуючих витратомірів.

Застосування нових вдосконалених мікропроцесорів збільшує продуктивність та функціональність сучасних витратомірів, які характеризуються підвищеною точністю цифрового зв'язку та цілого ряду діагностичних перспектив, можливості самостійних перевірок та регулювання.

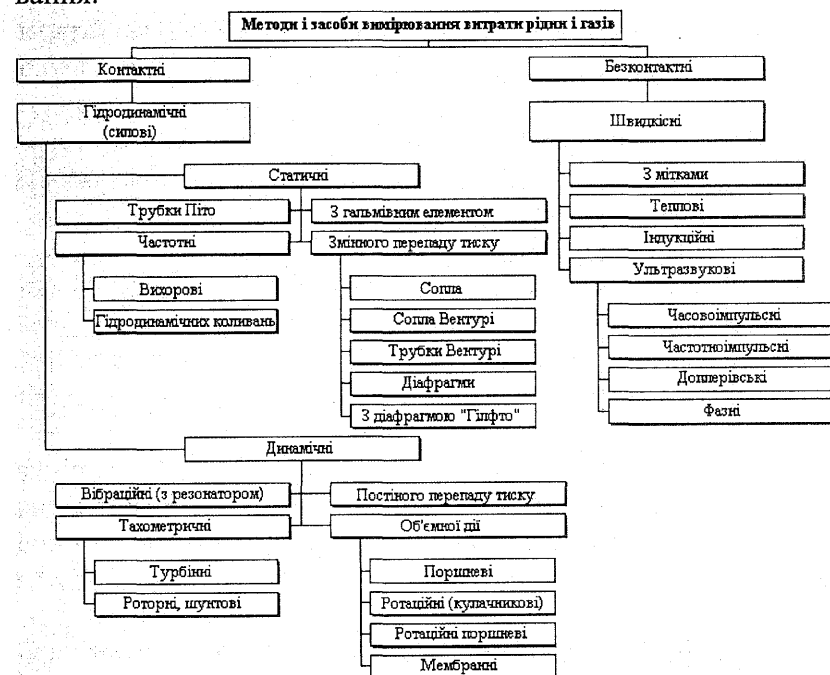


Рис. 11.39. Класифікація витратомірів

Діафрагмові витратоміри

Головною перевагою діафрагми є її зносостійка конструкція і простота встановлення. Її діапазон вимірювань обмежений в порівнянні з іншими типами вимірювачів і становить 3:1 або 4:1. Діапазон вимірювань може бути розширений застосуванням трьох дифманометрів приблизно до 30:1. Перший, основний дифманометр працює за витрати $100\% \div 30\%$; другий – $30\% \div 10\%$; третій – $10\% \div 3\%$. Діафрагма також піддається ерозії, яка обумовлена двофазною природою потоку пари або наявністю абразивних домішок у рідині. Ерозія викликає зміну коефіцієнта витрати і з часом може призвести до втрати точності. Серйозним проблемам можна запобігти, якщо регулярно проводити огляд діафрагми і, за необхідності, її повторне калібрування.

Вимірювачі з регульованим перерізом отвору діафрагми (витратоміри Гілфло).

У порівнянні з наведеними вище вимірювачі з регульованим перерізом менш чутливі до конфігурації трубопроводу до і після (за потоком) місця встановлення. Виробники обмежують довжину ділянки до місця встановлення шістьма діаметрами трубопроводу і після – трьома.

Головними перевагами цього типу вимірювачів є широкий діапазон вимірювань і можливість встановлення як вертикально, так і горизонтально. Не менш важливі скорочена довжина вимірювальних ділянок вище і нижче за установку.

Недоліком, є висока вартість, яка обмежує застосування таких вимірювачів.

Соплові вимірювачі

Нормативними документами щодо вимірювання витрат газів і рідин стандартними звукувальними прист-

роями розрізняють власне сопло і сопло Вентурі. Власне сопло – це пристрій з отвором, що плавно звужується на вході і має циліндричну частину на виході. Сопло Вентурі має замість висвердленого отвору діафрагми короткий циліндр з вхідним конусним розтрубом.

Встановлення сопла вимагає обмеженого простору, що дозволяє закріпити його між наявними фланцями.

Так само, як і у випадку діафрагми, сопло є лише первинним елементом, що створює перепад тиску. Для визначення витрати необхідний ще прилад вимірювання перепаду тиску разом з передавальними і показуючими пристроями.

Головною перевагою сопел у порівнянні з діафрагмами є те, що вони стабільніші в умовах високих температур і великих швидкостей. Крім того, вони менш схильні до ерозії і пошкоджень, викликаних гідравлічними ударами. За рівних інших умов сопла забезпечують вимірювання великої витрати і мають вищу точність.

Труба Вентурі

Труба Вентурі складається з циліндричного патрубку, вхідного конуса, циліндричної горловини і дифузора. Від сопла Вентурі вона відрізняється наявністю дифузора.

Труба Вентурі характеризується найменшими втратами тиску серед звужуючих пристроїв (втрати тиску зростають в наступній послідовності: труба Вентурі, сопло Вентурі, сопло, діафрагма).

Трубка Піто

На відміну від інших вимірників, які створюють звуження потоку і вимірюють одержаний внаслідок цього перепад тиску, трубка Піто визначає різницю між статичним і повним тисками рухомої рідини. Звичайно вона

складається з трубки з одним чи кількома отворами, скерованими зустрічно до потоку, для визначення повного тиску та з одним чи кількома отворами, скерованими до стінки трубопроводу або вниз за течією, для вимірювання статичного тиску.

Трубка Піто чутлива до кута атаки і, як наслідок, до завихрень тому її рекомендують встановлювати так, щоб довжина ділянки трубопроводу до вимірювача складала приблизно 50 діаметрів труби для досягнення усталеного стану потоку. Якщо цю умову виконати неможливо, слід передбачити використання струмонапрямлювача.

Перевагою трубки Піто є те, що вона створює дуже малий опір потоку, проте діапазон вимірювань може бути обмежений значенням 4:1.

Якщо трубка Піто застосовується для вимірювання потоку пари, слід переконатися, що найнижчі отвори не заблоковані водою. Цього можна досягти, якщо розташувати вимірювач так, щоб трубопровід, у якому він знаходиться, був злегка нахилений за напрямом потоку. При цьому будь-який конденсат, що утворюється, збиратиметься поза елементом Піто.

Щиткові вимірювачі

Щитковий вимірник є варіантом вимірника потоку, що базується на вимірюванні різниці тисків.

Щиток розташований в рухомому потоці, на нього діє сила, що визначається за виразом:

$$F = c S_{щ} \frac{\rho V^2}{2},$$

де c – коефіцієнт гальмування;
 $S_{щ}$ – площа щитка;
 ρ – густина речовини;
 V – швидкість потоку.

Витрата (об'ємна) речовини зв'язана з силою F залежністю

$$Q = S \sqrt{2F / c S_{щ} \rho},$$

де S – площа поперечного перерізу трубопроводу.

Отже, сила тиску, що діє на щиток, пропорційна витраті. Вона може бути за допомогою тензометричного давача легко перетворена в електричний сигнал.

На покази вимірника впливають різноманітні конятурукції, розташовані вище і нижче нього в течії потоку, такі, як коліна, трійники, вентилі тощо. Тому щодо розташування вимірників є певні вимоги і обмеження, про які буде сказано детальніше під час опису діафрагмових витратомірів.

Основною перевагою цього виду вимірювачів є те, що вони не мають відборів тиску і мають прямий електричний вихід. В минулому вони успішно використовувались для двофазних потоків, хоч загалом досвід їх використання недостатній. Рекомендується отримувати калібрувальні дані від виробника разом з докладними даними про будь-які спеціальні обмеження для конкретних вимірювачів.

Вихрові вимірювачі

Вихровий вимірник ґрунтується на явищі утворення завихрень нижче за течією, коли рухомий потік обходить погано обтічне тіло. Найпоширенішими формами погано обтічних тіл, які використовують в таких вимірниках, є трикутна чи прямокутна. Утворені вихори зриваються послідовно з кожної сторони погано обтічного тіла з частотою, пропорційною швидкості потоку, поділений на ширину погано обтічного тіла:

$$f = k \cdot \frac{V}{d},$$

де f – частота утворення вихорів;
 k – коефіцієнт (не залежить від числа Рейнольдса у відносно широкому діапазоні);
 V – швидкість потоку;
 d – ширина погано обтічного тіла.

Частота утворюваних вихорів реєструється найчастіше за допомогою п'єзоелектричного елемента, розташованого на осі погано обтічного тіла. Під час відривання вихору в погано обтічному тілі утворюється підймальна сила, яка викликає малі осьові зміщення. Кожне таке зміщення стискає елемент, і викликає появу електричного імпульсу. Інші способи використовують явище модуляції ультразвуку вихорами або фіксують невеликі хвилі тиску, що супроводжують відривання вихорів.

У вихрових вимірниках може бути досягнутий діапазон вимірювань (з похибкою $\pm 1\%$ від вимірюваної витрати) до 1:10. Вихрові витратоміри фірми “Данфосс” мають діапазон вимірювання 1:20. В принципі діапазон обмежений стабільністю утворення вихорів за низьких чисел Рейнольдса. Крім того, зі збільшенням ширини погано обтічного тіла частота утворення вихорів знижується до такого рівня, що стає надто малою для надійної реєстрації.

Довжина прямолінійної ділянки потоку вище і нижче місця встановлення вимірника повинна бути такою ж, як для діафрагмового вимірника з таким самим значенням номінальної витрати.

Застосування вихрових вимірників не має нагромадженого впродовж багатьох років досвіду застосування для різних речовин і умов, як це має місце для діафрагмових вимірників. Проте як самостійний клас вимірників вони

мають цілий рід істотних переваг: лінійність вихідної характеристики, безпосередній електричний вихід і широке коло можливих застосувань. Вони мають надійну конструкцію, причому в потоці перебуває лише погано обтічне тіло. Однак, ці витратоміри можуть бути чутливими до завихрень потоку вище місця встановлення і до ерозії. До того ж встановлювати їх слід дуже ретельно, дотримуючись інструкцій виробника.

Турбінні витратоміри

Основним елементом турбінних витратомірів є розташована в трубі турбіна. За умови мінімізації опору в підшипниках та добре запроектованих лопатях вимірюваний потік буде, створювати обертовий момент на турбіні, який обертатиме її ротор зі швидкістю, пропорційною витраті речовини.

Цей тип вимірювача має приблизно лінійну характеристику, проте за малих значень витрати стає відчутним ефект гальмування в підшипниках, що може призвести до відхилень характеристики вимірювача від лінійної. Цей недолік можна легко подолати, якщо ввести в систему калібрувальну характеристику, яка перетворить первинний імпульсний сигнал у значення витрати.

На турбінний вимірювач впливають як завихрення, так і інші збурення потоку, місця установки вимірювача, як згадувалось вище. Тому в більшості випадків рекомендується встановлювати стабілізатори потоку.

Як правило, в паспортах на витратоміри цього типу виробники обумовлюють мінімальну довжину прямолінійних ділянок до і після витратоміра: 5Ду 1Ду; 3Ду і 1Ду. Дані паспортів підтверджені органами Держстандарту. Турбінні витратоміри характеризуються мінімальними вимогами до довжини вимірювальних ділянок. Слід також звернути особливу увагу на зношеність підшипників, що

може вимагати частого проведення повторного калібрування. Проте за умови виконання цих рекомендацій можна отримати діапазон вимірювань 10:1 з похибкою $\pm 0,5\%$ від вимірюваного значення.

Динамічний діапазон також часто перевищує 10:1 і сягає 20:1, іноді більше, але з похибкою 2%-3%.

Роторні шунтові вимірювачі

Роторний шунтовий вимірник являє собою різновид турбінного вимірника, а по суті є поєднанням турбінного вимірника з діафрагмовим. Шунтовий вимірник застосовують для вимірювання великих витрат за допомогою витратоміра з меншою номінальною витратою. Тут має місце розширення меж вимірювань аналогічне до розширення меж вимірювань струму амперметром за допомогою електричного шунта. В шунтовому роторному вимірнику поперек основного потоку встановлюється плоска діафрагма і частина потоку проходить через отвір в діафрагмі, інша частина відводиться і скеровується паралельним шляхом на лопаті турбіни з наступним поверненням в основний потік нижче за течією після діафрагми.

Швидкість відведеного потоку пропорційна швидкості основного потоку і, таким чином, швидкість обертання турбіни є мірою витрати речовини у трубопроводі. Можливі дві схеми організації вимірювань. В першій схемі ротор турбіни безпосередньо з'єднаний з пристроєм підрахунку загальної кількості обертів, який дає значення обсягу потоку речовини через трубопровід. За другою схемою для одержання значення витрати вимірюється за допомогою електромагнітних давачів швидкість обертання ротора турбіни.

Якщо роторний шунтовий вимірювач застосовується для вимірювання потоку пари в головному паропроводі діаметром понад 100 мм, необхідна установка

парового шунта (бойпаса). В цьому випадку діафрагма встановлюється в основному трубопроводі для відведення частини потоку на паровий шунт (бойпас), в якому розташований вимірювач.

Завихрення впливає на роботу цього вимірювача у випадку установки безпосередньо в паропроводі, так і в паровому шунті (бойпасі), як вказано вище для турбінних вимірювачів. Роторні шунтові вимірювачі також можуть бути пошкоджені під час запуску, якщо парові вентиля відкривають дуже швидко.

Для діафрагмових і турбінних вимірювачів двофазність потоку може призводити до додаткових похибок. Виробники обмежують точність значенням $\pm 2\%$ від вимірюваного значення в діапазоні вимірювань 7:1. Якщо розглядається діапазон вимірювань 10:1, точність становитиме $\pm 4\%$ від вимірюваної величини. Для отримання правильних показів вимірники калібрують за тиском і температурою, заданими замовником. Будь-які зміни цих умов призводитимуть до похибок, хоча виробники можуть наводити поправкові формули. Якщо роторні шунтові вимірювачі застосовуються в умовах тиску і температури, що змінюються, необхідна відповідна корекція.

Ротаметри

Ротаметри призначені для вимірювання плавно змінюваної об'ємної витрати однорідних потоків чистих чи слабозабруднених рідин і газів з дисперсними включеннями чужорідних частинок.

Ротаметр у найпростішому вигляді складається з вертикальної конусної труби, всередині якої знаходиться чутливий елемент, виготовлений у вигляді поплавка. Для забезпечення стійкості вертикальної позиції поплавок його верхній обід має канали з крутим нахилом. Під дією потоку рідини або газу поплавок переміщується вертикально

і набуває одночасно обертального руху та центрується в середину потоку.

За усталеного значення витрати поплавки залишаються нерухомим відносно вертикальної осі, на нього діє зрівноважена система сил:

- власної ваги;
- виштовхувальна (Архімедова) сила;
- підймальна сила, обумовлена вертикальною швидкістю потоку.

Профіль поздовжнього перерізу потокопроводу підбирають таким, щоб за різних усталених значень витрати величина діючої на поплавки підймальної сили була сталою, а, отже, була сталою і швидкість потоку V . Ця сталість досягається зміною різниці між поперечним перерізом потокопроводу і перерізом поплавка, тобто зміною площі між стінками потокопроводу і поплавком у функції витрати і висоти підйому поплавка. За рахунок спеціально підбраного профілю поздовжнього перерізу потокопроводу висота підйому поплавка залежить від витрати.

Фіксуючи положення поплавка ротаметра за шкалою, яка може бути нанесена на конусний корпус у випадку виконання його зі скла, можна визначити об'ємну витрату ($\text{м}^3/\text{с}$). Є ротаметри з металевим корпусом, вони мають вимірні перетворювачі переміщення поплавка з електричним чи пневматичним вихідним сигналом. Ці ротаметри працюють у комплексі з вторинними приладами.

Ротаметри прості за конструкцією, не спричиняють істотних втрат тиску. Похибка цих приладів не перевищує 1–1,7% і залежить від ретельності градування та змін густини середовища.

Вібраційний масовий витратомір

Принцип дії вібраційних витратомірів маси ґрунтується на залежності частоти і амплітуди коливань меха-

нічного трубчастого резонатора від масової витрати потоку, що проходить через резонатор. Трубчастий резонатор працює в режимі автоколивань.

Частота автоколивань автогенератора f_{pc} , змінюється і несе інформацію про густину середовища, а напруга U , пропорційна інтегралу відхилення амплітуди коливань від заданого значення амплітуди U_A , – інформацію про масову витрату середовища. За допомогою блоку U/f формуються електричні коливання з частотою f_{Qc} , яка, таким чином, залежить від масової витрати.

На вхід мікропроцесорного блоку подають сигнали про густину газу і рідини двофазового середовища та напруги з частотами f_{pc} та f_{Qc} . На виході блоку формуються сигнали про загальну витрату Q , про витрату газу Q_g , та витрату рідини Q_p .

Вібраційний масовий витратомір можна використовувати для вимірювання витрати двофазних двокомпонентних середовищ, наприклад, нафта – газ або повітря – вода.

Похибка вібраційних масових витратомірів становить $\pm 2,5\%$ для вимірювання витрати однорідної рідини і $\pm 4\%$ для газорідної суміші.

Об'ємні витратоміри

Витратоміри об'ємної дії дозволяють точно виміряти певні кількості рідини чи газу під час проходження їх через витратомір. Цей тип витратомірів можна розглядати як помпу, що приводиться в рух рухомою речовиною, а не навпаки. Рухомим елементом може бути поршень, кулачок, лопатка чи диск, які можуть обертатися, коливатися чи гойдатися; їх рух передається на наступні компоненти вимірної системи механічно за допомогою вала чи електрично – з використанням різних перетворювачів.

Об'ємні витратоміри мають високу точність в широкому діапазоні швидкості потоків, але їх використання обмежене чистими рідинами, які не містять макрочасток або твердих речовин. Для них необхідна корекція на значення температур й тиску, якщо вони відрізняються від розрахункових.

Ротаційні кулачкові витратоміри

Витратомір з обертовим кулачком – це об'ємний витратомір, що складається з двох спеціальної форми прилягаючих до себе кулачків, які обертаються в протилежних напрямках, але з однозначно визначеним відносним положенням всередині щільно підігнаної камери.

Рухомі рідина обертає кулачки і певна кількість рідини, що перебуває у об'ємі, обмеженому стінкою камери і поверхнею ротора, пропускається за кожен півоберт кулачка. Таким чином, за один оберт кулачків через витратомір проходять чотири згадані вище об'єми.

У випадку обладнання кулачків ущільнювачами цей тип витратомірів може використовуватися для вимірювання витрати газу.

Ротаційні кулачкові витратоміри мають високу точність і широкий діапазон вимірювань. Однак, вони придатні для вимірювання витрат лише чистих рідин. Крім того, необхідна корекція показів за температурою і тиском, якщо вони відрізняються від розрахункових.

Ротаційні поршневі витратоміри

Витратомір з обертовим поршнем – це ще один тип об'ємного вимірника, який складається з камери, що містить циліндричний поршень, який приводиться в обертовий рух рухомого рідиною. Перегородка в камері відділяє вхідний отвір від вихідного і вступає в зачеплення з прорізом у поршні В той час, коли палець, розташований

на осі поршня, обертається всередині кільці. Рідина, що надходить з вхідного отвору, приводить поршень у рух відносно камери доти, доки вхідний отвір не закриється, а вихідний відкриється, а потім виходить через вихідний отвір. Об'єми V_1 і V_2 витісняються під час кожного оберту поршня. Обертання поршня передається до лічильного пристрою механічно за допомогою вала, або електрично з використанням зовнішнього вимикача, що спрацьовує від магніту, встановленого на поршні.

Мембранні витратоміри

Мембранні витратоміри – це ще один тип витратомірів об'ємної дії, який використовується для вимірювання споживання газу як в побуті, так і в промисловості.

Наприклад, мембранний газовий лічильник поділений на дві частини, газ проходить у верхню камеру А, з якої він шляхом, що утворюється за допомогою золотникових клапанів, подається відповідно всередину одного сильфона і назовні іншого сильфона, які розташовані окремо один від одного в нижній частині вимірника. У міру того, як газ витісняється з будь-якої частини сильфонів, він проходить через клапани на вихідні отвори В, що сполучені з вихідною трубою вимірника. Під час роботи вимірника тиск вхідного газу спричиняє зворотно-поступальний рух сильфонів. Цей рух через систему з'єднаних стрижнів, вентилів і шестерень забезпечує чергове управління клапанами, кількість перемикачів, яких відповідає кількості газу, що пройшов через вимірник.

Мають широкий діапазон вимірювань за високої точності (діапазон вимірювань 150:1 з похибкою 1,5%), але для них необхідна корекція за значеннями температури й тиску, якщо вони відрізняються від розрахункових. Ці витратоміри придатні для застосування лише для чистих рідин або газів.

Електромагнітні витратоміри

Електромагнітні (індукційні) витратоміри використовують для вимірювання об'ємної витрати електропровідних рідин, розчинів і пульп з дрібнозернистими неферромагнітними частками. Деякі різновиди електромагнітних витратомірів використовують для вимірювання витрати рідкого металевого теплоносія, наприклад, натрію.

Принцип дії індукційних витратомірів ґрунтується на законі електромагнітної індукції, згідно з яким наведена у провіднику ЕРС пропорційна, зокрема, швидкості його руху в магнітному колі. Роль рухомого в магнітному колі провідника відіграє електропровідна рідина, що протікає в трубопроводі і перетинає постійне магнітне поле, створене розташованими на поверхні трубопроводу магнітами чи електромагнітами. Типовий діапазон вимірювання індукційних витратомірів 1:30, похибка 1%. Температурна корекція і корекція за тиском для них не потрібна. Відсутній спад тиску, але ці витратоміри не придатні для роботи з газами, зокрема, з парою.

Ультразвукові давачі.

Звичайний на даний час спосіб вимірювання витрат засновано на відомій залежності часу поширення ультразвукових (у/з) коливань в рідині від швидкості руху самої рідини. У/з імпульси вводяться в рідину за допомогою двох перетворювачів. Потім вимірюється різниця в часі їх поширення у напрямках за потоком та проти нього. Але такий метод має суттєвий недолік – тривалість поширення ультразвуку дуже залежить від температури, складу рідини, наявності домішок і т. ін. Цей недолік усувається за допомогою корекції результатів вимірювання в залежності від температури. Проте остаточна похибка є значною, оскільки лишаються невизначеними коливання швидкості ультразвуку через наявність домішок у рідині.

Ще одна проблема – похибки, пов'язані з неоднаковістю у/з перетворювачів та неідеальністю геометрії вимірювальної кювети. Наприклад, на робочій частоті 2,5 МГц різниця у фазовій характеристиці перетворювачів 1° дає похибку 1,2%, а зміна розмірів перетворювачів у 0,1 мм дає похибку 0,5%. Похибки такого типу усуваються підвищенням технологічних вимог. Це призводить до значного подорожчання давачів. На даний час можливо досягти точності вимірювань до 2% максимальному потоці, хоча ці технології все ще мають високу вартість. Розроблений ультразвуковий вимірювач, який використовує принцип Доплера замість визначення тривалості проходження звукової хвилі. Для такого вимірювача необхідна наявність у потоці частинок і повітря для того, щоб сигнал міг відбиватися і був сприйнятий приймачем давача. Давачі з використанням ефекту Доплера виготовляються з точністю від 2% до 5%, вони дешевші, ніж стандартні ультразвукові вимірювачі. Вартість датчика не залежить від розміру труби.

Перевагою ультразвукових витратомірів є те, що вони можуть бути встановлені на зовнішній стороні трубопроводу. В цьому випадку їх похибка збільшується. Такий варіант встановлення підходить для експрес-аналізу, коли потрібно лише оцінити витрату рідини.

11.7.2. Допплерівський ультразвуковий витратомір POLYSONICS DDF3088

Допплерівський ультразвуковий витратомір POLYSONICS Модель DDF3088 є переносним витратоміром, призначеним для вимірювання параметрів потоку рідини ззовні. Прилад працює від змінних лужних батарей або від нікель-кадмієвих акумуляторів. Він має герметичний всепогодний корпус, зручно переноситься і керується,

оснащений надійним двоголовковим давачем і легко встановлюється на зовнішній стороні трубопроводу. Технічні дані приладу наведені в табл. 11.11.

Таблиця 11.11. Технічні характеристики доплерівського ультразвукового витратоміра POLYSONICS DDF3088

Діапазон вимірюваних швидкостей	0,02 – 10 м/с
Похибка	±2% швидкості або нижче
Повторюваність	±0,05% повної шкали
Лінійність	±0,5% повної шкали
Діаметр трубопроводу	0,02 м – мінімальний 7,6 м – максимальний
Давач	із двома головками, оснащений 3 – метровим кабелем і з'єднанням вилючного типу.
Клавіатура	50 клавішна тактильної дії з оповіщенням. Окремі буквенні й цифрові клавіатури
Екран	240х64 мінімальних елементів зображення, повні графічні засоби на рідких кристалах, з вбудованим підсвічуванням. 8 ліній на 40 знаків. Програмування для GPM, MGD, FPS, MPS, LPM й CMD. Дисплей Strip Chart для даних у масштабі реального часу й файлів, які реєструються. Дисплеї тимчасових і частотних доменів
Індикація рівня сигналу	Дисплеї частотного домену й стовпчикова діаграма
Метод аналізу	Цифрове оброблення сигналу
Ємність	100000 інформаційних одиниць. Програмне забезпечення для ПК (стандартне із засобами зв'язку)
Швидкість реєстрації	Програмування з інтервалом 1с. Похибка календаря/годин: в середньому ±2 сек/день.
Вихід/Лінії зв'язку	RS232 (стандартна) 4 – 20 мА, живлення від схеми, 12 біт (додатково)

Продовження табл. 11.11.	
Електростатичний захист	До 15 кВ (неконтактн.) і 8кВ (контактн.).
Експлуатаційна температура	
Прилад	від -30° до +55°С
Давач	від -35° до +150°С
Вплив атмосферних явищ	NEMA 6 (IP67) Водонепроникний у водному середовищі. Розрахований на відповідність стандартам MIL-STD-810E, IEC68 й BS2011 щодо температури, вологи й падіння у воду, роботи в умовах запиленості, стійкості до падінь, вібрації й висоти
Збереження даних у пам'яті	Пам'ять із довільною вибіркою із КМОП-структурою й автоматичним програмуванням, довгострокове автономне живлення. Окрема функція пам'яті дозволяє зберігати до 16 наборів структурної й параметричної інформації.

Принцип дії доплерівських витратомірів заснований, як згадано вище, на концепції, що існує відчутна зміна частоти звуку, світла або радіохвиль в функції швидкості руху. Вони складаються з давача, доплерівського частотного приймача й передавача. Давач являє собою герметичну конструкцію, яка встановлюється із зовнішнього боку трубопроводу і містить приймальний і передавальний кварцові резонатори. Вони встановлюються в одній головці або мають спеціальну двоголовкову конфігурацію. Передавальний кварцовий резонатор випромінює безперервний ультразвуковий сигнал крізь стінку труби всередину потоку рідини.

Передані коливання певної частоти відбиваються від зваженої частки, бульбашки повітря, розриву в потоці рідини або збурювання потоку й приймаються приймальним резонатором зі зміненою частотою, зміна якої пропорційна швидкості руху рідини. Твердотільний приймач точно

вимірює різницю між переданою й прийнятою частотою коливань та відображає цю різницю на індикаторі швидкості потоку в одиницях швидкості.

Допплерівські витратоміри призначені головним чином для вимірювання швидкості шламів, гідросумішей, каналізаційних стоків, стічних вод, технологічних потоків хімічних речовин та інших рідин, які містять суспензії. За відсутності достатньої кількості твердих часток еквівалентна кількість повітряних або газових бульбашок забезпечує точні показання. У деяких моделях витратомірів Polysonics необхідна лише наявність збурювання, викликаного перепадом тиску, фланцями або поверхнею стінки труби.

В цілому доплерівські витратоміри використовують для вимірювання на трубопроводах будь-якого діаметра, в яких рухаються рідини з мінімальною швидкістю 0,15 м/с.

Загальним недоліком більшості доплерівських витратомірів є необхідність наявності бульбашок або зважених часток у рідинах для відбиття ультразвукових сигналів. З огляду на цей недолік деякі виробники намагаються розробити доплерівські прилади, здатні вимірювати чистіші рідини. Одним з підходів для вирішення цієї проблеми є застосування вищих частот. Однак це не дозволяє вирішити всі проблеми вимірювання швидкості руху чистих рідин. Більшість доплерівських приладів використовують частоту передавання приблизно 0,6 МГц.

Вищі передавальні частоти завдяки меншій довжині хвилі теоретично повинні дати підвищене відбиття від малих часток і тому повинні бути логічним вибором для чистих рідин. На практиці високі частоти не виправдали сподівань, оскільки вони чутливіші до випадкових збурень у потоці. Допплерівське відбиття є більшим, однак при цьому зростає чутливість до завихрень тощо. Використання значно нижчих частот за більшої потужності має

свої переваги, тому що частка бажаних доплерівських сигналів зростає. Поліпшення оброблення сигналів може зробити частоти понад 2 МГц придатними до ефективного застосування, однак існуючі обмеження змушують застосовувати частоти нижчі 1 МГц.

Поза залежністю від частоти передачі, експерименти зі схемами високої чутливості й задовільним співвідношенням рівнів сигнал-шум показали, що доплерівські сигнали можливо застосовувати для роботи з чистими рідинами. Труднощі полягають у тому, що іноді ці сигнали не дають точних значень витрати. Поступово було досягнене краще розуміння значення даних чинників, а нові методи оброблювання сигналу дають надію на досягнення нових можливостей для рідин, які раніше вважалися занадто чистими для вимірювань.

Прилад забезпечує наявність цілого ряду графічних і літерно-цифрових методів відображення в метричних або британських одиницях для спрощення аналізу витрати. Відображення містить цифрові дані, графіки, реєстрацію даних, частотні й часові домени, а також рівень сигналу. Це спрощує визначення й видалення завад, які можуть призвести до значних помилок. Кероване меню експлуатації приладу полегшує програмування, введення даних і вибір функцій.

Допплерівські витратоміри прості в установці й експлуатації. Давач закріплюють на зовнішній стороні труби за допомогою кріпильної пасти й кріпильних ременів. Постійно встановлені прилади попередньо калібрують на заводі відповідно до діаметра трубопроводу й діапазону витрат. Прилади кріплять на стіні й підмикають до джерела живлення. Зазвичай складне налагодження й калібрування непотрібні. Вимірювання витрати рідини із зовнішнього боку за допомогою доплерівського витратоміра

є однією з найважливіших особливостей, що дозволяє ефективно використовувати устаткування.

Такий метод розташування давачів має наступні переваги:

- немає перепаду тиску;
- вузли не кородують і не забруднюються;
- не потрібні зміни у трубопроводах і перехідниках;
- давачі легко встановлювати й переносити в робочих умовах;
- цілісність трубопроводів не порушується, тому неможливий викид токсичних хімікатів, бактерій або інших рідких забруднювачів.

Ці переваги мають величезне значення в досягненні позитивного результату робіт і високого рівня рентабельності.

Допплерівський витратомір може вимірювати швидкість потоків до менш ніж 0,3 м за секунду із зовнішньої сторони трубопроводу з похибкою $\pm 2\%$ повної шкали. Це робить його зручним для вимірювання потоку хімікатів, підтримання системного балансу й забезпечення інформацією самописців як складової частини контуру регулювання. Допплерівські витратоміри випускають різних конфігурацій (включаючи стаціонарні й переносні моделі) з рядом додаткових функцій, які забезпечують:

- визначення швидкості потоку (в одиницях швидкості або об'єму);
- визначення загальної витрати (у галонах, барелях, кубічних метрах і т.д.);
- розмикання контактів у випадку позаштатної ситуації;
- аналогові вихідні дані, пов'язані з витратою;
- імпульсні вихідні дані пов'язані із загальною витратою;
- дотримання стандартів безпеки з вибухостійкості NEMA-4X, NEMA-7 (на деяких моделях).

Місця встановлення давачів мають перебувати на певній відстані від вентилів, місць звуження труб та інших

ділянок, які впливають на швидкість потоку, для того, щоб уникнути реєстрації завищених частот, зумовлених збуреннями в цих приладах.

Для розрахунків об'єму необхідне визначення внутрішнього діаметра трубопроводу. Як не дивно, це часто супроводжується помилками, тому що в багатьох випадках неможливо одержати точні дані. Відкладення, особливо в старих трубах, значно зменшують їх живий поперечний переріз, що призводить до вищих, ніж фактичні, показів доплерівського витратоміра. Відкладення також знижують рівень сигналу. Наприклад, відкладення солей кальцію, звичайні для водопровідних труб, можуть повністю блокувати проходження ультразвукових сигналів. До того ж труба повинна бути повністю наповнена рідиною.

Деякі матеріали труб проводять ультразвуковий сигнал краще, ніж інші. Наприклад, бетонні труби пористіші і як більшість литих армованих труб мають високий ступінь загасання. Такі матеріали, як чавун, сталь, полівінілхлорид, пластмаса й алюміній добре проводять звук і цілком підходять для використання ультразвукових приладів.

Часто неможливо працювати із трубами з внутрішнім покриттям, оскільки може існувати повітряна подушка між лейнером і внутрішньою поверхнею труби. Деякі внутрішні покриття, наприклад, з кам'яновугільної смоли, викликають надмірне заломлення ультразвукових хвиль. Заломлення веде до похибки, яку можна усунути застосуванням отриманої розрахунковою шляхом математичної константи для зазначеної швидкості.

Наведемо коротку характеристику матеріалів труб/внутрішніх покриттів як провідників ультразвукових хвиль.

Відмінні провідники ультразвукових хвиль:

- полівінілхлорид;
- пластмаса;

- алюміній;
- чавун;
- вуглецева сталь;
- ковкий чавун;
- епоксидне/цементне покриття (одне із двох).

Звичайні добрі провідники:

- нікель;
- пластмаса, армована склопластиком;
- литі матеріали з армуванням;
- нержавіюча сталь.

Погані провідники:

- мідь;
- бетон;
- мідно-нікелеві сплави;
- вставні лейнери, що не прилягають щільно до внутрішньої поверхні труби.

11.7.3. Ультразвуковий витратомір Krohne UFM 600 Portable

Ультразвуковий витратомір Krohne UFM 600 (рис. 11.40) призначений для неруйнівного (без врізання) контролю витрати рідини, що протікає в трубопроводах діаметром від 50 до 3000 мм із урахуванням напрямку потоку, причому похибка вимірювань не перевищує 3% залежно від виконання. Вихідна інформація може видаватися як в аналоговому, так і в цифровому вигляді. У приладі передбачена можливість зберігати, роздруковувати отриману інформацію і на її основі будувати графіки.

Прилад може використовуватися при температурах від -25°C до $+60^{\circ}\text{C}$ за відносної вологості повітря 80%. При цьому температура вимірюваної води може коливатися від -25°C до $+120^{\circ}\text{C}$.

Технічні характеристики ультразвукового витратоміру Krohne UFM 600 наведені в табл. 11.12.

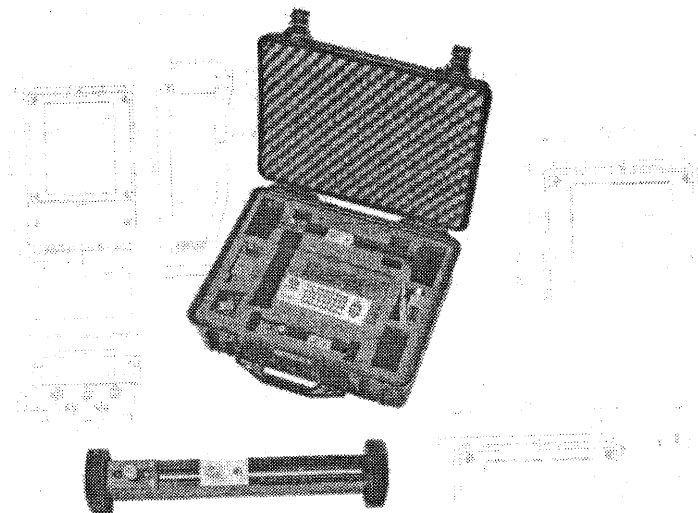


Рис. 11.40. Ультразвуковий витратомір Krohne UFM 600 (загальний вигляд)

Витратомір має алюмінієвий корпус, що полегшує його перенесення і експлуатацію. В корпусі також розміщується допоміжне обладнання:

- монтажні рейки (2 шт.);
- давачі RS 600 (2 шт.);
- екрановані кабелі 5 м (2 шт.);
- монтажні ремені (8 м, для монтажу на трубах з номінальним діаметром 2000 мм) (3 шт.);
- тьобик з мастилом, що проводить ультразвуковий сигнал (1 шт.);
- рулетка (1 шт.);
- кабель енергоживлення (1 шт.);
- кабель RS 232 (1 шт.).

Кабелі й ремені можуть зберігатися в кришці корпусу, для всіх інших предметів передбачені місця в нижній частині корпусу.

Принцип, який використовується в ультразвукових витратомірах, як уже згадувалося, полягає в тому, що звукова хвиля, скерована в напрямку руху потоку, рухається швидше, ніж хвиля, скерована в протилежному напрямку.

Таблиця 11.12. Технічні характеристики ультразвукового витратоміра Krohne UFM 600

Діаметр трубопроводу	50...3000 мм
Похибка	$\pm 1...3\%$ швидкості або нижча
Повторюваність	$\pm 0,2\%$ повної шкали
Давач	із двома головками, оснащений 8-метровим кабелем і з'єднанням типу BNS.
Експлуатаційна температура	
Прилад	від -25° до $+120^{\circ}$ °C
Давач	від -25° до $+60^{\circ}$ °C
Вихід/Лінії зв'язку	RS232 (стандартна) 4 - 20 мА, живлення від схеми, 12 біт (додатково)
Ємність	390 блоків даних
Екран	8x7 мінімальних елементів зображення, повні графічні засоби на рідких кристалах, з вбудованим підсвічуванням. 3 лінії на 14 знаків
Вплив атмосферних явищ	IP67 Водонепроникний. Відповідає стандартам MIL-STD-810E, IEC68 й BS2011 щодо температури, вологості й потрапляння у воду, роботи в умовах запиленості, стійкості до падіння, вібрації й висоти
Живлення	- акумулятори, які автоматично підзаряджаються, як тільки прилад включають в мережу змінного або постійного струму. - мережа змінного струму 90...264В (50/60Гц) - автомобільні акумулятори 12 В постійного струму. Акумуляторами можна підтримувати ОЗП протягом 5 років

Два ультразвукових передавачі-приймачі (кварцові резонатори) розташовуються із двох боків труби. Спочатку, прилад А посилає ультразвуковий сигнал, який сприймається приладом В. Вимірюється час t_{ab} між відправленням й одержанням сигналу. Потім функції приладів змінюються, і вимірюється час t_{ba} .

Під час визначення витрати враховуються такі чинники:

- діаметр трубопроводу;
- товщина стінки трубопроводу;
- товщина ізоляції трубопроводу;
- швидкість звуку в рідині;
- швидкість звуку в матеріалі стінки трубопроводу;
- швидкість звуку в ізоляційному матеріалі.

Вимірювальна система приладу працює так. Мікропроцесор контролює датчики через аналогово-цифровий інтерфейс і розраховує витрату. Введення параметрів здійснюється за допомогою клавіатури. Дисплей на рідких кристалах є індикатором всіх вимірюваних величин. Всі зібрані на об'єкті дані можуть зберігатися в пам'яті приладу і переноситися в комп'ютер спільний з IBM PC через вихід RS 232, це стосується і встановлених параметрів. За необхідності копія збережених даних може бути отримана через вбудований принтер. Поточні й частотний вихідні сигнали доступні для контрольних цілей. Можливе використання зовнішніх і внутрішніх джерел енергії.

На дисплеї можливе відображення наступних опцій: напрям і значення потоку, загальне значення прямого й зворотного потоків від початку вимірювань, абсолютне значення потоку від початку вимірювань, тривалість часу проходження сигналу, повідомлення про похибки, самовимикання дисплею. Дисплей показує лише одну з перерахованих вище величин, тому переглядати їх потрібно по черзі.

Монтаж ультразвукових кварцових резонаторів здійснюється за допомогою двох монтажних рейок, які закріплюють одна навпроти одної за допомогою двох ременів. Датчики можуть ковзати по рейках для одержання необхідної відстані між ними. Потім датчики жорстко закріплюються на стінках труби. Змащення між давачами і трубою використовують для забезпечення якісного передавання ультразвукового сигналу через матеріал труби. Давачі сполучені з контрольним приладом за допомогою двох екранованих кабелів.

Під час монтажу слід враховувати, що секція труби, на яку будуть кріпитися давачі, повинна бути повністю заповнена рідиною, навіть якщо вона не рухається. Давачі можуть кріпитися і на вертикальних, і на горизонтальних трубах. На горизонтальних трубах давачі повинні кріпитися так, щоб ультразвуковий сигнал перетинав трубу майже горизонтально, оскільки газ або пара у верхній частині труби або будь-які забруднення в її нижній частині заважають проходженню ультразвукового сигналу. Вміст твердих тіл або газу в рідині не повинен перевищувати 1% від об'єму. Через кавітацію можуть утворюватися пухирці після клапанів, pomp тощо, тому давачі не слід розташовувати надто близько до таких місць. У потоках із складним профілем руху можуть знадобитися значно більші відстані.

Монтаж здійснюється таким чином:

- іржа або товсте покриття повинні бути усунені з труби, де встановлюють давачі;
- ремені пропускають через блоки на обох кінцях монтажних рейок;
- кріплять рейки із двох сторін труби так, щоб відстань між ними була якнайбільшою;
- використовуючи рулетку, домагаються, щоб рейки перебували діаметрально одна навпроти одної.

Після цього закріплюють ремені.

Необхідно зауважити, що прилад оснащений трьома ременями довжиною 8 м кожен, які можуть використовуватися для кріплення до труб з номінальним діаметром 2000мм. Для труб з діаметром > 2000мм слід використовувати чотири ремені довжиною 12м кожний. Не можна встановлювати давачі поверх зварних швів. Кабелі не повинні лежати близько один до одного. Використовуючи лінійку, розташовану на рейках, потрібно встановити давачі на потрібну відстань один від одного, а потім вручну затягнути гвинти. Потрібно переконатися, використовуючи індикатор низького сигналу, що прилад функціонує правильно.

Водоміри

Встановлення водомірів повинно розглядатися для будь-якого заводу або об'єкту, де витрачаються великі обсяги води й особливо, якщо значна частина цієї води нагрівається. Загалом кращим вважається встановлювати водоміри на обладнанні, де для нагрівання води використовується пара замість встановлення паромірів, які набагато дорожчі. За умови, що регулятор температури встановлений правильно, контроль кількості споживаної води дозволяє мінімізувати споживання пари.

Стандартні водоміри, здатні працювати при температурі 40 °C, можуть бути куплені, залежно від розміру, за 50...800 доларів США. Звичайно ціни збільшуються на 50% для водомірів, здатних працювати при підвищеній температурі води. Ціна значною мірою залежить від розміру труби, тому в деяких випадках може виявитися дешевшим зменшити діаметр труби всього лише на довжину вимірника (плюс прямі ділянки до й після вимірника) для зниження загальних витрат.

Пароміри

На ринку є різні типи паромірів, ціна яких звичайно коливається від 25500...10000 доларів США залежно від розміру й типу. Технологія виготовлення паромірів значно вдосконалилася за останні кілька років, і зараз виготовляють пароміри з діапазоном вимірювання 100:1. Однак такі пароміри на ринку найдорожчі. Для паромірів, доступних за середньою ціною, значення витрати (швидкості потоку) є критичним чинником точності, оскільки за швидкості потоку нижче 10% від повної швидкості потоку, більшість таких паромірів стають ненадійними. Знов-таки, точність також залежить від густини пари, що вимагає врахування температури й тиску.

Взагалі, рекомендується встановлювати точні пароміри в бойлерних, але для додаткових вимірювань можна використовувати дешевші й менш точні вимірювачі.

З вимірювального тракту важливо видаляти конденсат якомога ретельніше, інакше це може призвести до ушкодження вимірювача, після якого він не піддається ремонту. Безпосередньо над датчиком доцільно встановлювати сепаратор.

Витратоміри стисненого повітря

Стиснене повітря можна вимірювати так само як і пару. Тому тут широко застосовуються діафрагмові, турбінні та вихрові витратоміри стисненого повітря. Підхід до вимірювань тут подібний підходу вимірювань витрат пари. Прямі вимірювання стисненого повітря виконують лише на деяких промислових площадках, оскільки витрати на них, як правило, неможливо виправдати.

Вартість витратомірів стисненого повітря висока, для точного обліку необхідна корекція їх показів за температурою і тиском.

Газові лічильники

Газові лічильники поділяються на дві категорії: об'ємні лічильники (коли газ, який підлягає вимірюванню, займає обліковану кількість разів певний об'єм) і вимірювачі швидкості. Об'ємні лічильники мають високу точність, але їхнє використання обмежене малими швидкостями потоку через значні габарити. Вимірювачі швидкості зустрічаються частіше і, як правило, це турбінні вимірювачі.

Споживання реєструється в одиницях об'єму: у кубічних футах або в кубічних метрах. Щоб визначити дійсне споживання енергії, об'єм (за стандартних умов) множать на теплотворну здатність. Оскільки густина газу залежить від його температури й тиску, вимірювані об'єми повинні бути скоректовані, якщо умови відрізняються від стандартних (як правило, 20 °C, 1,013 МПа).

Зазвичай придбані лічильники газу вважаються точними. Проте обов'язково слід з'ясувати, чи наявна в них автоматична корекція показів за температурою і тиском, чи під час формування рахунків за спожитий газ потрібно вводити поправкові коефіцієнти. Значення цих коефіцієнтів повинно бути в супровідних документах на лічильники. За більш детальною інформацією варто звертатися до постачальників газу, якщо в рахунках-фактурах немає достатньої інформації.

Для додаткових вимірювачів можуть існувати різні умови. Це вимагає спеціального індивідуального розгляду. У більшості випадків температура газу залишається незмінною на всій території об'єкту, але зміни тиску, пов'язані з додатковим стисненням, редукуванням або розподільними втратами, можуть бути істотними. Тому поправковий коефіцієнт варто розраховувати для кожної робочої точки. Часто поправкові коефіцієнти можуть прийматися сталими, якщо умови подачі газу незмінні.

Теплотворна здатність газу зазвичай вказується в рахунках-фактурах. Ця величина майже не змінюється, і її можна вважати сталою, принаймні за умови контролю протягом періоду оплати рахунку.

За умови компенсації показів за температурою й тиском газу, досяжна похибка газового лічильника може перебувати в межах 1%.

Олеометри

Олеометри – це вимірники споживання нафтопродуктів. Традиційний метод вимірювання витрати паливної нафти полягає в щотижневій перевірці її рівня в резервуарі і обліку будь-яких поставок. Це рідко дає точні результати. Навіть при використанні контрольно-вимірних систем, коли відслідковуються незначні відхилення робочих характеристик ($\pm 5\%$), похибка вимірів може набагато перевищити ті відхилення, які ви намагаєтесь відслідковувати.

Стандартні олеометри коштують недорого й характеризуються простотою встановлення. Якщо лінію постачання нафтопродуктів підігривають, то потрібно робити поправки на температуру. Важливо також враховувати нафтові форсунки на лініях подачі й повернення паливної нафти. У цьому випадку витратоміри варто встановлювати в обох лініях, а витрату визначати як різницю двох показів. Як правило, основні виробники форсунок постачають з вимірювачами, які дозволяють безпосередньо зчитувати кількість паливної нафти, яка використовується форсункою.

Відкоректований об'єм слід помножити на теплотворну здатність паливної нафти для визначення енергоспоживання. Значення теплотворної здатності в розумних межах можна вважати сталими протягом тривалих періодів часу, але все-таки рекомендується проводити періодичне співставлення цих величин з даними постачальників.

Безпосередньо перед олеометром необхідно встановити фільтри для видалення сторонніх часток, які містяться в нафті. Гарантійний ремонт витратомірів найчастіше не виконується, якщо фільтри не встановлені.

Вимірювання теплової енергії

Для контролю гарячої води, яка має високу температуру, (або гарячої води, яка має низьку температуру, для потреб гарячого водопостачання) рекомендується використовувати теплолічильник. Вимірювання лише однієї змінної – витрати, температури підведеної води або перепаду температур – може розглядатися лише в тих випадках, коли інші змінні залишаються сталими, й повний обсяг вимірювань не може бути виправданим.

Надійні дані особливо важливі при вимірюванні продуктивності котельні або у випадку імпорту або експорту послуг.

Тепломіри забезпечують пряме вимірювання кількості енергії, яка переноситься потоком. Для побутових і офісних застосувань теплоносієм звичайно виступає гаряча вода, що використовується для опалення приміщень, однак промислові застосування допускають використання для перенесення тепла дуже гарячих мастил або рідин на одному кінці температурного діапазону й охолодженої води або розсолу вторинного холодоагенту на іншому кінці цього діапазону.

Для вимірювання теплової енергії пари може бути необхідне вимірювання витрат (напр., витрат пари або конденсату), тиску пари, температури пари та температури живильної води котла, де енергоемність пари підраховується з використанням таблиць з даними для пари. У випадках з постійним обсягом вироблення пари можна обійтися вимірюваннями витрат пари або конденсату

(за сталих тиску і температури пари та тиску і температури живильної води котла).

Теплолічильник (рис. 11.41) містить витратомір, придатний для вимірювання витрати теплоносія, і датчі температури, необхідні для вимірювання різниці температур між лінією, що подає і зворотною лінією. Тепловий потік розраховується шляхом інтегрування вимірюваних величин, з врахуванням через введену в нього константу властивостей конкретного теплоносія.

Оскільки різниця температур може бути малою, точність вимірювання температур повинна бути високою.

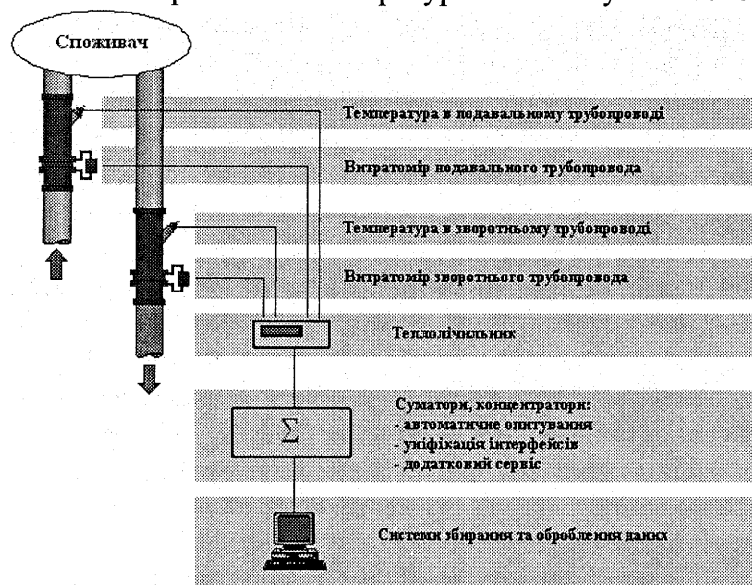


Рис. 11.41. Система збирання інформації і вимірювання теплової енергії

Теплообчислювач призначений для розрахунку кількості спожитої теплової енергії та інших параметрів теплоспоживання в складі теплолічильників, забезпечених одним або двома витратомірами і двома термометрами

опору. Отримання інформації з теплолічильника може здійснюватися за допомогою вбудованого індикатора і двох кнопок, через вбудований ІЧ-порт, інтерфейс RS-232, а також через локальну інформаційну мережу, побудовану на основі шини MBUS чи інтерфейсу RS-485.

У загальному випадку теплообчислювач забезпечує безперервне вимірювання наступних параметрів теплоспоживання:

- кількості теплової енергії в ГДж, спожитої за весь час роботи теплолічильника після останнього обнулення теплообчислювача;
- об'єму теплоносія в м^3 , який пройшов через витратомір теплолічильника за весь час його роботи після останнього обнулення;
- температури теплоносія в подаючому трубопроводі в $^{\circ}\text{C}$;
- температури теплоносія в зворотному трубопроводі в $^{\circ}\text{C}$;
- різниці температур теплоносія в подаючому і зворотному трубопроводах в $^{\circ}\text{C}$;
- середньої теплової потужності в ГДж/год, обчисленої за останні 10 хв.

Параметри теплоспоживання і споживання додаткових входів можуть бути прочитані будь-яким з способів знімання даних (з індикатора, через ІЧ-порт, інтерфейси RS-232 та RS-485, по шині MBUS).

Два імпульсних виходи призначені для видавання виміряних значень теплової енергії і об'єму теплоносія у вигляді імпульсів заданої ваги на вторинні прилади обліку, наприклад, на механічні інтегратори.

11.8. ВИМІРЮВАННЯ ВИТОКІВ

11.8.1. Детектори витоків фірми Leakcheck

Принцип дії детекторів витоків (табл. 11.13) полягає в наступному: повітря або газ, які вириваються через діафрагму або інший отвір, генерують ультразвук. Цей звук розпізнається детектором витоків і фільтрується від сторонніх шумів. Значення відфільтрованого сигналу відображається як візуально, так і через динамік.

Шум і вібрації виявляються п'єзoeлементом. Контактний детектор витоків використовується разом з навушниками.

Ультразвукові хвилі поширюються прямолінійно і слабшають з відстанню. У такий спосіб сила звуку надає відомості як про місце розташування, так і про значення витоків.

Застосування безконтактного детектора витоків.

На детекторі витоків розташовані три регулятори, розглянемо їх призначення. Нижній регулятор призначений для вмикання й вимикання. Середній регулятор регулює чутливість. Верхній регулятор вибирає режим відображення – аудіо, візуальний або комплексний.

Для проведення роботи:

- вмикають навушники в гніздо внизу приладу, гучність у навушниках встановлюють на максимум;
- встановлюють нижню межу чутливості середнім регулятором;
- вмикають прилад;
- вибирають режим відображення аудіо;
- повертають середній регулятор наполовину вперед, або до появи звуку;

- перевіряють чутливість, потираючи пальці перед приймальною частиною, що розташована в передній частині приладу. Відрегульовують чутливість.
- скеровують прилад на підозріле місце;
- повільно пересувують прилад з боку вбік, якщо виявите витік, сигнал посилиться;
- рухаються у бік витоків, звужуючи область пошуку й зменшуючи амплітуду переміщень приладу.

За необхідності можна придбати подовжувальну насадку.

Таблиця 11.13. Технічні характеристики детекторів витоків

Безконтактний детектор	
Корпус	Протиударний
Опір динаміка	8 Ом
Динамічний діапазон	32 дБ
Смуга частот (дБ)	38 кГц + 1 кГц
Центральна частота	40 кГц - 150 кГц
Сектор чутливості	діаметр сектору: від 2,5м до 10м (близько 15 градусів)
Елементи живлення	9В = (один)
Підключення навушників	3-полюсний штекер 1/4"
Розміри	306 мм x 80мм x 35мм
Маса	0,4 кг
Контактний детектор	
Корпус	Протиударний, з нержавіючої сталі
Зонд	Зонд чутливий до контакту
Функції	Чутливість у точці
Довжина зонда	306мм
Діапазон температур	0 °C – 50 °C
Підключення навушників	1/4" штекер
Елемент живлення	9В (один)
Маса	0,25кг

Застосування контактного детектору витоків.

Контактний детектор витоків – це електронний стетоскоп у п'ять разів чутливіший, ніж людське вухо, призначений для моментальної діагностики незвичайних шумів і вібрацій.

Для проведення роботи:

- підключають навушники до гнізда, розташованого внизу приладу;
- вмикають прилад поворотом регулятора вправо;
- перевіряють індикатор живлення – лампочка повинна світитися, якщо вона не світиться або світиться слабо, замініть батарею 9В;
- встановлюють кінець контактної зонди на місце перевірки, тобто підшипник, кожух двигуна й т.п.;
- пересувайте зонд у різні точки для одержання найкращого сигналу;
- налаштуйте рівень гучності.

Контактний детектор витоків може використовуватися у багатьох областях. Наведемо три з них.

Контроль за механічними деталями й підшипниками. Найбільш раннє й надійне попередження про ненормальний режим роботи підшипників – це зміна амплітуди ультразвукового сигналу, створюваного підшипниками. Вона виникає до виникнення ознак перегріву або вібрації й говорить про те, що стан підшипника погіршується. Використовуючи контактний детектор витоків, все що треба зробити операторові – це відзначити рівень сигналу, який прослуховується. Тоді він зможе вловити розходження в амплітуді, яка отримана при періодичних попередніх перевірках і зможе попередити аварію.

Контроль за конденсатовідвідниками. Контактний детектор витоків дає можливість операторові дуже точно контролювати роботу конденсатовідвідника в часі. Конвер-

туючи ультразвук робочої пари у звуковий сигнал, можна негайно оцінити стан конденсатовідвідника.

Контроль за клапанами. Використовуючи контактний детектор витоків, можна прослуховувати протікання рідини або газу через клапан. Добре ізольовані клапани, у яких немає витоків, не створюють ніякого звуку.

Контрольні запитання і завдання для самоперевірки

1. Назвіть основні вимірювання, які проводить енергоменеджер.
2. Що таке клас точності приладу?
3. Що таке основна похибка засобу вимірювань?
4. Які прилади застосовуються для визначення параметрів спожитої електроенергії?
5. В чому різниця між енергією і потужністю?
6. Які є основні типи лічильників електричної енергії?
7. Для чого використовується Rustrak Ranger II? Назвіть головні компоненти системи Rustrak Ranger II.
8. Які фізичні принципи використовують для вимірювання температур?
9. Що таке терморезистори? Для чого вони використовуються?
10. Що таке термометрія термопар? Які термопари знаходять застосування?
11. Наведіть приклади контактних термометрів. Які у них переваги?
12. Що таке термістори?
13. Що таке оптична розподільна спроможність? Чому вона важлива?
14. Наведіть приклади безконтактних термометрів. Які у них переваги?
15. Для чого використовуються анемометри? Перелічіть найбільш поширенні анемометри.

16. Що таке термоанемометри?
17. Для чого використовується KURZTM INSTRUMENTS?
18. Що дає змогу виміряти цифровий термоанемометр VelociCalc?
19. Як визначити дійсний тиск? Які прилади застосовують для вимірювання тиску?
20. Для чого використовуються мікроманометри? Назвіть відомі Вам мікроманометри.
21. Як вимірюється атмосферний тиск повітря? За допомогою якого приладу? Який принцип дії приладу?
22. Як вимірюється вологість повітря? За допомогою якого приладу? Який принцип дії приладу?
23. Для чого використовують газоаналізатори?
24. Яке призначення приладу ENERAC 2000?
25. Який принцип роботи доплерівського витратоміра?
26. Перелічіть основні типи витратомірів.
27. Який принцип роботи детекторів витоків?
28. Чим контактний детектор витоків відрізняється від простого детектора витоків?
29. Назвіть основні можливості застосування контактного детектора витоків.

ЛІТЕРАТУРА

1. Закон України “Про енергозбереження” №74/94-ВР, 1994.
2. ДСТУ 2804-94 Енергобаланс промислового підприємства. Загальні положення. Терміни та визначення.
3. Типова методика енергетичних обстежень промислових підприємств М0013184.0.33-04. – Київ, 2004. – 80 с.
4. Методические указания по определению потерь топливно-энергетических ресурсов РД5.ЕДИВ. 015-008-94. Минмашпром Украины, 1994. – 157 с.
5. В.Прокопенко, В.Свистунов, А.Силакин, А.Филиппов, Ю.Быков Энергоаудит промышленных электроустановок. //Институт энергосбережения и энергоменеджмента НТУУ “КПИ”. Энергия будущего века. – №1, 1999г, с.15-17.
6. Отчет по проведению энергетического аудита предприятия / Праховник А.В., Прокопенко В.В., Иншеков Е.Н., Разумовский О.В., Свистунов В.Л., Овдиенко А.В., Кульбачный П.В., Чернявский А.В.; Нац.техн.ун-т Украины “Киев.политехн.ин-т”. – Киев, 2000. – 53 с. – Рус. – Деп. в ГНТБ Украины 27.04.2000, № 100 – Ук2000.
7. Энергетический менеджмент / А.В.Праховник, А.И.Соловей, В.В.Прокопенко и др. – Киев: ІЕЕ НТУУ “КПИ”, 2001. – 472 с.
8. В.В.Прокопенко, О.В.Овдієнко, П.В.Кульбачний Енергетичний баланс як складова частина енергоаудиту. – В кн.: Управління енерговикористанням: Збірник доповідей. Київ, 2002, с. 131-136.
9. А.В.Праховник, В.И.Дешко, Е.Н.Иншеков, В.И.Шкляр, В.В.Дубровская, В.В.Прокопенко Опыт практической подготовки энергоменеджеров при проведении

- энергоаудита высших учебных заведений. – В кн.: Проблемы энергетики в Центральной Азии и Европе: Труды международного семинара по программе Темпус-Тасис, проект №22135-2001. Ташкент, 2004, с. 72-79.
10. Прокопенко В.В., Крамаренко Е.Р., Кульбачний П.В., Яковенко О.Н. Основные энергосберегающие мероприятия при плавке чугуна в индукционных печах промышленной частоты. – В кн. Металлургическая теплотехника: Сборник научных трудов Национальной металлургической академии Украины. – Днепропетровск: Пороги, 2005, с. 234-238.
 11. Лісовський В.С., Закладний О.М., Борисюк М.Г. та ін. Автоматизація виробничих процесів у гірничій промисловості: Навч. посіб. для проф.-техн. навч. закл. – К.: Факт, 2001. – 164 с.: іл.
 12. Закладной А.Н., Праховник А.В., Соловей А.И. Энергосбережение средствами промышленного электропривода. – К.: “Дия”, 2001. – 343 с.: ил.
 13. Энергозбереження засобами промислового електропривода: Навчальний посібник/ Закладний О.М., Праховник А.В., Соловей О.І.-К:Кондор, 2005. – 408 с.
 14. Электропривод: Навчальний посібник / О.М.Закладний, В.В.Прокопенко, О.О.Закладний – Київ. НТУУ “КПІ”, 2007. – 316с.
 15. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів: затв. 25.07.2006, №258/М-во палива та енергетики України. Видавництво “Індустрія”, 2007. – 272 с.
 16. Правила технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей. Киев 2007г.
 17. Енергетичний аудит: Навчальний посібник / О.І.Соловей, В.П.Розен, Ю.Г.Лега, О.О.Ситник, А.В.Чернявский, Г.В.Кубрака. – Черкаси: ЧДТУ, 2005. – 299с.

18. Энергия будущего века. Информационный бюллетень. Шеф-редактор А.В.Праховник. Киев. 2000.
19. Ковалко М. П. Энергозбереження – досвід, проблеми, перспективи. Київ 1997.
20. Промышленность Украины: путь к энергетической эффективности. TACIS – Program.
21. Украина: Энергосбережение в зданиях. TACIS – Program.
22. Ф. Шински. Управление процессами по критерию экономии энергии. – М.: “Мир”, 1981.
23. Правила пользования электрической энергией. – НКРЭ Украины. - Киев. - 1996.
24. Основы метрологии и электрические измерения: Учебник для вузов./ Б.Яб Авдеев, Е.М. Антонюк, Е.М. Душин и др.; Под ред.. Е.М. Душина. – 6-е изд., пере раб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. Отд-ние, 1987. -480 с.: ил.
25. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку. Затверджено наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкомергозбереження, Держстандарту, Держбуду, Держпромполітики від 17 квітня 2000 р. № 32/28/28/276/75/54.
26. Технические требования к системам коммерческого учета электроэнергии. Отраслевой нормативный документ Минэнерго Украины ГКД 34.35-97.
27. Основи енергозбереження: Навчально-методичний посібник/ С.М.Новічонок, В.М.Комаров, В.В.Тарасова. – Харків: ХУПС, 2006 – 121 с.
28. Новое семейство систем учета и управления электропотреблением ИТЕК // С.В.Гудыменко, А.В.Праховник, В.П.Калинчик и др. – Труды первой международной конференции по управлению использованием энергии. – Киев:Тас18. – 1995. – С.57-60.

29. Праховник А.В., Калинин В.П., Прокопец Н.В. Автоматизированные системы контроля и учета энергии и управление электропотреблением промышленных предприятий // Вестник НТУ "ХПИ", серия "Электротехника, электроника и электропривод", 2003, вып. 10, том 1. – С. 18 – 23.
30. Праховник А.В., Калинин В.П., Федосенко М.М., Калинин В.В. Радиально-кольцевая структура системы управления электроспоживанием / Промелектро. № 3. 2006 – С. 76 – 78.
31. A. Prakhovnik, V. Kalinchik, O. Razumovsky. Variety of System of Energy composition metering and control ITEK // Energy and Ekology. – 1997/ - N 4. – p. 6 – 8.
32. Технические требования к системам коммерческого учета электроэнергии// А.Ф.Бондаренко, А.В.Праховник, В.П.Калинчик и др. – Энергия будущего века.-1998.-№1.-С.7-10.
33. ITEK-средства учета и управления использованием энергии // В.П.Калинчик, А.В.Дегтярев, С.В.Гудыменко и др.- Энергия будущего века. – 1998. – №1. – С.24-27.

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	3
ВСТУП	6
1. ОСНОВНІ ЕТАПИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ	19
2. МЕТОДОЛОГІЯ ЕНЕРГОАУДИТУ	26
2.1. ПРОСТИЙ ЕНЕРГОАУДИТ	27
2.2. ПОПЕРЕДНІЙ ЕНЕРГОАУДИТ	27
2.3. КОМПЛЕКСНИЙ ЕНЕРГОАУДИТ	28
2.4. ВИРОБНИЧА СИСТЕМА ЯК ОБ'ЄКТ ЕНЕРГОАУДИТУ	31
2.5. ВИМОГИ ДО ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТОРА	35
3. ПРОФІЛЬ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ	37
3.1. РОЗРАХУНОК СПОЖИТОГО ПАЛИВА	38
3.2. ІНТЕГРАЦІЯ ПОКАЗНИКІВ ПЕРЕНОСНИХ ВИМІРЮВАЧІВ	39
3.3. РЕГРЕСІЙНИЙ АНАЛІЗ	41
3.4. ПЕРЕВІРОЧНИЙ ТЕСТ	44
4. АНАЛІЗ ПОТОКІВ ЕНЕРГІЇ	48
4.1. СИСТЕМИ ВЕНТИЛЯЦІЇ І КОНДИЦІОНУВАННЯ	48
4.2. СИСТЕМИ ОХОЛОДЖЕННЯ	53
4.3. ПАРОГЕНЕРУВАЛЬНІ КОТЛИ	56
4.4. ТЕПЛООБМІННИКИ	57
5. ОЦІНКА СПОЖИВАННЯ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ	61
5.1. ОСВІТЛЕННЯ	63
5.2. ЕЛЕКТРОПРИВОДИ ВЕНТИЛЯТОРІВ І ПОМПІ	65
5.3. ПОВІТРЯНІ І ХОЛОДИЛЬНІ КОМПРЕСОРИ	68
5.4. ІНШІ ЕЛЕКТРОПРИВОДИ ТА ОФІСНЕ УСТАТКУВАННЯ	71
5.5. ЕЛЕКТРОНАГРІВАЛЬНЕ І ХОЛОДИЛЬНЕ УСТАТКУВАННЯ	72
5.6. ПАРОНАГРІВАЛЬНЕ УСТАТКУВАННЯ	75
5.7. ГАЗОНАГРІВАЛЬНЕ УСТАТКУВАННЯ	77
6. ПЕРЕХРЕСНА ПЕРЕВІРКА ДАНИХ	80
6.1. ВХІДНИЙ/ВИХІДНИЙ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ БАЛАНС. СПОЖИВАННЯ ЗАВОДОМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	80
6.2. ВХІДНИЙ/ВИХІДНИЙ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ БАЛАНС. ПАРОВИЙ КОТЕЛ	81
6.3. БАЛАНС МАСИ ПАРИ І КОНДЕНСАТУ	82

6.4.	ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ. ПОТУЖНІСТЬ ОСВІТЛЕННЯ І ДОСЯГНУТА ОСВІТЛЕНІСТЬ	84
6.5.	ПОРІВНЯННЯ З ПОКАЗНИКАМИ РОБОТИ	85
7.	ЗВІТ З ЕНЕРГОАУДИТУ	87
7.1.	ЗАГАЛЬНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ	88
7.2.	ОПИС ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА І БУДІВЕЛЬ	91
7.3.	ВИКОНАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ	94
7.4.	РЕКОМЕНДАЦІЇ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ	101
7.5.	ПЕРЕХРЕСНА ПЕРЕВІРКА ЕНЕРГОЗАОЩАДЖЕНЬ ..	109
7.6.	ЗАОЩАДЖЕННЯ ПЕРВИННИХ І ВТОРИННИХ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ	112
7.7.	ЖИТТЄЗДАТНІСТЬ ПРОЕКТУ	113
7.8.	ОЦІНКА ВИТРАТ	114
8.	ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ДЕЯКИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК	117
8.1.	СИСТЕМИ СТИСНЕНОГО ПОВІТРЯ	117
8.2.	ХОЛОДИЛЬНЕ УСТАТКУВАННЯ	134
8.3.	ВЕНТИЛЯЦІЙНІ СИСТЕМИ	137
8.4.	ПОМПОВІ УСТАНОВКИ	142
8.5.	ЕЛЕКТРОПРИВОД	147
8.6.	ОСВІТЛЮВАЛЬНІ УСТАНОВКИ	154
8.7.	ЕЛЕКТРОТЕРМІЧНІ УСТАНОВКИ	159
8.8.	ЕЛЕКТРОЗВАРЮВАЛЬНІ УСТАНОВКИ	167
8.9.	СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	169
8.9.1.	Втрати електроенергії в трансформаторах	169
8.9.2.	Втрати електроенергії в перетворювальних установках ..	172
8.9.3.	Втрати електроенергії в електричних мережах	173
8.9.4.	Компенсація реактивної потужності	176
9.	ПРИКЛАД ЗВІТУ З ЕНЕРГОАУДИТУ	184
9.1.	ВСТУПНИЙ РОЗДІЛ	184
9.2.	КОРОТКА ЕКСПЕРТИЗА	184
9.3.	РЕКОМЕНДАЦІЇ	185
9.4.	УПРАВЛІННЯ ВИРОБНИЦТВОМ І ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ	190
9.5.	ЗАГАЛЬНИЙ ОПИС ПІДПРИЄМСТВА	193
9.5.1.	Історія підприємства	193
9.5.2.	Поточний стан виробництва	195
9.5.3.	Фінансове становище підприємства	196

9.6.	ПРОВЕДЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ	197
9.6.1.	Щорічне споживання енергії за 2000, 2001 і 2002 роки ..	197
9.6.2.	Попередні заходи щодо поліпшення ситуації в енергозбереженні	201
9.6.3.	Профіль використання енергії	202
9.6.4.	Попередні заходи щодо поліпшення ситуації в енергозбереженні	212
9.7.	ОПИС МОЖЛИВОСТЕЙ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ	213
9.8.	ВПЛИВ РЕКОМЕНДАЦІЙ НА СТАН НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	255
9.9.	ДОДАТКИ	258
9.9.1.	Результати вимірювань та зібрані дані	258
9.9.2.	Співвідношення між одиницями вимірювання	261
9.9.3.	Список скорочень	263
9.9.4.	Попередні специфікації	265
10.	АВТОМАТИЗАЦІЯ ОБЛІКУ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ ...	269
10.1.	ПІДСИСТЕМА ВИМІРЮВАННЯ ТА ОБЛІКУ	271
10.1.1.	Лічильники	271
10.1.2.	Пристрій обліку	272
10.1.3.	Ущільнення імпульсних сигналів	280
10.1.4.	Формування системного часу	280
10.2.	КОМУНІКАЦІЙНА ПІДСИСТЕМА	281
10.3.	ПІДСИСТЕМА ЗБИРАННЯ ТА ОБРОБЛЕННЯ ДАНИХ	284
10.4.	ПРИКЛАДИ ОРГАНІЗАЦІЇ ОБЛІКУ	288
11.	ПРИЛАДНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГОАУДИТУ ...	298
11.1.	ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ	298
11.2.	ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	303
11.2.1.	Основні положення	303
11.2.2.	Вимірювальний комплект К-50	308
11.2.3.	Комплексний вимірювальний прилад Rustrak Ranger II (RR-II)	311
11.3.	ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ..	320
11.3.1.	Вимірювання температури	320
11.3.2.	Рідинні скляні термометри	321
11.3.3.	Газові термометри	323
11.3.4.	Терморезистори	323
11.3.5.	Термопары	325
11.3.6.	Термометр типу ТВ-11	327
11.3.7.	Контактні термометри ET1	328

11.3.8.	Записуючий термометр	332
11.3.9.	Термістори	332
11.3.10.	Електричні сенсори	333
11.3.11.	Безконтактні методи вимірювання температури	333
11.3.12.	Серія термометрів RAYNGER ST	340
11.3.13.	Малогабаритні термометри IP	345
11.3.14.	Термометри спеціального призначення 3І	346
11.4.	ВИМІРЮВАННЯ АЕРОДИНАМІЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	347
11.4.1.	Вимірювання швидкості повітря	348
11.4.2.	Вимірювання тиску	365
11.5.	ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	375
11.5.1.	Вимірювання атмосферного тиску повітря	376
11.5.2.	Вимірювання вологості повітря	377
11.6.	ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ГАЗУ	379
11.6.1.	Визначення складу газів	379
11.6.2.	Визначення тривалості роботи	389
11.7.	ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ РІДИНИ, ПАРИ, ГАЗУ ТА СПОЖИВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ	390
11.7.1.	Типи витратомірів	390
11.7.2.	Допплерівський ультразвуковий витратомір ' POLYSONICS DDF3088	405
11.7.3.	Ультразвуковий витратомір Krohne UFM 600 Portable ...	412
11.8.	ВИМІРЮВАННЯ ВИТОКІВ	424
11.8.1.	Детектори витоків фірми Leakcheck	424
ЛІТЕРАТУРА		429

Навчальне видання

Володимир Васильович Прокопенко
Олександр Миколайович Закладний
Павло Вікторович Кульбачний

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ

З ПРИКЛАДАМИ ТА ІЛЮСТРАЦІЯМИ

Навчальний посібник

Керівник проекту *Р.А. Маслаков*
Головний редактор *К.А. Романова*

Підписано до друку 15.04.2008. Формат 60×84/16
Друк офсетний. Папір офсетний. Наклад 300 прим.
Ум.-друк. арк. 25,52. Ум.-вид. арк. 10,89

ТОВ “Освіта України”,
04212, м. Київ, вул. Героїв Дніпра 63, к. 40

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців
ДК № 1957 від 27.09.2004 р.
Тел/факс (044) 411-43-97, 331-45-38, 237-59-92
E-mail: osvita2005@ukr.net; www.rambook.ru

Видавництво “Освіта України” запрошує авторів до співпраці з випуску видань, що стосуються питань управління, модернізації, інноваційних процесів, технологій, методичних і методологічних аспектів освіти та навчального процесу у вищих навчальних закладах.

Надаємо усі види видавничих та поліграфічних послуг.

Надруковано у друкарні «Літопис»
57164 Україна, Миколаївська обл. Миколаївський р-н,
с. Кірове, вул. Індустріальна буд. 2А, тел. +38 (0512) 71-30-07
Свідоцтво № ДК3105 від 15.02.2008