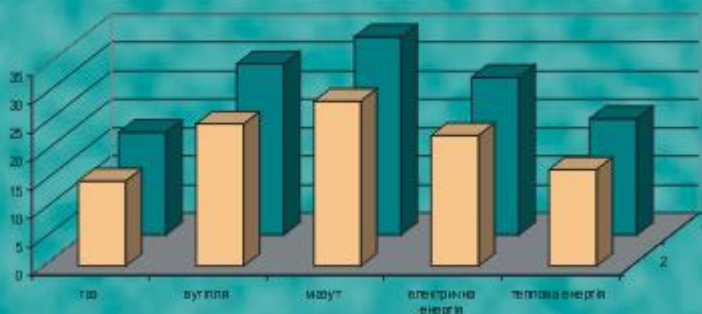


Трунова І. М., Савченко О. А., Мірошник О. В.

Практикум з енергетичного аудиту в АПК



Харків, 2015

Трунова І. М., Савченко О. А., Мірошник О. В.

**ПРАКТИКУМ
З ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ В АПК**

**Навчальний посібник
для студентів вищих навчальних закладів**

*Рекомендовано Міністерством аграрної політики та
продовольства України як навчальний посібник
для підготовки фахівців ОКР «бакалавр» напрямку 6.100101
«Енергетика та електротехнічні системи в агропромисловому
комплексі» у вищих навчальних закладах II-IV рівнів акредитації
Міністерства аграрної політики та продовольства України*

Харків, 2015

УДК 621.31(075)

*Затверджено Мінагрополітики України
(лист № 37-128-13/13454 від 03.09.2014 р.)*

Затверджено до друку вченою радою Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка (протокол № 3 від 28.11.2013 р.)

Рецензенти:

В. Ф. Сивокобиленко, доктор техн. наук, професор, завідувач кафедри «Електричні станції» Державного вищого навчального закладу «Донецький національний технічний університет» (м. Донецьк)

С. Ф. Артюх, доктор техн. наук, професор, заслужений діяч науки та техніки України, професор кафедри електричних станцій НТУ «ХП» (м. Харків)

І. О. Демченко, директор ТОВ «Альянс» (Сумська обл., с.м.т. Липова Долина)

О. Ф. Бойко, головний інженер ТОВ «Альянс» (Сумська обл., с.м.т. Липова Долина)

Практикум з енергетичного аудиту в АПК.: навч. посіб. для студентів вищ. навч. закл. **І. М. Трунова, О. А. Савченко, О. В. Мірошник** – Х.: Фінарт, 2015. - 180 с.

ISBN

Наведено методики та приклади розрахунків з оцінювання потенціалу енергоощадності основних систем забезпечення функціонування підприємств АПК. Рекомендується для підготовки фахівців ОКР «бакалавр» напрямку 6.100101 «Енергетика та електротехнічні системи в агропромисловому комплексі» у вищих навчальних закладах II-IV рівнів акредитації Міністерства аграрної політики та продовольства України

ISBN

© Трунова І.М., Савченко О.А., Мірошник О.В., 2015

ЗМІСТ

| | стор. |
|--|-------|
| ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ | 6 |
| ПЕРЕДМОВА (Савченко О. А., Мірошник О. В.)..... | 7 |
| 1 ПОБУДОВА ТА АНАЛІЗ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО БАЛАНСУ (Трунова І. М.)..... | 10 |
| 1.1 Вихідні дані для побудови та аналізу ПЕБ..... | 10 |
| 1.2 Алгоритм побудови синтетичного ПЕБ підприємства. | 14 |
| 1.3 Використання таблиць, діаграм та графіків для аналізу ПЕБ..... | 22 |
| 1.4 Визначення основних енерго-економічних показників підприємства..... | 30 |
| Питання для самоконтролю..... | 33 |
| ДОДАТОК 1.А Варіанти вихідних даних для побудови та аналізу ПЕБ..... | 34 |
| ДОДАТОК 1.Б Варіанти вихідних даних для побудови графіку динаміки споживання електроенергії підприємством за місяцями року..... | 46 |
| 2 ОЦІНЮВАННЯ ПОТЕНЦІАЛУ ЕНЕРГООЩАДНОСТІ СИСТЕМ ОСВІТЛЕННЯ ПРИМІЩЕНЬ ПІДПРИЄМСТВ АПК (Трунова І. М.)..... | 48 |
| 2.1 Вихідні дані для оцінювання потенціалу енергоощадності системи освітлення..... | 48 |
| 2.2 Перевірка відповідності фактичної освітленості нормативній..... | 49 |
| 2.3 Оцінювання потенціалу енергоощадності від заміни ламп на лампи з більшим світловим потоком..... | 53 |
| 2.4 Оцінювання потенціалу енергоощадності від заміни освітлювальних установок на установки з більшим ККД... | 54 |
| 2.5 Оцінювання потенціалу енергоощадності від збільшення коефіцієнтів відбиття..... | 54 |
| 2.6 Оцінювання потенціалу енергоощадності від очищення світильників..... | 55 |
| 2.7 Оцінювання потенціалу енергоощадності від автоматизації керування освітленням..... | 57 |

| | |
|---|------------|
| 2.8 Оцінювання потенціалу енергоощадності від установки енергоефективної пускорегулювальної апаратури..... | 58 |
| 2.9 Розрахунки для визначення впливу якості електроенергії на ефективність системи освітлення..... | 58 |
| 2.10 Оцінка впливу заходів з економії електроенергії на стан навколишнього середовища..... | 61 |
| 2.11 Особливості енергетичного аудиту систем освітлення приміщень підприємств АПК..... | 62 |
| Питання для самоконтролю..... | 66 |
| ДОДАТОК 2.А Варіанти вихідних даних для розрахунків під час енергетичного аудиту систем освітлення приміщень АПК..... | 67 |
| 3 ОЦІНЮВАННЯ ПОТЕНЦІАЛУ ЕНЕРГООЩАДНОСТІ СИСТЕМ МІКРОКЛІМАТУ ПРИМІЩЕНЬ ПІДПРИЄМСТВ АПК (Трунова І. М.)..... | 71 |
| 3.1 Вихідні дані для оцінювання потенціалу енергоощадності системи мікроклімату..... | 71 |
| 3.2 Розрахунок втрат тепла через огороження приміщення..... | 73 |
| 3.3 Розрахунок втрат тепла з вентиляційним повітрям..... | 80 |
| 3.4 Перевірка вибору опалювального обладнання..... | 88 |
| Питання для самоконтролю..... | 92 |
| ДОДАТОК 3.А Варіанти вихідних даних для розрахунків під час енергетичного аудиту систем мікроклімату приміщень АПК..... | 93 |
| ДОДАТОК 3.Б Загальні вихідні дані для всіх варіантів..... | 100 |
| 4 ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ АПК (Савченко О. А.).. | 101 |
| 4.1 Загальна характеристика систем електропостачання підприємств АПК..... | 101 |
| 4.2 Підготовка до проведення енергетичного аудиту..... | 101 |
| 4.2.1 Мета, завдання та об'єкти енергетичного аудиту... .. | 101 |
| 4.2.2 Вихідні дані для проведення енергоаудиту..... | 102 |
| 4.3 Визначення втрат електричної енергії в елементах систем електропостачання підприємств АПК..... | 103 |
| 4.3.1 Види втрат електричної енергії в електричних мережах та методи їх визначення..... | 103 |

| | |
|--|------------|
| 4.3.2 Розрахунок втрат електричної енергії в силових трансформаторах..... | 105 |
| 4.3.3 Розрахунок втрат електричної енергії в лініях електропередавання..... | 111 |
| 4.4 Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах підприємств АПК та розробка заходів щодо їх зниження.. | 116 |
| 4.4.1 Загальні відомості про види заходів зі зниження втрат електроенергії в електричних мережах..... | 116 |
| 4.4.2 Аналіз втрат електроенергії | 118 |
| 4.4.3 Оцінювання потенціалу енергоощадності організаційних заходів зі зниження втрат електроенергії..... | 124 |
| 4.4.4 Оцінювання потенціалу енергоощадності технічних заходів зі зниження втрат електроенергії..... | 131 |
| 4.4.5 Оцінювання потенціалу енергоощадності заходів з вдосконалення систем обліку енергії..... | 138 |
| Питання для самоконтролю..... | 140 |
| ДОДАТОК 4.А Довідкові дані для проведення розрахунків під час енергетичного аудиту системи електропостачання підприємств АПК..... | 141 |
| ДОДАТОК 4.Б Приклад завдання та вихідних даних для проведення розрахунків під час енергетичного аудиту систем електропостачання підприємств АПК..... | 145 |
| 5 ОЦІНЮВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГООЩАДНИХ ЗАХОДІВ (Савченко О. А., Мірошник О.В.)..... | 156 |
| 5.1 Критерії оцінювання економічної ефективності енергоощадних заходів..... | 156 |
| 5.2 Розрахунок капітальних вкладень в реалізацію енергоощадного заходу..... | 161 |
| 5.3 Розрахунок поточних витрат на енергоощадне устаткування..... | 162 |
| Питання для самоконтролю..... | 169 |
| ДОДАТОК 5.А Довідкові дані для оцінювання економічної ефективності енергоощадних заходів (для навчальних цілей)..... | 170 |
| ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК..... | 174 |
| БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК..... | 175 |

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- АПК** – агропромисловий комплекс
- ДРЛ** – дугогорозрядна лампа
- ЕА** – енергетичний аудит
- ВРХ** – велика рогата худоба
- ККД** – коефіцієнт корисної дії
- КЛ** – кабельна лінія електропередачі
- КП** – комплектна трансформаторна підстанція
- ЛЛ** – люмінесцентна лампа
- ЛР** – лампа розжарювання
- ПЕБ** – паливно-енергетичний баланс
- ПЕР** – паливно-енергетичні ресурси
- ПРА** – пускорегулювальна апаратура
- ПЛ** – повітряна лінія електропередачі
- СЕМ** – система енергетичного менеджменту
- СПІ** – самоутримний ізольований провід
- ТП** – трансформаторна підстанція
- ТО** – технічне обслуговування
- У.п.** – умовне паливо

ПЕРЕДМОВА

Сталий розвиток агропромислового комплексу (АПК) України – одна з головних умов соціально-економічної стабільності суспільства, зміцнення економічної безпеки держави. Пріоритетна роль у стабільному розвитку АПК країни належить надійному та ефективному енергозабезпеченню сільськогосподарських підприємств. Врожайність сільськогосподарських культур, продуктивність тварин, собівартість сільгосппродукції знаходяться в прямій залежності від рівня і якості енергозабезпечення. У перспективі актуальність питань енергозабезпечення підприємств АПК буде тільки зростати. Це пов'язано, в першу чергу, зі збільшенням енергоспоживання цими підприємствами, особливо споживання електроенергії. Так, згідно Енергетичної стратегії України на період до 2030 року [1], передбачається зростання електроспоживання в сільському господарстві майже у три рази – з 3,4 до 10,1 млрд. кВт·год. При цьому основним завданням Енергетичної стратегії є створення передумов для докорінного зменшення енергоємності вітчизняної продукції, у тому числі продукції підприємств АПК, за рахунок впровадження нових технологій, прогресивних стандартів, сучасних систем контролю, управління та обліку на всіх етапах виробництва, транспортування та споживання енергетичних продуктів, розвитку ринкових механізмів стимулювання енергозбереження.

В енергетичному забезпеченні сільськогосподарського виробництва накопичилося чимало проблем: дефіцит паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) і постійне зростання їх вартості, низька енергоозброєність та висока енергомісткість виробництва, дефіцит кваліфікованих кадрів, низька надійність енергопостачання споживачів. За рівнем енергоозброєності праці галузі АПК в 2-3 рази відстають від промисловості. Між тим, досвід економічно розвинених країн показує, що для ефективного виробництва сільгосппродукції ці показники повинні бути не нижче загальнопромислових. Наприклад, енергоозброєність сільськогосподарського виробництва в США в 2,3 рази вища, ніж у промисловості, в Німеччині – в 2,1 рази, у Швеції – в 1,6 рази. Слід зазначити, що енергомісткість виробництва сільськогоспо-

дарської продукції в Україні суттєво перевищує рівень економічно розвинених країн. У зв'язку з цим, одним з основних завдань Стратегії розвитку аграрного сектору економіки України на період до 2020 року [2] є підвищення конкурентоспроможності продукції сільського господарства на внутрішньому та зовнішньому ринках за рахунок технологічного переоснащення галузей аграрного виробництва на основі застосування сучасних енерго- та ресурсозберігаючих технологій.

Основними причинами нераціонального використання паливно-енергетичних ресурсів в АПК є:

- недооцінка ролі енергетики в розвитку АПК;
- морально і фізично застаріле технологічне обладнання в сільськогосподарському виробництві та переробних галузях;
- значні витрати теплової і електричної енергії у тваринництві на підтримання у виробничих приміщеннях необхідних параметрів мікроклімату;
- низькоєфективні відомчі котельні з тепловими мережами великої довжини;
- наявність великої кількості електродвигунів, що експлуатуються з низьким завантаженням;
- неекономічні системи електроосвітлення тощо.

Дослідження показують, що в АПК України є значний невикористаний потенціал енергоощадності, який оцінюється в 25-30 % від наявного споживання ПЕР. Енергоефективність може бути підвищена за рахунок зниження витрат палива і енергії на одиницю продукції та вдосконалення структури споживання ПЕР. Згідно Концепції державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010-2015 роки [3], одним з основних універсальних заходів з енергозбереження у різних галузях господарювання, у тому числі у галузях АПК, є впровадження новітніх технологій виробництва та споживання енергетичних ресурсів. У галузях АПК реалізація зазначеного заходу можлива за рахунок:

- підвищення ефективності використання палива та енергії;
- заміни дорогих видів палива на більш дешеві;
- максимального використання місцевих ПЕР;
- децентралізації джерел теплопостачання;

- використання нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії, вторинних енергетичних ресурсів.

Підвищення енергоефективності підприємств АПК неможливе без проведення їх якісного енергетичного аудиту (ЕА). Метою проведення ЕА є визначення стану споживання ПЕР на підприємстві, оцінювання потенціалу енергоощадності, розроблення енергоощадних заходів та їх техніко-економічне обґрунтування [4].

Загальнометодичні аспекти проведення ЕА на підприємствах різних напрямів господарювання викладені в ряді джерел, наприклад [4, 5], тоді як практичні питання здійснення обстежень, у тому числі підприємств АПК, на сьогоднішній день у літературі висвітлені недостатньо. У зв'язку з цим, у даному навчальному посібнику розглянуто практичні питання, пов'язані з проведенням розрахунків під час ЕА, на прикладах підприємств АПК. В додатках наведено довідкові дані, що необхідні для здійснення розрахунків під час виконання енергетичних обстежень.

1 ПОБУДОВА ТА АНАЛІЗ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО БАЛАНСУ

Прийняття оптимальних управлінських рішень щодо ефективного використання ПЕР неможливе без аналізу паливно-енергетичного балансу (ПЕБ) підприємства.

За ДСТУ 4714:2007 [6] ПЕБ – це система показників, що характеризують кількісну відповідність між надходженням і витратою всіх видів ПЕР на підприємстві.

Джерелами інформації для побудови ПЕБ та його аналізу згідно [6] є документальна інформація підприємства стосовно питань споживання ПЕР (форми статистичної звітності підприємства; енергетичний паспорт підприємства; норми питомих витрат палива, теплової та електричної енергії на вироблення продукції; проектна, технічна та експлуатаційна документація тощо), а також результати вимірювання.

Розрізняють аналітичний ПЕБ та синтетичний ПЕБ.

Аналітичний ПЕБ визначає глибину та характер використання ПЕР з розподілом загальної витрати ПЕР на корисне використання та втрати ПЕР.

Синтетичний ПЕБ визначає розподіл видобутих, підведених і вироблених ПЕР на підприємстві.

Розглянемо приклад побудови та аналізу синтетичного ПЕБ. Розрахунок виконується з використанням електронних таблиць EXCEL.

1.1 Вихідні дані для побудови та аналізу ПЕБ

З навчальною метою розрахунки проведемо для вихідних даних для розрахунків 30 варіанту (див. додаток 1.А до розділу 1), які зручно звести до табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Розподіл видобутих, підведених і вироблених ПЕР на підприємстві за рік (вихідні дані для побудови та аналізу ПЕБ підприємства)

| | А | В | С |
|-----------|---|----------------------|----------|
| 2 | сумарна кількість палива, отриманого від сторонніх постачальників | вугілля, т | 95 |
| 3 | | газу, м ³ | 900 |
| 4 | | мазуту, т | 450 |
| 5 | сумарна кількість палива, отриманого від власних джерел | вугілля, т | 0 |
| 6 | | газу, м ³ | 200 |
| 7 | | мазуту, т | 0 |
| 8 | сумарна кількість палива, що залишилася в розпорядженні підприємства з попереднього розрахункового періоду (перехідні залишки попереднього періоду) | вугілля, т | 10 |
| 9 | | газу, м ³ | 20 |
| 10 | | мазуту, т | 50 |
| 11 | сумарні втрати палива під час його передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку ПЕР і подані стороннім постачальником ПЕР | газу, м ³ | 5 |
| 12 | | мазуту, т | 2 |
| 13 | сумарна кількість активної електричної енергії, отриманої від сторонніх постачальників, тис. кВт·год | | 200 |
| 14 | сумарна кількість активної електричної енергії, отриманої від власних джерел, тис. кВт·год | | 10 |
| 15 | сумарні втрати активної електричної енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальникам електричної енергії, тис. кВт·год | | 10 |

Продовження табл. 1.1

| | А | В | С |
|-----------|--|---------------------------|----------|
| 16 | сумарна кількість теплової енергії, отриманої від сторонніх постачальників, ГДж (Гкал) | | 5000 |
| 17 | сумарна кількість теплової енергії, отриманої від власних джерел відповідно, ГДж (Гкал) | | 2000 |
| 18 | сумарні втрати теплової енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальникам теплової енергії, ГДж (Гкал) | | 500 |
| 19 | сумарна кількість активної електричної енергії, споживаної І-им підрозділом підприємства, тис. кВт·год | | 64 |
| 20 | сумарна кількість активної електричної енергії, що відпускається підприємством к-му субабоненту, який не належить до жодного І-го підрозділу підприємства, тис. кВт·год | | 10 |
| 21 | сумарні втрати активної електричної енергії за розрахунковий період часу, тис. кВт·год. | в силових трансформаторах | 2 |
| 22 | | реакторах | 1 |
| 23 | | конденсаторних установках | 1 |
| 24 | | розподільних мережах | 3 |
| 25 | сумарна кількість теплової енергії, яку споживає І-ий підрозділ підприємства, ГДж | | 2000 |
| 26 | сумарна кількість теплової енергії, що відпускається підприємством к-му субабоненту, який не належить до жодного І-го підрозділу підприємства, ГДж | | 500 |

Продовження табл. 1.1

| | А | В | С |
|-----------|---|----------------------|----------|
| 27 | сумарні втрати теплової енергії в загальних мережах живлення підприємства, ГДж | | 300 |
| 28 | сумарна кількість палива, що споживається І-им підрозділом підприємства, т у.п. | вугілля | 21 |
| 29 | | газу | 345 |
| 30 | | мазуту | 167 |
| 31 | сумарна кількість палива, що відпускається підприємством к-тому субабоненту, який не належить до жодного І-го підрозділу підприємства | вугілля, т | 10 |
| 32 | | газу, м ³ | 50 |
| 33 | | мазуту, т | 30 |
| 34 | сумарна кількість палива, що накопичується на підприємстві на наступний розрахунковий період (перехідні залишки наступного періоду) | вугілля, т | 10 |
| 35 | | газу, м ³ | 100 |
| 36 | | мазуту, т | 50 |
| 37 | сумарні втрати палива під час його транспортування | газу, м ³ | 10 |
| 38 | | мазуту, т | 11 |
| 39 | сумарні втрати палива в процесі зберігання на підприємстві поза межами кожного з І-их підрозділів підприємства | газу, м ³ | 20 |
| 40 | | мазуту, т | 2 |
| 41 | еквівалент переведення вугілля в умовне паливо, т у.п./т | | 0,85 |
| 42 | еквівалент переведення газу в умовне паливо, т у.п./м ³ | | 1,15 |
| 43 | еквівалент переведення мазуту в умовне паливо, т у.п./т | | 1,39 |
| 44 | тепловий еквівалент переведення в умовне паливо електричної енергії, т у.п./тис. кВт·год | | 0,123 |
| 45 | тепловий еквівалент переведення в умовне паливо теплової енергії, т у.п./ГДж (Гкал) | | 0,034 |

Продовження табл. 1.1

| | А | В | С |
|-----------|--|----------|----------|
| 46 | загальна кількість підрозділів підприємства | | 3 |
| 47 | загальна кількість субабонентів, що не належать до жодного І-го підрозділу підприємств | | 2 |
| 48 | чисельність виробничого персоналу підприємства, люд. | | 1000 |
| 49 | вартість основних виробничих фондів, тис. грн. | | 3000 |
| 50 | обсяг випуску товарної продукції, тис. грн. | | 5000 |

1.2 Алгоритм побудови синтетичного ПЕБ підприємства

Рівняння синтетичного ПЕБ підприємства встановлює рівність між надходженням і витратою ПЕР за розрахунковий період [6]:

$$A_{сум}^n = A_{сум}^{сн} + \Delta, \quad (1.1)$$

де $A_{сум}^n$ - сумарна кількість ПЕР, підведених за розрахунковий період, т у.п. (прибуткова частина ПЕБ);

$A_{сум}^{сн}$ - сумарна кількість ПЕР, спожитих за розрахунковий період, т у.п. (витратна частина ПЕБ);

Δ - відхилення (нев'язка) рівняння ПЕБ – показник вірогідності побудови ПЕБ. Значення Δ для підприємства в цілому не повинне перевищувати $\pm 5\%$.

Прибуткова частина ПЕБ підприємства – система показників, які характеризують структуру видобування, перероблю-

вання, транспортування, зберігання всіх видів ПЕР, що їх виробляють чи які надходять від інших джерел, а також перехідні залишки [6].

Сумарну кількість ПЕР, підведених за розрахунковий період, обчислюють за виразом

$$A_{\text{сум}}^n = B_{\text{сум}}^n + W_{\text{сум}}^n + Q_{\text{сум}}^n, \quad (1.2)$$

де $B_{\text{сум}}^n$ - сумарна кількість палива, підведеного за розрахунковий період, т у.п.;

$W_{\text{сум}}^n$ - сумарна кількість активної електричної енергії, підведеної за розрахунковий період, т у.п.;

$Q_{\text{сум}}^n$ - сумарна кількість теплової енергії, підведеної за розрахунковий період, т у.п.

Сумарну кількість палива, підведеного за розрахунковий період (т у.п.), обчислюють за виразом

$$B_{\text{сум}}^n = \sum_{i=1}^n k_{nni} \cdot \left(B_{\text{сум},i}^{\text{ст}} + B_{\text{сум},i}^{\text{вл}} + B_{\text{сум},i}^{\text{нз}} + \Delta B_{\text{сум},i}^{\text{неп}} \right), \quad (1.3)$$

де k_{nni} - еквівалент переведення палива і-го виду в умовне паливо;

$B_{\text{сум},i}^{\text{ст}}$, $B_{\text{сум},i}^{\text{вл}}$ - сумарна кількість палива і-го виду (вугілля, газ, мазут тощо), отриманого від сторонніх постачальників і від власних джерел відповідно, поімен. од.

$B_{\text{сум},i}^{\text{нз}}$ - сумарна кількість палива і-го виду, що залишилося в розпорядженні підприємства з попереднього розрахункового періоду (перехідні залишки попереднього періоду), поімен. од.;

$\Delta B_{\text{сум},i}^{\text{неп}}$ - сумарні втрати палива і-го виду (газ, мазут тощо) під час його передавання, що не враховані вимірювальними

приладами комерційного обліку ПЕР і подані стороннім постачальником ПЕР, поімен. од.;

n – кількість видів палива (вугілля, газ мазут тощо), що використовується на підприємстві.

Сумарну кількість активної електричної енергії, підведеної за розрахунковий період (т у.п.), обчислюють за виразом

$$W_{\text{сум}}^n = k_{ne} \cdot (W_{\text{сум}}^{ct} + W_{\text{сум}}^{вл} + \Delta W_{\text{сум}}^{nep}), \quad (1.4)$$

де k_{ne} - тепловий еквівалент переведення в умовне паливо електричної енергії, т у.п./тис. кВт·го.;

$W_{\text{сум}}^{ct}$, $W_{\text{сум}}^{вл}$ - сумарна кількість активної електричної енергії, отриманої від сторонніх постачальників і від власних джерел відповідно, тис. кВт·год;

$\Delta W_{\text{сум}}^{nep}$ - сумарні втрати активної електричної енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальником електричної енергії, тис. кВт·год.

Сумарну кількість теплової енергії, підведеної за розрахунковий період (т у.п.), обчислюють за виразом

$$Q_{\text{сум}}^n = k_{nm} \cdot (Q_{\text{сум}}^{ct} + Q_{\text{сум}}^{вл} + Q_{\text{сум}}^{nep}), \quad (1.5)$$

де k_{nm} - тепловий еквівалент переведення в умовне паливо теплової енергії, т у.п./ГДж (Гкал);

$Q_{\text{сум}.i}^{ct}$, $Q_{\text{сум}.i}^{вл}$ - сумарна кількість теплової енергії, отриманої від сторонніх постачальників і від власних джерел відповідно, ГДж (Гкал);

$\Delta Q_{\text{сум}.i}^{nep}$ - сумарні втрати теплової енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальником теплової енергії, ГДж (Гкал).

Комп'ютерні технології дозволяють значно спростити трудомісткі розрахунки та підвищити їхню точність. Розглянемо приклад використання електронних таблиць EXCEL для розрахунку прибуткової частини ПЕБ (див. табл. 1.2).

Розрахунки складових ПЕБ виконуються в поіменованих одиницях (т, м³, кВт·год тощо) з обов'язковим переведенням в умовне паливо (це єдиний еквівалент для всіх видів палива за теплою згоряння - розрахункова теплота згоряння 1 кг твердо-го або 1 м³ газоподібного у.п. дорівнює 29,308 МДж/кг або 7000 ккал).

Витратна частина ПЕБ підприємства – система показників, що характеризують структуру та напрямки використання всіх видів ПЕР (враховуючи корисне використання ПЕР, втрати та вихід вторинних ПЕР), відпуск ПЕР іншим споживачам, а також перехідні залишки. Алгоритм розрахунку витратної частини ПЕБ [6,7] приведений нижче.

Сумарне споживання ПЕР за розрахунковий період, визначене за територіально-виробничою ознакою, обчислюють за виразом

$$A_{\text{сум}}^{\text{сн}} = B_{\text{сум}}^{\text{сн}} + W_{\text{сум}}^{\text{сн}} + Q_{\text{сум}}^{\text{сн}}, \quad (1.6)$$

де $B_{\text{сум}}^{\text{сн}}$ - сумарна кількість палива, спожитого за розрахунковий період, т у.п.;

$W_{\text{сум}}^{\text{сн}}$ - сумарна кількість активної електричної енергії, спожитої за розрахунковий період, т у.п.;

$Q_{\text{сум}}^{\text{сн}}$ - сумарна кількість теплової енергії, спожитої за розрахунковий період, т у.п..

Таблиця 1.2 – Приклад використання електронних таблиць EXCEL для розрахунку прибуткової частини ПЕБ підприємства

| | A | B | C |
|-----------|--|--|------------------------------------|
| 51 | Формула | Запис в електронних таблицях EXCEL | Результат розрахунку, т у.п. |
| 52 | $B_{сум}^n = \sum_{i=1}^n k_{nni} \cdot (B_{сумi}^{cm} + B_{сумi}^{вл} + B_{сумi}^{nz} + \Delta B_{сумi}^{nep})$ | $=(C41*(C2+C5+C8)++C42*(C3+C6+C9+C11)++C43*(C4+C7+C10+C12))$ | 2080,78 |
| 53 | $W_{сум}^n = k_{ne} \cdot (W_{сум}^{cm} + W_{сум}^{вл} + \Delta W_{сум}^{nep})$ | $=C44*(C13+C14+C15)$ | 27,06 |
| 54 | $Q_{сум}^n = k_{nm} \cdot (Q_{сум}^{cm} + Q_{сум}^{вл} + Q_{сум}^{nep})$ | $= C45*(C16+C17+C18)$ | 255 |
| 55 | $A_{сум}^n = B_{сум}^n + W_{сум}^n + Q_{сум}^n$ | $=C52+C53+C54$ | 2362,84 |

Сумарне споживання палива споживачами підприємства (т у.п.) обчислюють за виразом

$$B_{\text{сум}}^{cn} = \sum_{l=1}^L B_{\text{сум}l}^{cn} + \sum_{i=1}^n k_{\text{ни}i} \cdot \left(\sum_{k=1}^K B_{\text{сум}ik}^{ca} + B_{\text{сум}i}^{нзнп} + \Delta B_{\text{сум}i}^{mp} + \Delta B_{\text{сум}i}^{зб} \right) \quad (1.7)$$

де $B_{\text{сум}l}^{cn}$ - сумарна кількість палива всіх видів (вугілля, газ, мазут тощо), що його споживає l-ий підрозділ підприємства, т у.п.;

$B_{\text{сум}ik}^{ca}$ - сумарна кількість палива i-го виду (вугілля, газу, мазуту тощо), що його відпускає підприємство k-тому субабоненту, який не належить до жодного l-го підрозділу підприємства, поімен. од.;

$B_{\text{сум}i}^{нзнп}$ - сумарна кількість палива i-го виду, що накопичується на підприємстві на наступний розрахунковий період (перехідні залишки наступного періоду), поімен. од.;

$\Delta B_{\text{сум}i}^{mp}$, $\Delta B_{\text{сум}i}^{зб}$ - сумарні втрати палива i-го виду (газ, мазут тощо) під час його транспортування та в процесі зберігання на підприємстві поза межами кожного з l-их підрозділів підприємства, поімен. од.;

L - загальна кількість підрозділів підприємства.

Сумарне споживання активної електричної енергії споживачами підприємства (т у.п.) визначають за виразом

$$W_{\text{сум}}^{cn} = k_{\text{не}} \cdot \left(\sum_{l=1}^L W_{\text{сум}l}^{cn} + \sum_{k=1}^K W_{\text{сум}k}^{ca} + \Delta W_{\text{сум}.\text{нідн}}^{\text{жив}} \right), \quad (1.8)$$

де $W_{\text{сум}l}^{cn}$ - сумарна кількість активної електричної енергії, спожитої l-им підрозділом підприємства, тис. кВт·год;

$W_{сум.k}^{ca}$ - сумарна кількість активної електричної енергії, що її відпускає підприємство k-му субабоненту, який не належить до жодного l-го підрозділу підприємства, тис. кВт·год;

K – загальна кількість субабонентів, що не належать до жодного l-го підрозділу підприємства;

$\Delta W_{сум.підп}^{жив}$ - сумарні втрати активної електричної енергії в загальних мережах живлення підприємства, тис. кВт·год, визначаються за виразом

$$\Delta W_{сум.підп}^{жив} = \Delta W_{сум}^{mp} + \Delta W_{сум}^p + \Delta W_{сум}^k + \Delta W_{сум}^{pm}, \quad (1.9)$$

де $\Delta W_{сум}^{mp}$, $\Delta W_{сум}^p$, $\Delta W_{сум}^k$, $\Delta W_{сум}^{pm}$ - сумарні втрати активної електричної енергії за розрахунковий період часу в силових трансформаторах, реакторах, конденсаторних установках і розподільчих мережах, тис. кВт·год.

Сумарне споживання теплової енергії споживачами підприємства (т у.п.) обчислюють за виразом

$$Q_{сум}^{cn} = k_{nm} \cdot \left(\sum_{l=1}^L Q_{сум.l}^{cn} + \sum_{k=1}^K Q_{сум.k}^{ca} + \Delta Q_{сум.підп}^{жив} \right), \quad (1.10)$$

де $Q_{сум.l}^{cn}$ - сумарна кількість теплової енергії, яку споживає l-ий підрозділ підприємства, ГДж;

$Q_{сум.k}^{ca}$ - сумарна кількість теплової енергії, що її відпускає підприємство k-му субабоненту, який не належить до жодного l-го підрозділу підприємства, ГДж;

$\Delta Q_{сум.підп}^{жив}$ - сумарні втрати теплової енергії в загальних мережах живлення підприємства, ГДж.

Результати розрахунку витратної частини ПЕБ підприємства, що виконувався за допомогою електронних таблиць

EXCEL, зведені до таблиці 1.3, де вказані розраховані показники в поіменованих одиницях та в тонах умовного палива.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку витратної частини ПЕБ підприємства

| Показник | Результат розрахунку, поімен. од. | Результат розрахунку, т у.п. |
|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| $B_{сум}^{сн}$ (вугілля) | 104,12 т | 88,5 |
| $B_{сум}^{сн}$ (газ) | 1130 м ³ | 1299,5 |
| $B_{сум}^{сн}$ (мазут) | 484,43 т | 671,97 |
| $B_{сум}^{сн}$ (разом) | - | 2059,97 |
| $W_{сум}^{сн}$ | 219 тис. кВт·год | 26,94 |
| $Q_{сум}^{сн}$ | 7300 ГДж | 248,2 |
| $A_{сум}^{сн}$ | - | 2335,11 |

Перевіряємо виконання вимоги щодо вірогідності побудови ПЕБ за вимогами [6].

Показником вірогідності побудови ПЕБ є відхилення (нев'язка) між прибутковою та витратною його частинами, що визначається за виразом

$$\Delta = \frac{A_{сум}^n - A_{сум}^{сн}}{A_{сум}^n} \cdot 100. \quad (1.11)$$

Для прикладу, що розглядається $A_{сум}^n = 2362,84$ т у.п. (див. табл. 1.2), $A_{сум}^{сн} = 2335,11$ т у.п. (див. табл. 1.3).

$$\Delta = \frac{2362,84 - 2335,11}{2362,84} \cdot 100 = 1,17 \%$$

Таким чином, робимо висновок, що ПЕБ побудований відповідно вимогам [6] щодо вірогідності, так як $1,17\% < 5\%$.

Підвищені значення нев'язки вимагають більш ретельної перевірки тих статей балансу, фактичне значення яких може змінюватися в дуже широких межах, а також статей, визначення яких пов'язано з найбільшою похибкою. Наприклад, під час побудови фактичного ПЕБ, це можуть бути втрати від хімічної та механічної неповноти згоряння, втрати в навколишнє середовище через теплоізоляцію й, особливо, – з акумулюванням в теплоізоляцію в промислових печах [6]. Алгоритми розрахунку фактичного ПЕБ енергомістких агрегатів та аналітичного фактичного ПЕБ як підрозділу підприємства, так і підприємства в цілому, наведені в ДСТУ 4714:2007 [6].

1.3 Використання таблиць, діаграм та графіків для аналізу ПЕБ

Аналіз ПЕБ за [6] має відбуватися за такими напрямками:

- аналіз чинників, які впливають на ефективність використання ПЕР;
- аналіз динаміки та досягнутого рівня ефективності використання ПЕР;
- аналіз варіантів забезпечення підприємства ПЕР за фінансовими та екологічними критеріями;
- аналіз чинних норм і нормативів щодо використання ПЕР;
- визначення та аналіз основних енерго-економічних показників підприємства;
- аналіз технічних та економічних результатів, досягнутих завдяки підвищенню ефективності використання ПЕР.

Таблиці, діаграми та графіки дозволяють дуже наглядно ілюструвати деякі висновки аналізу.

ПЕБ у формі таблиць дає змогу одночасно порівнювати його складники як у поіменованих одиницях, так і у відсотках.

Приклад таблиці з результатами розрахунку витратної частини ПЕБ наведений у п. 1.2. Наведемо ще один приклад використання таблиць для аналізу ПЕБ. У табл. 1.4 зведені всі розрахунки ПЕБ за вихідними даними 30 варіанту (див. додаток 1.А до розділу 1) з визначенням відхилення за видами ПЕР. Аналіз таблиці показав, що відхилення в розрахунках ПЕБ за видами ПЕР в даному прикладі не перевищує 5 %.

ПЕБ у вигляді діаграм дає змогу відображати частку споживання ПЕР у відсотках. В залежності від поставленого завдання, для аналізу ПЕБ можна застосовувати такі види діаграм:

- кругові секторні діаграми (об'ємні та площинні);
- одно-смугові діаграми (об'ємні та площинні);
- балансові діаграми;
- одностовпчикові діаграми (об'ємні та площинні) тощо.

Приклади діаграм, що виконані за допомогою електронних таблиць EXCEL для результатів попереднього розрахунку, наведені на рис. 1.1 – 1.3.

Таблиця 1.4 – Подання синтетичного ПЕБ підприємства за видами ПЕР

| Частина ПЕБ | Види ПЕР | | | | | | | | | |
|-------------|-----------------|--------|----------------|--------|---------------|--------|----------------|--------|--------|-------|
| | теплова енергія | | електроенергія | | інші види ПЕР | | | | | |
| | | | | | вугілля | | газ | | мазут | |
| | ГДж | % | тис. кВт·год | % | т | % | м ³ | % | т | % |
| т у.п. | | т у.п. | | т у.п. | | т у.п. | | т у.п. | | |
| прибуткова | 7500 | 10,79 | 220 | 1,145 | 105 | 3,78 | 1125 | 54,75 | 502 | 29,53 |
| | 255 | | 27,06 | | 89,25 | | 1293,75 | | 697,8 | |
| витратна | 7300 | 10,63 | 219 | 1,154 | 104,12 | 3,79 | 1130 | 55,65 | 483,43 | 28,78 |
| | 248,2 | | 26,94 | | 88,5 | | 1299,5 | | 671,97 | |
| нев'язка | 2,67 | | 0,45 | | 0,84 | | -0,44 | | 3,70 | |



Рисунок 1.1 – Графічне зображення витратної частини ПЕБ з різними видами палива у вигляді об’ємної кругової секторної діаграми



Рисунок 1.2 – Графічне зображення прибуткової частини ПЕБ у вигляді площинної кругової секторної діаграми

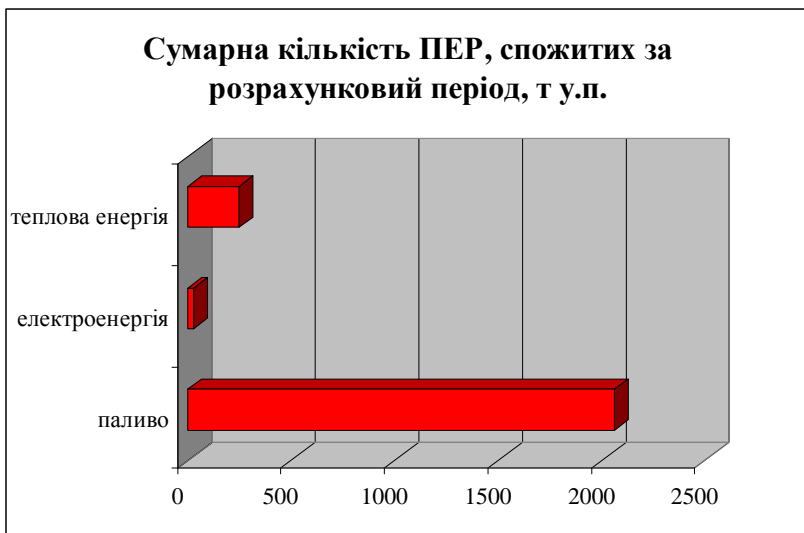


Рисунок 1.3 – Графічне зображення витратної частини ПЕБ у вигляді об’ємної лінійної діаграми

Для побудови діаграм та графіків можна використовувати не лише можливості електронних таблиць EXCEL, а також інше комп’ютерне забезпечення. Рис. 1.4 – 1.5 виконані в Microsoft Word.

Графіки дають змогу наглядно відображати динаміку споживання ПЕР. Вихідні дані 30 варіанту (див. додаток 1.Б розділу 1) для побудови графіка споживання електроенергії на підприємстві наведено у табл. 1.5.



Рисунок 1.4 – Графічне зображення витратної частини ПЕБ у вигляді площинної смугової діаграми

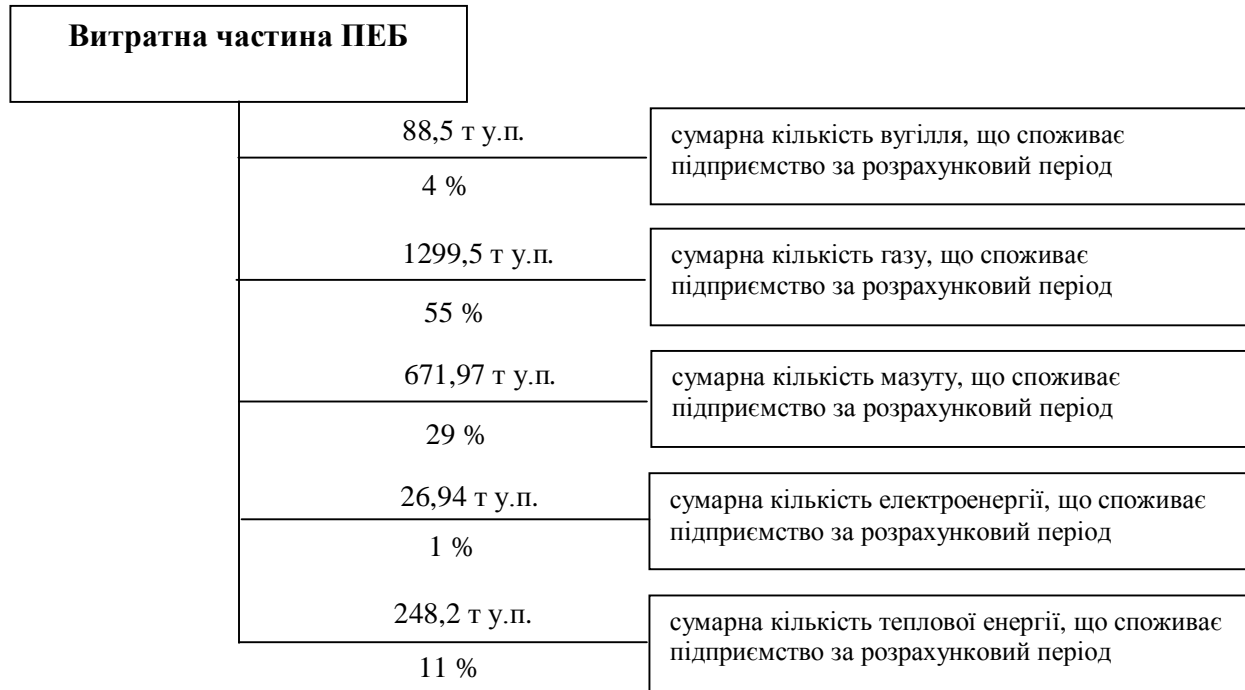


Рисунок 1.5 – Графічне зображення витратної частини ПЕБ у вигляді балансової діаграми

Таблиця 1.5 - Вихідні дані для побудови графіку споживання електроенергії на підприємстві

| Місяці року | W, тис. кВт·год |
|-------------|--------------------|
| січень | 19 |
| лютий | 18 |
| березень | 17 |
| квітень | 16 |
| травень | 18 |
| червень | 17 |
| липень | 16 |
| серпень | 19 |
| вересень | 21 |
| жовтень | 22 |
| листопад | 17 |
| грудень | 19 |
| всього | 219 |

На рис. 1.6 наведений графік динаміки споживання електроенергії підприємством за місяцями року. Графік побудований за допомогою електронних таблиць EXCEL.

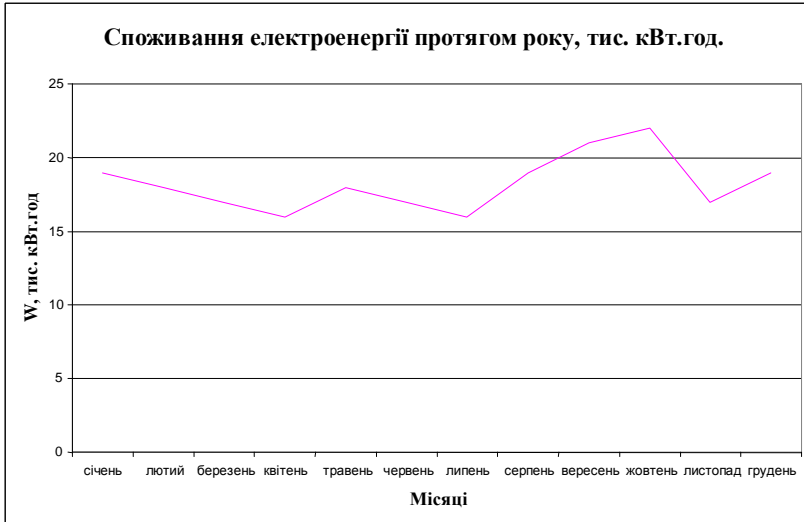


Рисунок 1.6 - Графік динаміки споживання електроенергії підприємством за місяцями року

1.4 Визначення основних енерго-економічних показників підприємства

Основні енерго-економічні показники підприємства та розрахункові формули для їх визначення рекомендовані [6].

Енергооснащеність праці (т у.п./люд.) визначається за виразом

$$K_{ен} = \frac{A_{сум}^{сп}}{M_{нвп}}, \quad (1.12)$$

де $M_{нвп}$ - чисельність виробничого персоналу підприємства, люд.

Електрооснащеність праці (тис. кВт.год/люд.) визначається за виразом

$$K_{ел} = \frac{W_{сум}^{сн}}{M_{пвп}}. \quad (1.13)$$

Енергомiсткiсть основних виробничих фондiв (т у.п./тис. грн.) визначається за виразом

$$K_{ен}^{\phi} = \frac{A_{сум}^{сн}}{C_{овф}}, \quad (1.14)$$

де $C_{овф}$ - вартiсть основних виробничих фондiв, тис.грн.

Електромiсткiсть основних виробничих фондiв (тис. кВт·год/тис. грн.) визначається за виразом

$$K_{ел}^{\phi} = \frac{W_{сум}^{сн}}{C_{овф}}. \quad (1.15)$$

Енергомiсткiсть продукцiї (т у.п./тис. грн.) визначається за виразом

$$K_{ен}^n = \frac{A_{сум}^{сн}}{C_n}, \quad (1.16)$$

де C_n - випуск товарної продукцiї, тис. грн.

Електромiсткiсть продукцiї (тис. кВт·год/тис. грн.) визначається за виразом

$$K_{ел}^n = \frac{W_{сум}^{сн}}{C_n} \quad (1.17)$$

Тепломiсткiсть продукцiї (ГДж/тис. грн.) визначається за виразом

$$K_{мен}^n = \frac{Q_{сум}^{сн}}{C_n} \quad (1.18)$$

Результати розрахунків основних енерго-економічних показників підприємства з наведеного прикладу зведені до табл.1.6.

Таблиця 1.6 - Результати розрахунків основних енерго-економічних показників підприємства

| Показник | Результат розрахунку |
|---|---|
| Енергооснащеність праці, т у.п./люд. | $K_{ен} = 2335,11 / 1000 = 2,34$ |
| Електрооснащеність праці, тис. кВт·год/люд. | $K_{ел} = 219 / 1000 = 0,22$ |
| Енергомісткість основних виробничих фондів, т у.п./тис. грн. | $K_{ен}^{\phi} = 2335,11 / 3000 = 0,78$ |
| Електромісткість основних виробничих фондів, тис. кВт·год/тис. грн. | $K_{ел}^{\phi} = 219 / 3000 = 0,07$ |
| Енергомісткість продукції, т у.п./тис. грн. | $K_{ен}^n = 2335,11 / 5000 = 0,47$ |
| Електромісткість продукції, тис. кВт·год/тис. грн. | $K_{ел}^n = 219 / 5000 = 0,04$ |
| Тепломісткість продукції, ГДж/тис. грн. | $K_{мен}^n = 7300 / 5000 = 1,46$ |

Аналіз наведених аналітичних виразів дозволяє зробити висновок, що не тільки енергоощадні заходи дозволяють покращити основні енергоекономічні показники, але й підвищення продуктивності праці та збільшення виходу готової продукції.

Питання для самоконтролю

1. Яка основна мета енергетичного аудиту?
2. Що означає термін «паливно-енергетичний баланс»? Які складові паливно-енергетичного балансу?
3. Які існують види паливно-енергетичних балансів?
4. Що таке аналітичний паливно-енергетичний баланс?
5. Що таке синтетичний паливно-енергетичний баланс?
6. Що означають аббревіатури ПЕР, ПЕБ, СЕМ?
7. Що є джерелами інформації для побудови ПЕБ та його аналізу?
8. Що є показником вірогідності побудови ПЕБ?
9. Що означає термін «умовне паливо»? Чому дорівнює розрахункова теплота згоряння умовного палива?
10. Що характеризує прибуткова частина ПЕБ підприємства?
11. Що характеризує витратна частина ПЕБ підприємства?
12. За якими напрямками має відбуватися аналіз ПЕБ?
13. Які види діаграм можна використовувати для ілюстрування результатів аналізу ПЕБ?
14. Які основні енерго-економічні показники підприємства?
15. Від чого залежать енергооснащеність та електрооснащеність праці?
16. За якими виразами визначають енергомісткість та електромісткість продукції?
17. Від чого залежать енергомісткість, електромісткість та тепломісткість продукції?
18. Яка розмірність електрооснащеності праці?
19. Яка розмірність електромісткості продукції?

ДОДАТОК 1.А
ВАРІАНТИ ВИХІДНИХ ДАНИХ ДЛЯ ПОБУДОВИ ТА АНАЛІЗУ ПЕБ

Таблиця 1.А.1 – Варіанти 1-10

| Варіант | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|--|----------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|
| Показник | | | | | | | | | | | |
| Сумарна кількість палива, отриманого від сторонніх постачальників | вугілля, т | 138 | 136 | 129 | 229 | 139 | 229 | 224 | 120 | 138 | 350 |
| | газу, м ³ | 910 | 912 | 905 | 905 | 915 | 1500 | 1506 | 910 | 915 | 1536 |
| | мазуту, т | 423 | 423 | 523 | 523 | 423 | 523 | 530 | 520 | 423 | 410 |
| Сумарна кількість палива, отриманого від власних джерел | вугілля, т | 24 | 24 | 20 | 0 | 24 | 0 | 0 | 10 | 24 | 0 |
| | газу, м ³ | 205 | 205 | 205 | 205 | 210 | 0 | 10 | 210 | 210 | 10 |
| | мазуту, т | 11 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 10 | 12 | 12 |
| Сумарна кількість палива, що залишилася в розпорядженні підприємства з попереднього розрахункового періоду (перехідні залишки попереднього періоду) | вугілля, т | 31 | 31 | 31 | 10 | 31 | 10 | 10 | 20 | 31 | 10 |
| | газу, м ³ | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 220 | 220 | 30 | 22 | 222 |
| | мазуту, т | 64 | 64 | 60 | 60 | 64 | 60 | 60 | 60 | 64 | 60 |
| Сумарні втрати палива під час його передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку ПЕР і подані стороннім постачальником ПЕР | газу, м ³ | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 120 | 20 | 15 | 12 | 20 |
| | мазуту, т | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Сумарна кількість активної електричної енергії, отриманої від сторонніх постачальників, тис. кВт·год | | 23050 | 23050 | 22050 | 21050 | 22050 | 21050 | 24050 | 2000 | 22050 | 24050 |

Продовження табл. 1.А.1

| Показник | Варіант | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|
| Сумарна кількість активної електричної енергії, отриманої від власних джерел, тис. кВт·год | | 1050 | 1050 | 1050 | 1050 | 1050 | 1050 | 1150 | 100 | 1050 | 1150 |
| Сумарні втрати активної електричної енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальникам електричної енергії, тис. кВт·год | | 1018 | 1008 | 1008 | 1008 | 1008 | 1008 | 1018 | 100 | 1008 | 1018 |
| Сумарна кількість теплової енергії, отриманої від сторонніх постачальників, ГДж (Гкал) | | 5060 | 5060 | 4062 | 4062 | 5062 | 4062 | 4075 | 5000 | 5062 | 4075 |
| Сумарна кількість теплової енергії, отриманої від власних джерел, ГДж (Гкал) | | 2020 | 2020 | 2020 | 2020 | 2020 | 2020 | 2020 | 2000 | 2020 | 2020 |
| Сумарні втрати теплової енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальникам теплової енергії, ГДж (Гкал) | | 530 | 530 | 530 | 530 | 530 | 530 | 530 | 500 | 530 | 530 |
| Сумарна кількість активної електричної енергії, споживаної І-им підрозділом підприємства, тис. кВт·год | | 7020 | 7020 | 7030 | 7030 | 7030 | 7030 | 7430 | 600 | 7030 | 7430 |

Продовження табл. 1.А.1

| Показник | | Варіант | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|--|-----------------------------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Сумарна кількість активної електричної енергії, що відпускається підприємством к-му субабоненту, яке не належить до жодного І-го підрозділу підприємства, тис. кВт·год | | | 2040 | 1040 | 1040 | 1040 | 1040 | 1040 | 1140 | 100 | 1040 | 1140 |
| Сумарні втрати активної електричної енергії за розрахунковий період часу, тис. кВт·год. | в силових трансформаторах | | 203 | 203 | 203 | 203 | 203 | 203 | 210 | 20 | 203 | 210 |
| | в реакторах | | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 145 | 10 | 140 | 145 |
| | в конденсаторних установках | | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 110 | 10 | 120 | 110 |
| | в розподільчих мережах | | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 340 | 30 | 350 | 340 |
| Сумарна кількість теплової енергії, яку споживає І-ий підрозділ підприємства, ГДж | | | 2190 | 2090 | 1700 | 1700 | 2080 | 1700 | 1708 | 2000 | 2080 | 1708 |
| Сумарна кількість теплової енергії, що її відпускає підприємство к-му субабоненту, який не належить до жодного І-го підрозділу підприємства, ГДж | | | 500 | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 | 510 | 500 | 520 | 510 |
| Сумарні втрати теплової енергії в загальних мережах живлення підприємства, ГДж | | | 320 | 320 | 320 | 320 | 320 | 320 | 320 | 300 | 320 | 320 |
| Сумарна кількість палива, що його споживає І-ий підрозділ підприємства, т у.п. | вугілля | | 36 | 33 | 33 | 49 | 37 | 52 | 45 | 28 | 34 | 80 |
| | газу | | 342 | 342 | 342 | 342 | 342 | 512 | 529 | 350 | 342 | 542 |
| | мазуту | | 159 | 160 | 211 | 212 | 158 | 210 | 209 | 205 | 161 | 151 |

Продовження табл. 1.А.1

| Варіант | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|
| Показник | | | | | | | | | | | |
| Сумарна кількість палива, що відпускається підприємством к-тому субабоненту, який не належить до жодного І-го підрозділу підприємства | вугілля, т | 40 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 15 | 23 | 23 |
| | газу, м3 | 100 | 50 | 50 | 50 | 50 | 150 | 150 | 55 | 50 | 150 |
| | мазуту, т | 70 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 |
| Сумарна кількість палива, що накопичується на підприємстві на наступний розрахунковий період (перехідні залишки наступного періоду) | вугілля, т | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 17 | 20 | 20 |
| | газу, м3 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 120 | 114 | 114 |
| | мазуту, т | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 |
| Сумарні втрати палива під час його транспортування | газу, м3 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 14 | 10 | 10 |
| | мазуту, т | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Сумарні втрати палива в процесі зберігання на підприємстві поза межами кожного з І-их підрозділів підприємства | газу, м3 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 30 | 30 | 25 | 20 | 30 |
| | мазуту, т | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| Загальна кількість підрозділів підприємства | | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Загальна кількість субабонентів, що не належать до жодного І-го підрозділу підприємства | | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Чисельність виробничого персоналу підприємства, люд. | | 1200 | 1200 | 1250 | 1500 | 1250 | 500 | 500 | 1100 | 1250 | 500 |
| Вартість основних виробничих фондів, тис. грн. | | 4000 | 4500 | 5500 | 5500 | 5500 | 5500 | 5500 | 4000 | 5500 | 5500 |
| Обсяг випуску товарної продукції, тис. грн. | | 10500 | 10000 | 15000 | 25000 | 15000 | 25000 | 25000 | 9000 | 15000 | 25000 |

Таблиця 1.А.2 – Варіанти 11-20

| Варіант | | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|--|----------------------|-------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Показник | | | | | | | | | | | |
| Сумарна кількість палива, отриманого від сторонніх постачальників | вугілля, т | 120 | 98 | 132 | 136 | 309 | 348 | 309 | 119 | 350 | 1510 |
| | газу, м ³ | 900 | 900 | 905 | 912 | 1300 | 1540 | 905 | 910 | 1590 | 1566 |
| | мазуту, т | 450 | 450 | 402 | 403 | 403 | 410 | 403 | 410 | 390 | 411 |
| Сумарна кількість палива, отриманого від власних джерел | вугілля, т | 20 | 0 | 20 | 24 | 0 | 2 | 0 | 20 | 0 | 0 |
| | газу, м ³ | 200 | 200 | 205 | 205 | 0 | 10 | 205 | 200 | 10 | 10 |
| | мазуту, т | 10 | 0 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 10 | 12 | 12 |
| Сумарна кількість палива, що залишилася в розпорядженні підприємства з попереднього розрахункового періоду (перехідні залишки попереднього періоду) | вугілля, т | 30 | 10 | 31 | 31 | 10 | 10 | 10 | 30 | 10 | 100 |
| | газу, м ³ | 20 | 20 | 22 | 22 | 220 | 222 | 22 | 20 | 222 | 222 |
| | мазуту, т | 60 | 50 | 60 | 64 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| Сумарні втрати палива під час його передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку ПЕР і подані стороннім постачальником ПЕР | газу, м ³ | 10 | 5 | 12 | 12 | 120 | 20 | 12 | 10 | 20 | 20 |
| | мазуту, т | 12 | 2 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Сумарна кількість активної електричної енергії, отриманої від сторонніх постачальників, тис. кВт·год | | 20000 | 190 | 22050 | 21170 | 21050 | 24050 | 21050 | 21960 | 29050 | 28050 |

Продовження табл. 1.А.2

| Показник | Варіант | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|---|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Сумарна кількість активної електричної енергії, отриманої від власних джерел, тис. кВт·год | | 1000 | 10 | 1050 | 1050 | 1050 | 1150 | 1050 | 1000 | 0 | 0 |
| Сумарні втрати активної електричної енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальникам електричної енергії, тис. кВт·год | | 1000 | 10 | 1008 | 1008 | 1008 | 1018 | 1008 | 1000 | 1000 | 1000 |
| Сумарна кількість теплової енергії, отриманої від сторонніх постачальників, ГДж (Гкал) | | 5000 | 5000 | 4062 | 5090 | 4062 | 4075 | 4062 | 5000 | 4075 | 4075 |
| Сумарна кількість теплової енергії, отриманої від власних джерел, ГДж (Гкал) | | 2000 | 2000 | 2020 | 2020 | 2020 | 2020 | 2020 | 2000 | 2020 | 2020 |
| Сумарні втрати теплової енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальникам теплової енергії, ГДж (Гкал) | | 500 | 500 | 530 | 530 | 530 | 530 | 530 | 500 | 530 | 530 |
| Сумарна кількість активної електричної енергії, споживаної I-им підрозділом підприємства, тис. кВт·год | | 7000 | 60 | 7030 | 7020 | 7030 | 7430 | 7030 | 7000 | 8000 | 8000 |

Продовження табл. 1.А.2

| Варіант | | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|---|-----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Показник | | | | | | | | | | | |
| Сумарна кількість активної електричної енергії, що відпускається підприємством к-му субабоненту, який не належить до жодного І-го підрозділу підприємства, тис. кВт·год | | 1000 | 10 | 1040 | 1040 | 1040 | 1140 | 1040 | 1000 | 2140 | 2140 |
| Сумарні втрати активної електричної енергії за розрахунковий період часу, тис. кВт·год. | в силових трансформаторах | 200 | 2 | 203 | 203 | 203 | 210 | 203 | 200 | 210 | 210 |
| | в реакторах | 100 | 1 | 140 | 140 | 140 | 145 | 140 | 100 | 145 | 145 |
| | в конденсаторних установках | 100 | 1 | 120 | 120 | 120 | 110 | 120 | 100 | 110 | 110 |
| | в розподільчих мережах | 300 | 3 | 350 | 350 | 350 | 340 | 350 | 300 | 340 | 340 |
| Сумарна кількість теплової енергії, яку споживає І-ий підрозділ підприємства, ГДж | | 2000 | 2000 | 1700 | 2090 | 1700 | 1708 | 1700 | 2000 | 1708 | 1708 |
| Сумарна кількість теплової енергії, що відпускається підприємством к-му субабоненту, який не належить до жодного І-го підрозділу підприємства, ГДж | | 500 | 500 | 520 | 520 | 520 | 510 | 520 | 500 | 510 | 510 |
| Сумарні втрати теплової енергії в загальних мережах живлення підприємства, ГДж | | 300 | 300 | 320 | 320 | 320 | 320 | 320 | 300 | 320 | 320 |
| Сумарна кількість палива, що його споживає І-ий підрозділ підприємства, т у.п. | вугілля | 30 | 21 | 33 | 33 | 70 | 80 | 70 | 30 | 80 | 380 |
| | газу | 340 | 345 | 342 | 342 | 442 | 542 | 342 | 340 | 542 | 542 |
| | мазуту | 175 | 167 | 151 | 151 | 151 | 151 | 151 | 150 | 151 | 151 |

Продовження табл. 1.А.2

| Варіант | | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|---|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Показник | | | | | | | | | | | |
| Сумарна кількість палива, що відпускається підприємством к-тому субабоненту, який не належить до жодного І-го підрозділу підприємства | вугілля, т | 20 | 10 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 20 | 23 | 123 |
| | газу, м3 | 50 | 50 | 50 | 50 | 150 | 150 | 50 | 50 | 150 | 150 |
| | мазуту, т | 34 | 30 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 |
| Сумарна кількість палива, що накопичується на підприємстві на наступний розрахунковий період (перехідні залишки наступного періоду) | вугілля, т | 20 | 10 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| | газу, м3 | 110 | 100 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 110 | 114 | 114 |
| | мазуту, т | 57 | 50 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 |
| Сумарні втрати палива під час його транспортування | газу, м3 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| | мазуту, т | 15 | 11 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Сумарні втрати палива в процесі зберігання на підприємстві поза межами кожного з І-их підрозділів підприємства | газу, м3 | 20 | 20 | 20 | 20 | 30 | 30 | 20 | 20 | 30 | 30 |
| | мазуту, т | 6 | 2 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| Загальна кількість підрозділів підприємства | | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Загальна кількість субабонентів, що не належать до жодного І-го підрозділу підприємства | | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Чисельність виробничого персоналу підприємства, люд. | | 1200 | 1000 | 1250 | 1200 | 500 | 500 | 1500 | 1200 | 500 | 500 |
| Вартість основних виробничих фондів, тис. грн. | | 4500 | 3000 | 5500 | 4500 | 5500 | 5500 | 5500 | 4500 | 5500 | 5500 |
| Обсяг випуску товарної продукції, тис. грн. | | 10000 | 5000 | 15000 | 10000 | 25000 | 25000 | 25000 | 10000 | 25000 | 25000 |

Таблиця 1.А.3 - Варіанти 21-30

| Варіант | | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
|--|----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Показник | | | | | | | | | | | |
| Сумарна кількість палива, отримано-го від сторонніх постачальників | вугілля, т | 95 | 110 | 1310 | 128 | 335 | 344 | 118 | 127 | 110 | 95 |
| | газу, м ³ | 904 | 910 | 1616 | 914 | 1546 | 1596 | 910 | 900 | 910 | 900 |
| | мазуту, т | 451 | 450 | 430 | 403 | 402 | 530 | 490 | 510 | 460 | 450 |
| Сумарна кількість палива, отримано-го від власних джерел | вугілля, т | 0 | 10 | 0 | 24 | 0 | 0 | 20 | 20 | 10 | 0 |
| | газу, м ³ | 200 | 210 | 10 | 205 | 10 | 10 | 200 | 200 | 210 | 200 |
| | мазуту, т | 0 | 10 | 12 | 12 | 12 | 12 | 10 | 10 | 10 | 0 |
| Сумарна кількість палива, що зали-шилася в розпорядженні підприєм-ства з попереднього розрахункового періоду (перехідні залишки попере-днього періоду) | вугілля, т | 10 | 20 | 100 | 31 | 10 | 10 | 30 | 30 | 20 | 10 |
| | газу, м ³ | 20 | 30 | 222 | 22 | 222 | 220 | 20 | 20 | 30 | 20 |
| | мазуту, т | 50 | 60 | 60 | 64 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 50 |
| Сумарні втрати палива під час його передавання, що не враховані вимі-рювальними приладами комерційно-го обліку ПЕР і подані стороннім постачальником ПЕР | газу, м ³ | 5 | 15 | 20 | 12 | 20 | 20 | 10 | 10 | 15 | 5 |
| | мазуту, т | 2 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 2 |
| Сумарна кількість активної електричної енергії, отриманої від сторонніх постачальників, тис. кВт·год | | 190 | 1900 | 30050 | 23050 | 28050 | 24050 | 22000 | 21000 | 1800 | 200 |

Продовження табл. 1.А.3

| Показник | Варіант | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
|---|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Сумарна кількість активної електричної енергії, отриманої від власних джерел, тис. кВт·год | | 10 | 100 | 0 | 1050 | 0 | 1150 | 1000 | 1000 | 100 | 10 |
| Сумарні втрати активної електричної енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальникам електричної енергії, тис. кВт·год | | 10 | 100 | 1000 | 1008 | 1000 | 1018 | 1000 | 1000 | 100 | 10 |
| Сумарна кількість теплової енергії, отриманої від сторонніх постачальників, ГДж (Гкал) | | 5000 | 5000 | 4175 | 4860 | 4075 | 4075 | 5000 | 5000 | 5000 | 5000 |
| Сумарна кількість теплової енергії, отриманої від власних джерел, ГДж (Гкал) | | 2000 | 2100 | 2020 | 2020 | 2020 | 2020 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| Сумарні втрати теплової енергії під час передавання, що не враховані вимірювальними приладами комерційного обліку й подані стороннім постачальникам теплової енергії, ГДж (Гкал) | | 500 | 500 | 530 | 530 | 530 | 530 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Сумарна кількість активної електричної енергії, споживаної І-им підрозділом підприємства, тис. кВт·год | | 60 | 600 | 13000 | 7020 | 8000 | 7430 | 7000 | 7000 | 600 | 64 |

Продовження табл. 1.А.3

| Варіант | | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
|---|-----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Показник | | | | | | | | | | | |
| Сумарна кількість активної електричної енергії, що відпускається підприємством к-му субабоненту, який не належить до жодного І-го підрозділу підприємства, тис. кВт-год | | 10 | 100 | 2140 | 2040 | 2140 | 1140 | 1000 | 1000 | 100 | 10 |
| Сумарні втрати активної електричної енергії за розрахунковий період часу, тис. кВт-год. | в силових трансформаторах | 2 | 20 | 210 | 203 | 210 | 210 | 200 | 200 | 20 | 2 |
| | в реакторах | 1 | 10 | 145 | 140 | 145 | 145 | 100 | 100 | 10 | 1 |
| | в конденсаторних установках | 1 | 10 | 110 | 120 | 110 | 110 | 100 | 100 | 10 | 1 |
| | в розподільчих мережах | 3 | 30 | 340 | 350 | 340 | 340 | 300 | 300 | 30 | 3 |
| Сумарна кількість теплової енергії, яку споживає І-ий підрозділ підприємства, ГДж | | 2000 | 2000 | 2708 | 2090 | 1708 | 1708 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| Сумарна кількість теплової енергії, що відпускається підприємством к-му субабоненту, який не належить до жодного І-го підрозділу підприємства, ГДж | | 500 | 500 | 510 | 500 | 510 | 510 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Сумарні втрати теплової енергії в загальних мережах живлення підприємства, ГДж | | 300 | 300 | 320 | 320 | 320 | 320 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Сумарна кількість палива, що його споживає І-ий підрозділ підприємства, т у.п. | вугілля | 21 | 25 | 480 | 33 | 80 | 80 | 30 | 32 | 25 | 21 |
| | газу | 345 | 350 | 842 | 342 | 542 | 542 | 340 | 340 | 350 | 345 |
| | мазуту | 167 | 175 | 251 | 151 | 151 | 191 | 190 | 195 | 175 | 167 |

Продовження табл. 1.А.3

| Варіант | | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
|---|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Показник | | | | | | | | | | | |
| Сумарна кількість палива, що відпускається підприємством к-тому субабоненту, який не належить до жодного І-го підрозділу підприємства | вугілля, т | 10 | 15 | 123 | 40 | 23 | 23 | 20 | 20 | 15 | 10 |
| | газу, м3 | 50 | 55 | 150 | 100 | 150 | 150 | 50 | 50 | 55 | 50 |
| | мазуту, т | 30 | 34 | 34 | 70 | 34 | 54 | 34 | 34 | 34 | 30 |
| Сумарна кількість палива, що накопичується на підприємстві на наступний розрахунковий період (перехідні залишки наступного періоду) | вугілля, т | 10 | 17 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 17 | 10 |
| | газу, м3 | 100 | 120 | 114 | 114 | 114 | 114 | 110 | 110 | 120 | 100 |
| | мазуту, т | 50 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 50 |
| Сумарні втрати палива під час його транспортування | газу, м3 | 10 | 14 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 14 | 10 |
| | мазуту, т | 11 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 11 |
| Сумарні втрати палива в процесі зберігання на підприємстві поза межами кожного з І-их підрозділів підприємства | газу, м3 | 20 | 25 | 30 | 20 | 30 | 30 | 20 | 20 | 25 | 20 |
| | мазуту, т | 2 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 2 |
| Загальна кількість підрозділів підприємства | | 3 | 3 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Загальна кількість субабонентів, що не належать до жодного І-го підрозділу підприємства | | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Чисельність виробничого персоналу підприємства, люд | | 1000 | 1100 | 500 | 1200 | 600 | 500 | 1200 | 1200 | 1100 | 1000 |
| Вартість основних виробничих фондів, тис. грн. | | 3000 | 4000 | 5500 | 4500 | 5500 | 5500 | 4500 | 4500 | 4000 | 3000 |
| Обсяг випуску товарної продукції, тис. грн. | | 5000 | 9500 | 25000 | 10000 | 20000 | 25000 | 10000 | 10000 | 9000 | 5000 |

ДОДАТОК 1.Б
ВАРІАНТИ ВИХІДНИХ ДАНИХ ДЛЯ ПОБУДОВИ ГРАФІКУ ДИНАМІКИ СПОЖИВАННЯ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПІДПРИЄМСТВОМ ЗА МІСЯЦЯМИ РОКУ

Таблиця 1.Б.1 – Варіанти 1-15

| Вар. Міс. | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|-----|------|------|------|----|------|------|------|
| 1 | 2010 | 1800 | 1700 | 1800 | 2100 | 2400 | 1900 | 180 | 2000 | 2100 | 2100 | 15 | 1900 | 1900 | 1700 |
| 2 | 2005 | 1700 | 1800 | 1600 | 2190 | 2500 | 2100 | 190 | 2100 | 2200 | 1800 | 17 | 1800 | 1700 | 1800 |
| 3 | 1980 | 2400 | 2300 | 2100 | 2300 | 2500 | 2100 | 170 | 1900 | 2300 | 1700 | 16 | 2000 | 2100 | 1900 |
| 4 | 1760 | 2200 | 2100 | 2400 | 1900 | 1900 | 2190 | 160 | 1800 | 2200 | 1900 | 19 | 2100 | 2200 | 2100 |
| 5 | 1990 | 2100 | 2300 | 2190 | 1800 | 1700 | 2300 | 150 | 1700 | 2100 | 1800 | 14 | 1500 | 2300 | 2200 |
| 6 | 2100 | 2300 | 2170 | 2170 | 1700 | 1600 | 2200 | 140 | 1800 | 2100 | 2200 | 15 | 2200 | 2000 | 2100 |
| 7 | 2500 | 1800 | 2460 | 2300 | 1600 | 1500 | 2100 | 190 | 1900 | 2200 | 2300 | 16 | 2100 | 1900 | 2300 |
| 8 | 2200 | 1780 | 1980 | 1800 | 1800 | 1800 | 2190 | 180 | 1980 | 2000 | 2000 | 18 | 2000 | 1800 | 2100 |
| 9 | 1600 | 1690 | 1970 | 1700 | 1900 | 1580 | 2080 | 160 | 2100 | 2100 | 1900 | 19 | 2000 | 1900 | 2000 |
| 10 | 1600 | 2330 | 2080 | 1600 | 2100 | 1700 | 2180 | 190 | 2200 | 1900 | 1800 | 17 | 2100 | 2000 | 1900 |
| 11 | 1780 | 1800 | 1700 | 1900 | 2200 | 2300 | 1800 | 180 | 2300 | 2100 | 2000 | 20 | 2200 | 2100 | 1800 |
| 12 | 2388 | 2053 | 1423 | 2423 | 2393 | 2503 | 2235 | 180 | 2203 | 2075 | 2200 | 21 | 2083 | 2053 | 2083 |

Таблиця 1.Б.2 – Варіанти 16-30

| Вар. Міс. | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
|--------------|------|------|------|------|------|----|-----|------|------|------|------|------|------|-----|----|
| 1 | 2100 | 1600 | 1700 | 2300 | 2700 | 17 | 170 | 2700 | 1900 | 2400 | 2100 | 1700 | 2100 | 180 | 19 |
| 2 | 2000 | 1700 | 1800 | 2400 | 2800 | 18 | 180 | 2800 | 1960 | 2300 | 2200 | 1800 | 2200 | 150 | 18 |
| 3 | 2200 | 2300 | 1900 | 2500 | 2500 | 19 | 190 | 2900 | 1700 | 2500 | 2300 | 1900 | 2100 | 160 | 17 |
| 4 | 2300 | 2100 | 2000 | 2600 | 2600 | 20 | 150 | 2700 | 1600 | 2600 | 2400 | 1900 | 2000 | 170 | 16 |
| 5 | 1900 | 2000 | 2100 | 2400 | 2300 | 21 | 150 | 2600 | 2000 | 2700 | 2100 | 1900 | 1900 | 160 | 18 |
| 6 | 1800 | 2200 | 1800 | 2470 | 2100 | 17 | 160 | 2500 | 2100 | 2600 | 1900 | 2000 | 1800 | 190 | 17 |
| 7 | 1900 | 2100 | 1700 | 2300 | 2100 | 15 | 170 | 2400 | 2200 | 2500 | 1800 | 2100 | 1700 | 170 | 16 |
| 8 | 2100 | 2000 | 1900 | 2490 | 2000 | 14 | 180 | 2700 | 2300 | 2400 | 2300 | 2100 | 1700 | 200 | 19 |
| 9 | 2200 | 1900 | 2200 | 2100 | 2000 | 14 | 190 | 2800 | 2000 | 2200 | 2300 | 2000 | 1900 | 180 | 21 |
| 10 | 2300 | 2300 | 2300 | 2460 | 2500 | 16 | 190 | 2900 | 1890 | 2100 | 2000 | 2100 | 1900 | 190 | 22 |
| 11 | 2300 | 1900 | 1900 | 2500 | 2700 | 17 | 170 | 2000 | 1900 | 2400 | 2000 | 2000 | 2000 | 160 | 17 |
| 12 | 2275 | 1883 | 2400 | 2565 | 2785 | 19 | 170 | 2085 | 2363 | 2385 | 1975 | 2200 | 2400 | 160 | 19 |

2 ОЦІНЮВАННЯ ПОТЕНЦІАЛУ ЕНЕРГООЩАДНОСТІ СИСТЕМ ОСВІТЛЕННЯ В АПК

Наведені приклади розрахунків під час ЕА систем освітлення приміщень АПК для зменшення витрат ПЕР при забезпеченні нормованої оптимальної освітленості робочої поверхні.

2.1 Вихідні дані для оцінювання потенціалу енергоощадності системи освітлення

Для оцінювання потенціалу енергоощадності системи освітлення об'єкта аудиту збирають наступну інформацію про:

- розміри та характеристики поверхонь приміщення;
- тип, кількість, потужність джерел штучного освітлення;
- рік встановлення та кількість годин використання на рік джерел штучного освітлення;
- середній фактичний строк служби джерел штучного освітлення у приміщенні;
- нормовану та фактичну освітленість робочої поверхні приміщення;
- фактичну періодичність технічного обслуговування (ТО) джерел штучного освітлення у приміщенні;
- якість електричної енергії в мережі електропостачання системи освітлення тощо.

Приклад 2.1. Розглянемо приклад розрахунків під час ЕА системи освітлення тваринницького приміщення за такими вихідними даними:

- розміри стійлового приміщення корівника 15x96x3 м, стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли;
- використовуються 100 світильників ЛСП13 2x65-003 (ККД - 70 %, габаритні розміри 1546x480x156 мм [8]), в кожному з яких встановлені по дві лампи типу ЛД 65 (потужність $P=65$ Вт, світловий потік $F=4000$ лм, тривалість роботи $T=13000$ годин, довжина лампи 1500 мм, тип цоколя G13d/35 [8]);

- ПРА електромагнітна;
- кількість годин використання ламп на рік 700 [9];
- норма штучної освітленості люмінесцентними лампами (ЛЛ) робочій поверхні приміщення 75 лк [10];
- концентрація пилу в приміщенні 15 мг/м³;
- усталене відхилення напруги на вводі в будівлю +4 %.

2.2 Перевірка відповідності фактичної освітленості приміщення АПК нормативній

Для розрахункової перевірки відповідності фактичної освітленості E_{ϕ} (лк) прийнятим нормативам застосуємо метод коефіцієнта використання, який придатний для розрахунку загального рівномірного освітлення горизонтальних поверхонь [8]. Освітленість визначається за виразом

$$E_{\phi} = \frac{n \cdot \Phi \cdot U_{oy} \cdot \eta}{S \cdot K_3 \cdot z}, \quad (2.1)$$

де n – кількість ламп, шт.;

Φ – світловий потік кожної лампи, лм;

η – ККД світильника (відношення світлового потоку світильника, що працює в даних умовах, до світлового потоку лампи, що в ньому встановлена);

S – площа приміщення, м²;

K_3 – коефіцієнт запасу ($K_3=1,15$ для ЛР; $K_3=1,3$ для розрядних ламп [10]);

z – коефіцієнт, що характеризує нерівномірність освітлення ($z=1,15$ для ЛР та ДРЛ; $z=1,1$ для ЛЛ при $L \leq 0,5 \cdot h_p$, де L – відстань між світильниками, м; h_p – розрахункова висота підвісу світильників, м);

U_{oy} – коефіцієнт використання світлового потоку, який визначають за рис. 2.1 в залежності від індексу приміщення.

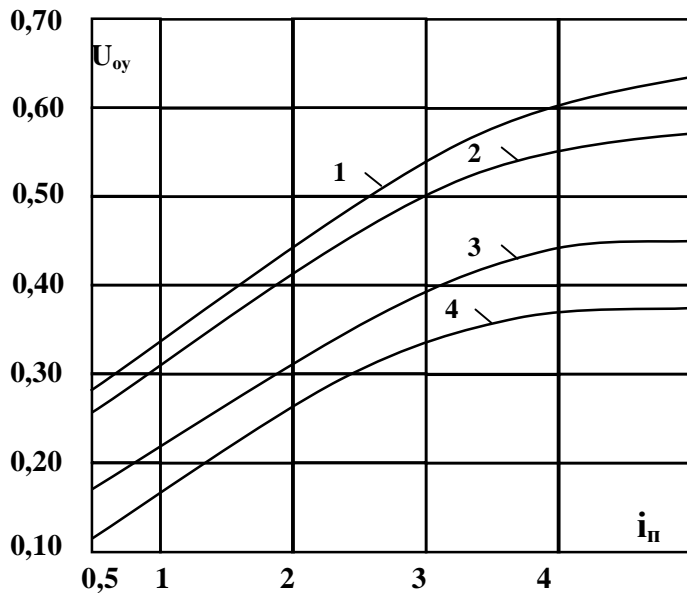


Рисунок 2.1 – Графіки залежності коефіцієнта використання світлового потоку від індексу приміщення i_n при різних коефіцієнтах відбиття стелі (ρ_n), стін (ρ_c), підлоги (ρ_p):

1 – при $\rho_n = 0,7$; $\rho_c = 0,5$; $\rho_p = 0,3$;

2 – при $\rho_n = 0,7$; $\rho_c = 0,5$; $\rho_p = 0,1$;

3 – при $\rho_n = 0,5$; $\rho_c = 0,3$; $\rho_p = 0,1$;

4 – при $\rho_n = 0,3$; $\rho_c = 0,1$; $\rho_p = 0,1$.

Індекс приміщення визначається за виразом

$$i_n = \frac{A \cdot B}{h_p \cdot (A + B)}, \quad (2.2)$$

де A – довжина приміщення, м;

B – ширина приміщення, м;

h_p – розрахункова висота підвісу світильників, м, що визначається за виразом

$$h_p = h_n - h_c, \quad (2.3)$$

де h_n – висота приміщення, м;
 h_c – висота звису світильників, м.

$$h_p = 3 - 0,3 = 2,7 \text{ м.}$$

Звідси

$$i_n = \frac{15 \cdot 96}{2,7 \cdot (15 + 96)} = 4,8.$$

Приблизні значення коефіцієнтів відбиття стін ρ_c та стелі ρ_n наведені в табл. 2.1. Коефіцієнт відбиття підлоги ρ_p , як правило, приймають рівним 0,1.

Таблиця 2.1 - Приблизні значення коефіцієнтів відбиття стін ρ_c та стелі ρ_n [8]

| Поверхня відбиття | Коефіцієнт відбиття |
|---|---------------------|
| Побілена стеля, побілені стіни з вікнами, які закрити білими шторами | 0,7 |
| Побілені стіни при вікнах без занавісок, побілена стеля в сирих приміщеннях, чиста бетонна стеля та світла дерев'яна стеля | 0,5 |
| Бетонна стеля в брудних приміщеннях, дерев'яна стеля, бетонні стіни з вікнами, стіни зі світлими шпалерами | 0,3 |
| Стіни та стеля в приміщеннях з великою кількістю темного пилу, стіни та стеля зі скла без штор, червона цегла не штукатурена, стіни з темними шпалерами | 0,1 |

За індексом приміщення і знаючи коефіцієнт відбиття стелі, стін, підлоги ($\rho_n = 0,3$; $\rho_c = 0,1$; $\rho_p = 0,1$) знаходимо за рис. 2.1 коефіцієнт використання світлового потоку $U_{oy} = 0,37$.

Визначаємо фактичну освітленість

$$E_{\phi} = \frac{200 \cdot 4000 \cdot 0,37 \cdot 0,7}{15 \cdot 96 \cdot 1,3 \cdot 1,1} = 100,62 \text{ лк.}$$

Нормована освітленість згідно [10] складає $E_n=75$ лк. Оскільки фактична штучна освітленість перевищує нормоване значення, то для забезпечення освітленості в 75 лк кількість ламп можна зменшити.

Підраховуємо необхідну кількість ламп ЛД 65 для забезпечення нормованої освітленості за виразом

$$n = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot z}{\Phi \cdot U_{oy} \cdot \eta}, \quad (2.4)$$

$$n = \frac{75 \cdot 15 \cdot 96 \cdot 1,3 \cdot 1,1}{4000 \cdot 0,37 \cdot 0,7} = 149,1 \approx 150 \text{ шт.}$$

Річний потенціал енергоощадності при зменшенні кількості ламп з n_1 (шт.) до n_2 (шт.) визначається за виразом

$$\Delta W_I = P \cdot (n_1 - n_2) \cdot K_c \cdot T_{\theta}, \quad (2.5)$$

де P – потужність лампи, кВт;

K_c – коефіцієнт попиту електроосвітлювальних установок ($K_c=1$ [9]);

T_{θ} – річна тривалість використання освітлювального навантаження, год (700 годин на рік, див. табл. 2.2).

$$\Delta W_I = 0,065 \cdot (200 - 150) \cdot 1 \cdot 700 = 2275 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Таким чином, для забезпечення нормованої освітленості тваринницького приміщення прикладу достатньо 150 ламп типу ЛД65.

Таблиця 2.2 - Тривалість використання освітлювального навантаження [9]

| Споживач | Число годин використання освітлювального навантаження на рік, год |
|-------------------------------|---|
| Стійлове приміщення корівника | 700 |
| Доїльне відділення | 600 |
| Свинарник - відгодівельник | 500 |
| Конюшня | 500 |
| Пташник | 800 |
| Зерно- та овочесховище | 600 |

Подальші пропозиції з економії електроенергії будемо порівнювати саме з цим варіантом (у тваринницькому приміщенні встановлено 150 ламп типу ЛД65).

2.3 Оцінювання потенціалу енергоощадності від заміни ламп на лампи з більшим світловим потоком

Підрахуємо економію електроенергії від заміни ламп типу ЛД 65 на лампи тієї ж потужності ($P=65$ Вт), але з більшим світловим потоком ЛБ 65 ($\Phi=4800$ лк, тривалість роботи $T=15000$ годин, довжина лампи 1500 мм, тип цоколя G13d/35 [8], що робить можливим використання ламп ЛБ 65 в тих же світильниках типу ЛСП13 2x65-003 з ККД - 70 % та габаритними розмірами 1546x480x156 мм.

Необхідна кількість ламп визначається за виразом (2.4)

$$n = \frac{75 \cdot 15 \cdot 96 \cdot 1,3 \cdot 1,1}{4800 \cdot 0,37 \cdot 0,7} = 124 \text{ шт.}$$

Річна економія електроенергії при цьому складатиме

$$\Delta W_2 = 0,065 \cdot (150 - 124) \cdot 1 \cdot 700 = 1183 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

2.4 Оцінювання потенціалу енергоощадності від заміни освітлювальних установок на установки з більшим ККД

Підрахуємо річну економію електроенергії від заміни ламп ЛБ65 на лампи з меншою потужністю ЛБ40, але зі світильниками ЛСП13 2x49-004 з більшим ККД (ККД - 75 %, габаритні розміри 1246x480x156 мм). Необхідна кількість ламп для забезпечення нормованої освітленості за виразом (2.4) складає

$$n = \frac{75 \cdot 15 \cdot 96 \cdot 1,3 \cdot 1,1}{3200 \cdot 0,37 \cdot 0,75} = 174 \text{ шт.}$$

Річний потенціал енергоощадності при цьому визначається за виразом

$$\Delta W_3 = (P_1 \cdot n_1 - P_2 \cdot n_2) \cdot K_c \cdot T_e, \quad (2.6)$$

де P_1, P_2 – потужність ЛЛ відповідно типу ЛД65 та ЛБ40, кВт;

n_1, n_2 – кількість ЛЛ відповідно типу ЛД65 та ЛБ40, шт.

$$\Delta W_3 = (0,065 \cdot 150 - 0,04 \cdot 174) \cdot 1 \cdot 700 = 1953 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

2.5 Оцінювання потенціалу енергоощадності від збільшення коефіцієнтів відбиття

Підрахуємо економію електроенергії завдяки побілці стелі та стін у приміщенні. Коефіцієнти відбиття при цьому збільшаться ($\rho_n = 0,5; \rho_c = 0,3$), що викликає збільшення коефіцієнта використання світлового потоку до $U_{oy} = 0,45$ (див. рис. 2.1). Звідси, кількість ламп типу ЛД65 для забезпечення нормованої освітленості

$$n = \frac{75 \cdot 15 \cdot 96 \cdot 1,3 \cdot 1,1}{4000 \cdot 0,45 \cdot 0,7} = 122 \text{ шт.}$$

Річний потенціал енергоощадності при цьому складатиме

$$\Delta W_4 = 0,065 \cdot (150 - 122) \cdot 1 \cdot 700 = 1274 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

2.6 Оцінювання потенціалу енергоощадності від очищення світильників

Підрахуємо річну економію електроенергії внаслідок підвищення ККД освітлювальних установок завдяки їх очищенню від пилу. Економія електроенергії при цьому визначається за виразом [11]

$$\Delta W_5 = W_p \cdot k_q \cdot k_{mo}, \quad (2.7)$$

де W_p - річне споживання електроенергії освітлювальними установками, кВт·год;

k_{mo} - кількість очищення світильників на рік;

k_q - коефіцієнт ефективності очищення світильників, визначається за емпіричною залежністю [12]

$$k_q = 1 - (\gamma_c + \beta_c \cdot e^{-t/t_c}), \quad (2.8)$$

де t - тривалість експлуатації світильників між двома найближчими очищеннями, міс;

γ_c , β_c , t_c - незмінні параметри для конкретних умов експлуатації світильників [13] (нехтуючи конструктивним виконанням освітлювачів, деякі значення цих параметрів наведені в табл. 2.3).

Таблиця 2.3 – Параметри запилення світильників [13]

| Концентрація пилу в приміщенні, мг/м ³ | Параметри запилення світильників | | |
|---|----------------------------------|-----------|-------|
| | γ_c | β_c | t_c |
| до 10 | 0,167 | 0,833 | 14,0 |
| 10-20 | 0,328 | 0,672 | 18,5 |
| 20-30 | 0,436 | 0,564 | 9,7 |

Для прикладу, що розглядається (за вихідними умовами концентрація пилу в приміщенні 15 мг/м³) з табл. 2.3 обираємо параметри $\gamma_c = 0,328$; $\beta_c = 0,672$; $t_c = 18,5$. Тоді коефіцієнт ефективності очищення світильників складає

$$k_u = 1 - (0,328 + 0,672 \cdot e^{-3/18,5}) = 0,101.$$

За вимогами [14] технічне обслуговування (ТО) з очищенням світильників в тваринницькому приміщенні необхідно виконувати 1 раз на 3 місяці. Таким чином, кількість ТО на рік складе

$$k_{mo} = 12 / 3 = 4.$$

Річне споживання електроенергії освітлювальними установками з лампами типу ЛД65 визначається за виразом

$$W_p = P \cdot n \cdot K_c \cdot T_e, \quad (2.9)$$

де P – потужність лампи типу ЛД65, кВт ($P=0,065$ кВт);

n – кількість ламп, шт. ($n=150$ шт.);

K_c – коефіцієнт попиту електроосвітлювальних установок ($K_c=1$ [9]);

T_e – тривалість використання максимуму освітлювального навантаження, год (700 годин на рік за даними табл. 2.2).

$$W_p = 0,065 \cdot 150 \cdot 1 \cdot 700 = 6825 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Річний потенціал енергоощадності внаслідок підвищення ККД освітлювальних установок завдяки їх очищенню складатиме

$$\Delta W_5 = 6825 \cdot 0,101 \cdot 4 = 2757 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

2.7 Оцінювання потенціалу енергоощадності від автоматизації керування освітленням

Підрахуємо річну економію електроенергії при автоматизації керування освітленням за емпіричною формулою [12]

$$\Delta W_6 = W_p \cdot (k_{ea} - 1), \quad (2.10)$$

де k_{ea} - коефіцієнт ефективності автоматизації керування освітленням, який залежить від рівня складності системи автоматичного керування освітленням (див. табл. 2.4).

$$\Delta W_6 = 6825 \cdot (1,1 - 1) = 683 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Таблиця 2.4 - Коефіцієнти ефективності автоматизації керування освітленням [12]

| Рівень складності системи автоматичного керування освітленням | k_{ea} |
|--|----------|
| Контроль рівня освітлення та автоматичне вмикання і вимикання системи освітлення при критичному значенні освітленості | 1,1-1,15 |
| Зональне керування освітленням (вмикання та вимикання освітлення дискретно, в залежності від зонального розподілення природної освітленості) | 1,2-1,25 |
| Плавне регулювання потужності та світлового потоку світильників залежно від розподілу природної освітленості | 1,3-1,4 |

2.8 Оцінювання потенціалу енергоощадності від установки енергоефективної пускорегулювальної апаратури

Підрахуємо річну економію електроенергії після встановлення енергоефективної пускорегулювальної апаратури (ПРА) за виразом [12]

$$\Delta W_7 = W_p \cdot (1 - K_{пра}^N / K_{пра}), \quad (2.11)$$

де $K_{пра}^N, K_{пра}$ - коефіцієнти втрат відповідно в ПРА, що встановлюється, та в ПРА, що замінюється.

Передбачаємо встановлення електронної ПРА з $K_{пра}^N = 1,1$ замість електромагнітної з $K_{пра} = 1,22$.

$$\Delta W_7 = 6825 \cdot (1 - 1,1 / 1,22) = 671 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

2.9 Розрахунки з визначення впливу якості електроенергії на ефективність системи освітлення

Відхилення напруги впливає на світловий потік ламп (Φ), на строк служби ламп (T) та на потужність, що споживається лампами з мережі (P). Цей вплив визначається за виразами [15]:

- для ЛР

$$\Phi_u = \Phi_n \cdot k_u^{3,61}, \quad (2.12)$$

$$P_u = P_n \cdot k_u^{1,58}, \quad (2.13)$$

$$T_u = T_n \cdot k_u^{-14}; \quad (2.14)$$

- для ЛЛ

$$\Phi_u = \Phi_n \cdot (1,25 \cdot k_u - 0,25), \quad (2.15)$$

$$P_u = P_n \cdot (3,75 \cdot k_u - 2,75), \quad (2.16)$$

$$T_u = T_n \cdot (4 - 3 \cdot k_u); \quad (2.17)$$

- для ДРЛ

$$\Phi_u = \Phi_n \cdot (2,5 \cdot k_u - 1,5), \quad (2.18)$$

$$P_u = P_n \cdot (1,62 \cdot k_u - 0,62), \quad (2.19)$$

$$T_u = T_n \cdot (5 - 4 \cdot k_u). \quad (2.20)$$

У виразах (2.12)-(2.20) всі умовні позначення з індексом «н» стосуються режиму з номінальною напругою, а з індексом «u» - режиму з деяким усталеним відхиленням напруги,

$$k_u = \frac{U}{U_n}.$$

Для підрахунку комплексного впливу якості електроенергії на ефективність системи освітлення необхідно підрахувати річні економічні витрати підприємства для забезпечення нормованої освітленості за різних значень k_u , враховуючи зміну строку служби ламп, зміну світлового потоку ламп та зміну потужності, що споживається лампами, а саме [11]:

- для ЛР

$$B_{лр} = T_v \cdot n_n \cdot k_u^{-3,61} \cdot \left(\frac{C_{лр}}{T_n \cdot k_u^{-14}} + T_e \cdot P_n \cdot k_u^{1,58} \right), \quad (2.21)$$

де T_v - кількість годин використання ламп на рік, год.;

T_n – номінальний строк служби ламп за U_n , год.;
 n_n – кількість ламп, необхідних для забезпечення нормованої освітленості (E_n , лк) за U_n , шт.;
 $C_{лр}$ – ціна однієї лампи, грн;
 T_e – тариф на електроенергію, грн/кВт·год;
 P_n – номінальна потужність лампи за U_n , кВт;

- для ЛЛ

$$V_{лл} = n_n \cdot T_n \cdot \left(\frac{C_{лл}}{T_n \cdot (5,75 \cdot k_u - 3,75 \cdot k_u^2 - 1)} + \frac{T_e \cdot P_n \cdot (3,75 \cdot k_u - 2,75)}{(1,25 \cdot k_u - 0,25)} \right), \quad (2.22)$$

- для ДРЛ

$$V_{дрл} = n_n \cdot T_n \cdot \left(\frac{C_{дрл}}{T_n \cdot (18,5 \cdot k_u - 10 \cdot k_u^2 - 7,5)} + \frac{T_e \cdot P_n \cdot (1,62 \cdot k_u - 0,62)}{(2,5 \cdot k_u - 1,5)} \right). \quad (2.23)$$

Підрахуємо річні економічні витрати підприємства для забезпечення нормованої освітленості при $k_u = 1,04$ та при $k_u = 1$ (тобто за номінальної напруги). Для ламп типу ЛД65 $T_n = 10000$ год., $C_{лл} = 10$ грн. В розрахунках приймаємо тариф на електроенергію для сільськогосподарських підприємств $T_e = 0,9467$ грн./кВт·год.

При $k_u = 1,04$

$$\begin{aligned}
 V_{лл} &= 150 \cdot 700 \cdot \left(\frac{10}{10000 \cdot (5,75 \cdot 1,04 - 3,75 \cdot 1,04^2 - 1)} + \right. \\
 &\quad \left. + \frac{0,9467 \cdot 0,065 \cdot (3,75 \cdot 1,04 - 2,75)}{(1,25 \cdot 1,04 - 0,25)} \right) = 7190 \text{ грн.}
 \end{aligned}$$

При $k_u = 1$

$$B_{лл} = 150 \cdot 700 \cdot \left(\frac{10}{10000 \cdot (5,75 \cdot 1 - 3,75 \cdot 1^2 - 1)} \right) + \frac{0,9467 \cdot 0,065 \cdot (3,75 \cdot 1 - 2,75)}{(1,25 \cdot 1 - 0,25)} = 6566 \text{ грн.}$$

Таким чином, якщо на ввіді в будівлю забезпечити номінальну напругу, то підприємство отримує щорічно додатково 624 грн.

2.10 Оцінка впливу заходів з економії електроенергії на стан навколишнього середовища

Впровадження енергозберігаючих заходів є ефективним способом зниження шкідливих викидів у навколишнє середовище, величина яких нормується нормативно-правовими актами. Згідно вимогам [4], необхідно оцінити вплив запропонованих заходів з енергозбереження на екологію. При спалюванні природного газу в атмосферу викидається окисли вуглецю CO_2 і окисли азоту NO_x . Величина викидів в атмосферу при виробленні 1 тис.кВт·год електроенергії визначається за даними Міненерго України:

- викиди твердих часток4,4 кг/тис. кВт·год;
- окислів вуглецю CO_2 0,5 кг/тис. кВт·год;
- окислів азоту NO_x 2,2 кг/тис. кВт·год;
- окислів сірки SO_2 9,9 кг/тис. кВт·год.

Величина зменшення викидів в атмосферу від економії електроенергії, кг, визначається за виразом [4]

$$M_{\text{вук}} = \sum_{i=1}^4 h_{\text{вук},i} \cdot \Delta W_{\text{заг.ел.ен}}, \quad (2.24)$$

де $h_{\text{вук},i}$ – питомі викиди твердих часток, окислів вуглецю, окислів азоту, окислів сірки, кг/тис.кВт·год;

$\Delta W_{\text{заг.ел.ен.}}$ - економія електроенергії від впровадження енергозберігаючих заходів, тис.кВт·год /рік.

Приклад 2.2. Розглянемо приклад розрахунку впливу заміни ламп типу ЛД65 на лампи з більшим світловим потоком типу ЛБ 65 в тваринницькому приміщенні на стан навколишнього середовища (розрахункова економія електроенергії від впровадження цього заходу за даними п.2.3 складає 1183 кВт·год).

$$M_{\text{вук}} = (4,4 + 0,5 + 2,2 + 9,9) \cdot 1,183 = 20,111 \text{ кг.}$$

2.11 Особливості енергетичного аудиту систем освітлення в АПК

Забезпечення оптимальної освітленості робочої поверхні - це одна з умов максимальної продуктивності сільськогосподарських тварин, птиці та рослин.

Рівень освітлення впливає на молочну продуктивність корів, на приріст ваги молодняка та на його здатність протидіяти хворобам, на яйценосність сільськогосподарської птиці тощо. Тому під час ЕА систем освітлення приміщень підприємств АПК необхідно враховувати вплив освітлення на вихід готової продукції, на її якість. Дослідження цього впливу тривають, але вже існують результати, які можна використовувати в попередніх приблизних розрахунках під час ЕА з метою вибору найбільш ефективного рішення.

Так, в деяких публікаціях зроблено висновок про збільшення молочної продуктивності корів при визначеному рівні освітлення, що перевищує рекомендоване [10] значення 75 лк.

Наприклад, в [16] наведені дані, згідно яких за освітленості корівника 100 лк молочна продуктивність корів збільшується на 12 %.

Приклад 2.3. Розглянемо спрощений приклад розрахунку впливу освітленості на молочну продуктивність корів. Приймаємо для розрахунку такі вихідні дані:

- кількість корів в корівнику, від яких щорічно отримується в середньому по 5000 л молока, становить 150 голів;

- закупівельна ціна 1 л молока на молокопереробних підприємствах 5 грн.;

- тривалість роботи освітлювальних установок протягом року 700 год, в інші години світлової частини доби (3000 год) забезпечується нормована освітленість 75 лк природним освітленням;

- нормовану освітленість корівника 75 лк забезпечують 150 ламп типу ЛД65 (див. п.2.3);

- освітленість корівника 100 лк 700 годин на рік забезпечують 200 ламп типу ЛД65 (див. п. 2.2);

- тариф на електроенергію 0,9467 грн./ кВт·год.;

- річне споживання електроенергії для забезпечення освітленості корівника 75 лк лампами ЛД65 дорівнює 6825 кВт·год (див. п.2.6).

Додатково до природної освітленості протягом 3000 годин необхідно створити штучну освітленість 25 лк. Необхідну кількість ламп ЛД65 визначаємо за виразом (2.4) - 50 шт.

Визначаємо річне споживання електроенергії для забезпечення освітленості корівника 100 лк лампами ЛД65 враховуючи вираз (2.9)

$$W_p = 0,065 \cdot 200 \cdot 1 \cdot 700 + 0,065 \cdot 50 \cdot 1 \cdot 3000 = 18850 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Підрахуємо вартість молока, що отримується протягом року при освітленості корівника 75 лк, за виразом

$$E_{MI} = N \cdot G \cdot C_M, \quad (2.25)$$

де N – кількість корів, від яких отримується молоко, гол.;

G – річна кількість молока від однієї корови, л;

C_m - закупівельна ціна 1 л молока на молокопереробних підприємствах, грн.

$$E_{m1} = 150 \cdot 5000 \cdot 5 = 3750000 \text{ грн.}$$

Підрахуємо вартість молока, що отримується протягом року за освітленості корівника 100 лк, з врахуванням збільшення молочної продуктивності на 12 %

$$E_{m2} = 1,12 \cdot 3750000 = 4200000 \text{ грн.}$$

Таким чином, у випадку освітленості корівника 100 лк за молоко, що здається на молокопереробне підприємство, отримується на 450000 грн. більше.

Вартість спожитої за рік електроенергії лампами ЛД65 за освітленості в корівнику 75 лк

$$B_{75} = 6825 \cdot 0,9467 = 6461 \text{ грн.},$$

а при освітленості корівника 100 лк:

$$B_{100} = 18850 \cdot 0,9467 = 17845 \text{ грн.}$$

Тобто, вартість спожитої електроенергії при цьому збільшилася на 11384 грн., що значно менше 450000 грн., які додатково будуть отримані від збільшення молочної продуктивності на 12 %. Робимо висновок, що при вказаних вихідних даних, забезпечення лампами ЛД65 освітленості корівника 100 лк прибуткове.

В [17,18] наведені статистичні дані залежності середньодобового приросту ваги свиней Δm_c (гр) при відгодівлі в безвіконних приміщеннях від умов штучного освітлення, середньодобового приросту ваги молодняка ВРХ Δm_m (гр) від штучної освітленості в сполученні з природною. За цими даними отримано графічні залежності, що приведені на рисунку 2.2.

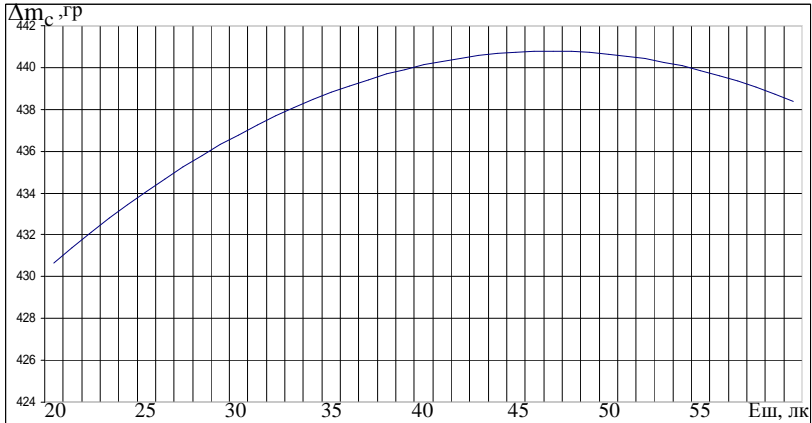


Рисунок 2.2 - Залежність середньодобового приросту ваги свиней Δm_c (гр) при відгодівлі в безвіконних приміщеннях від умов штучного освітлення

Відповідно, отримана аналітична залежність середньодобового приросту ваги свиней Δm_c (гр) при відгодівлі в безвіконних приміщеннях від умов штучного освітлення

$$\Delta m_c = 410 + 1,313 \cdot E_{ш} - 0,014 \cdot E_{ш}^2 \quad (2.26)$$

З приведеної залежності можна зробити висновок, що оптимальна освітленість при відгодівлі свиней знаходиться в межах 45-50 лк (що відповідає нормованій оптимальній освітленості 50 лк).

Вираз (2.26) можна використовувати, наприклад, під час економічного обґрунтування такого енергозберігаючого заходу, як чистка світильників. Зниження світлового потоку пильних світильників призводить до зменшення приросту ваги свиней та, відповідно, до недоотримання прибутку. Використання виразу (2.26) в розрахунках дозволить більш точно визначити термін окупності енергозберігаючого заходу, що розглядається.

Кінцеве рішення про впровадження будь якого енергозберігаючого заходу необхідно приймати після його економічного обґрунтування (див. розділ5).

Питання для самоконтролю

1. Яку інформацію необхідно зібрати для аналізу енергоефективності системи освітлення?
2. Які основні заходи, що дозволяють підвищити енергоефективність системи освітлення?
3. Що враховує вираз для розрахунку освітленості за методом коефіцієнта використання?
4. Що означає ККД світильника?
5. Від чого залежать значення коефіцієнтів відбиття?
6. Як залежить світловий потік лампи від її запилення?
7. Від чого залежать параметри запилення світильників?
8. Від чого залежать значення коефіцієнтів ефективності автоматизації керування освітленням?
9. В електронній чи в електромагнітній пускорегулюючій апаратурі коефіцієнти втрат меншій?
10. На які показники ламп впливають відхилення напруги?
11. Строк служби яких ламп найбільше залежить від відхилень напруги?
12. Які особливості енергетичного аудиту систем освітлення приміщень АПК?

ДОДАТОК 2.А

ВАРІАНТИ ВИХІДНИХ ДАНИХ ДЛЯ РОЗРАХУНКІВ ПІД ЧАС ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ СИСТЕМ ОСВІТЛЕННЯ ПРИМІЩЕНЬ АПК

Таблиця 2.А.1 – Характеристика приміщень та освітлювальних приладів

| Вар. | Приміщення | Характеристика приміщення | Розміри приміщення (АхВхh) | Е _н , лк | | Тип ламп | Ф, лм | n, шт. | Тип світильника | η, в.о. |
|------|--|---|----------------------------|---------------------|-----|-------------|-------|--------|------------------|---------|
| | | | | ЛЛ | ЛР | | | | | |
| 1 | Приміщення для утримання корів молочного напрямку | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15х60х3 | 75 | 30 | Б215-225-60 | 730 | 230 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 2 | Приміщення для утримання ремонтного молодняка ВРХ | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 10х50х3 | 75 | 30 | Б215-225-60 | 730 | 128 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 3 | Приміщення для утримання корів молочного напрямку | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 16х85х3 | 75 | 30 | Б215-225-60 | 730 | 332 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 4 | Приміщення для утримання биків на фермі молочного напрямку | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 20х35х3 | 75 | 30 | Б215-225-60 | 730 | 180 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 5 | Родильне відділення ферми ВРХ | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 22х35х3 | 150 | 100 | ЛД40 | 2600 | 338 | ЛСП02 2х40 10-12 | 0,6 |
| 6 | Телятник на фермі молочного напрямку | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 18х40х3 | 100 | 50 | Б215-225-60 | 730 | 388 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 7 | Приміщення для відгодівлі молодняка на фермі ВРХ м'ясного напрямку | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 18х55х3 | 50 | 20 | ЛД40 | 2600 | 138 | ЛСП02 2х40 10-12 | 0,6 |

Продовження табл.2.А.1

| Вар. | Приміщення | Характеристика приміщення | Розміри приміщення (АхВхh) | Е _ц , лк | | Тип ламп | Ф, лм | п, шт. | Тип світильника | η, в.о. |
|------|---|---|----------------------------|---------------------|-----|-------------|-------|--------|------------------|---------|
| | | | | ЛЛ | ЛР | | | | | |
| 8 | Приміщення для утримання холостих та порослих маток на свинофермі | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15x60x3 | 75 | 30 | ЛД40 | 2600 | 176 | ЛСП02 2x40 10-12 | 0,6 |
| 9 | Приміщення для підсосних маток на свинофермі | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15x50x3 | 100 | 50 | ЛД40 | 2600 | 194 | ЛСП02 2x40 10-12 | 0,6 |
| 10 | Приміщення для утримання ремонтного молодняка на свинофермі | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15x65x3 | 75 | 30 | ЛД40 | 2600 | 188 | ЛСП02 2x40 10-12 | 0,6 |
| 11 | Приміщення для відгодівлі свиней | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15x80x3 | 50 | 20 | Б215-225-60 | 730 | 204 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 12 | Тепляк з родильним відділенням для овець | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 18x42x2,8 | 100 | 50 | ЛД40 | 2600 | 206 | ЛСП02 2x40 10-12 | 0,6 |
| 13 | Приміщення для стрижки овець | Стеля дерев'яна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15x30x3 | 200 | 150 | ЛД40 | 2600 | 232 | ЛСП02 2x40 10-12 | 0,6 |
| 14 | Приміщення для утримання породних коней | Стеля дерев'яна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 18x50x3 | 75 | 30 | Б215-225-60 | 730 | 230 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 15 | Приміщення для утримання робочих коней | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 16x90x3 | 50 | 20 | Б215-225-60 | 730 | 245 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 16 | Приміщення для утримання молодняка коней | Стеля дерев'яна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15x50x3 | 75 | 30 | Б215-225-60 | 730 | 192 | НСП03-60-02 | 0,65 |

Продовження табл.2.А.1

| Вар. | Приміщення | Характеристика приміщення | Розміри приміщення (АхВхh) | Е _н , лк | | Тип ламп | Ф, лм | п, шт. | Тип світильника | η, в.о. |
|------|---|---|----------------------------|---------------------|-----|-------------|-------|--------|------------------|---------|
| | | | | ЛЛ | ЛР | | | | | |
| 17 | Приміщення для утримання утят | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15x65x3 | 50 | 20 | ЛД40 | 2600 | 126 | ЛСП02 2x40 10-12 | 0,6 |
| 18 | Приміщення для сортування та оброблення курчат | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 10x30x3 | 300 | 200 | ЛД40 | 2600 | 232 | ЛСП02 2x40 10-12 | 0,6 |
| 19 | Інкубаторій | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15x55x3 | 75 | 30 | ЛД40 | 2600 | 160 | ЛСП02 2x40 10-12 | 0,6 |
| 20 | Приміщення закритого типу для утримання кролів | Стеля дерев'яна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 20x60x3 | 75 | 50 | ЛД40 | 2600 | 238 | ЛСП02 2x40 10-12 | 0,6 |
| 21 | Приміщення для пророщування насіння в теплиці | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15x30x3 | 75 | 30 | Б215-225-60 | 730 | 115 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 22 | Приміщення для зберігання цибулі, коренеплодів на вигін насіння | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 20x40x3 | 50 | 20 | Б215-225-60 | 730 | 136 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 23 | Манеж, пункти штучного запліднення корів | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15x30x3 | 200 | 150 | ЛД40 | 2600 | 252 | ЛСП02 2x40 10-12 | 0,6 |
| 24 | Приміщення зі стійлами для корів після запліднення | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15x30x3 | 75 | 30 | Б215-225-60 | 730 | 115 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 25 | Переддільні та післядільні площадки для корів | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 15x30x3 | 50 | 20 | Б215-225-60 | 730 | 77 | НСП03-60-02 | 0,65 |

Продовження табл.2.А.1

| Вар. | Приміщення | Характеристика приміщення | Розміри приміщення (АхВхh) | Е _н , лк | | Тип ламп | Ф, лм | п, шт. | Тип світильника | η, в.о. |
|------|--|---|----------------------------|---------------------|-----|-------------|-------|--------|------------------|---------|
| | | | | ЛЛ | ЛР | | | | | |
| 26 | Доїльні зали для корів | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 21х38х3 | 200 | 150 | ЛД40 | 2600 | 400 | ЛСП02 2х40 10-12 | 0,6 |
| 27 | Приміщення для утримання корів молочного напрямку | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 18х55х3 | 75 | 30 | Б215-225-60 | 730 | 230 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 28 | Приміщення для утримання ремонтного молодняка ВРХ | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 16х55х3 | 75 | 30 | Б215-225-60 | 730 | 228 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 29 | Приміщення для утримання корів молочного напрямку | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 17х60х3 | 75 | 30 | Б215-225-60 | 730 | 252 | НСП03-60-02 | 0,65 |
| 30 | Приміщення для утримання биків на фермі молочного напрямку | Стеля бетонна, стіни з червоної не штукатуреної цегли | 18х45х3 | 75 | 30 | Б215-225-60 | 730 | 194 | НСП03-60-02 | 0,65 |

Таблиця 2.А.2 – Додаткові вихідні дані для розрахунків за варіантами 1-30 табл. 2.А.1

| Приміщення | Концентрація пилу в приміщенні, мг/м ³ | Усталене відхилення напруги живлення системи освітлення, % |
|-----------------|---|--|
| для ВРХ | 12 | 3 |
| для свиней | 10 | 4 |
| для овець | 18 | 3 |
| для коней | 15 | 5 |
| для с. г. птиці | 22 | 3 |
| для кролів | 17 | 4 |
| теплиць | 15 | 2 |

Графічна частина:

електрична схема мережі освітлення приміщення АПК (виконується з використанням AutoCAD, КОМПАС)

3 ОЦІНЮВАННЯ ПОТЕНЦІАЛУ ЕНЕРГООЩАДНОСТІ СИСТЕМ МІКРОКЛІМАТУ В АПК

Мікроклімат приміщень АПК (певне співвідношення температури, вологості, складу та обміну повітря) має суттєвий вплив на ефективність сільськогосподарського виробництва. Недотримання зооветеринарних вимог щодо оптимального мікроклімату утримання сільськогосподарських тварин та птиці може призвести до зниження їхньої ваги протягом періоду відгодівлі, зниження яйценосності курей, зниження молочної продуктивності корів, захворюваності молодяку тварин тощо. Тому основою енергоефективності системи мікроклімату приміщення АПК є необхідність підтримання оптимального мікроклімату для технологічних процесів сільськогосподарського виробництва при мінімумі витрат ПЕР.

Розрахунки під час ЕА систем мікроклімату пов'язані, насамперед, з аналізом складових теплового балансу приміщення АПК та з розробкою заходів для підвищення ефективності використання ПЕР. В спрощеному вигляді витратна частина теплового балансу – це витрати тепла через огороження та з вентиляцією. Прибуткова частина – надходження тепла до приміщення від системи опалення та від сільськогосподарських тварин та птиці.

3.1 Вихідні дані для оцінювання потенціалу енергоощадності системи мікроклімату

Для аналізу енергоефективності системи мікроклімату об'єкта аудиту необхідна наступна інформація:

- розрахункові параметри зовнішнього повітря для умов місця розташування приміщення (середня температура найбільш холодних 5 діб, кліматографія відповідного кліматичного району [19] тощо);

- характеристика приміщення (розміри, теплові характеристики тощо);
- характеристика технологічного процесу (кількість голів тварин або птиці, режим утримання тощо);
- зооветеринарні вимоги щодо оптимального мікроклімату даного приміщення (оптимальна температура та вологість приміщення, максимально допустимий вміст шкідливих речовин в повітрі приміщення тощо);
- тип, кількість, технічні характеристики, режим використання опалювального та вентиляційного обладнання тощо.

Приклад 3.1. Розглянемо приклад розрахунків під час ЕА системи мікроклімату тваринницького приміщення за такими умовними вихідними даними

- тваринницьке приміщення для відгодівлі великої рогатої худоби (ВРХ) розташоване в Харківській області з середньою температурою найбільш холодних 5 днів $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$ [10];
- в телятнику в групових секціях в холодний період року утримуються 200 голів молодняку ВРХ віком від 6 до 18 місяців середньою вагою 250 кг на тварину;
- торцева стіна телятника розташована на північ;
- оптимальні параметри мікроклімату: температура повітря в приміщенні в холодний період року $+ 10\text{ }^{\circ}\text{C}$, відносна вологість повітря 65-75 % [10];
- розміри приміщення 51x12x3 м; загальний розмір скла вікон 62x0,8 м (площа рам 10 % від площі скла вікон); розмір кожного з двох воріт 5x2,5 м;
- стіни товщиною 0,4 м з цегли силікатної з теплопровідністю $0,7\text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$;
- вікна зі скла товщиною 0,005 м, теплопровідність скла $0,814\text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$;
- рами дерев'яні з сосни товщиною 0,05 м, одинарні, теплопровідність сосни $0,18\text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$;
- стелею є горіщне перекриття з залізобетону товщиною 0,2 м, з теплопровідністю $1,69\text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$;
- двері воріт одинарні, дерев'яні, з сосни, товщиною 0,08 м, теплопровідність сосни $0,18\text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$;

- в телятнику використовується природна вентиляція з верхньої зони через 12 вентиляційних шахт, кожна з площею перерізу $0,25 \text{ м}^2$ та висотою 1,5 м;

- для опалення телятника в холодний період року використовуються 6 електрокалориферів СФО-20 (продуктивність $1730 \text{ м}^3/\text{год}$, перепад температур $40 \text{ }^\circ\text{C}$, існує захист від перегріву електрокалориферів, керування вмиканням та відмиканням секцій ручне, електрокалорифери знаходяться в експлуатації 8 років).

- принципова електрична схема електрокалорифера приведена на рисунку 3.1

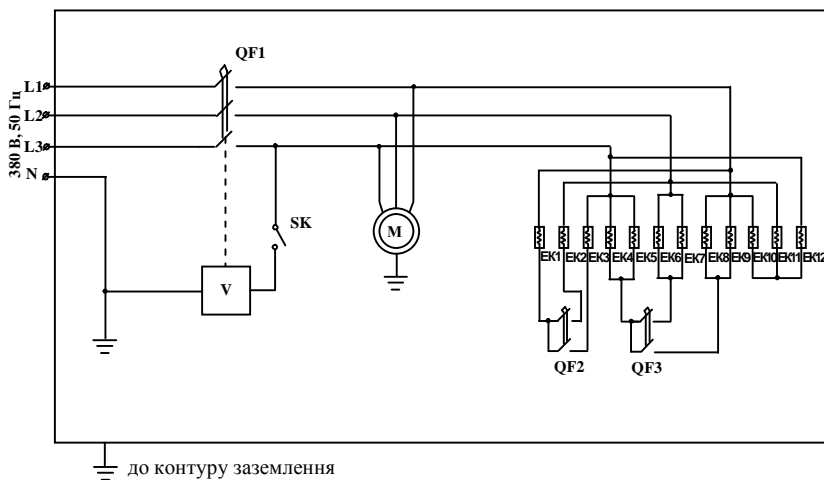


Рисунок 3.1 – Схема електрична принципова електрокалорифера СФО-20: QF1 – автоматичний вимикач АП50Б2МЗТДУ3-3, SK – термостат ТК-20, QF2 – автоматичний вимикач ВА-101-1/16 А, QF3 – автоматичний вимикач ВА-101-1/25

А, М – електродвигун АИР 56В4У3 (1350 об/хв., 0,18 кВт),
ЕК1...ЕК12 – ТЕН 183В 9,5/1,67R.

3.2 Розрахунок втрат тепла через огородження приміщення

Визначаємо приведені опори теплопередачі R ($(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})/\text{Вт}$) за виразом [20]

$$R = \frac{\delta}{\lambda}, \quad (3.1)$$

де δ – товщина будівельного матеріалу, м;

λ - теплопровідність матеріалу огорожень, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$;

$$R_{\text{стін}} = \frac{0,4}{0,7} = 0,5714 \text{ (м}^2 \cdot ^\circ\text{C)/Вт};$$

$$R_{\text{скла}} = \frac{0,005}{0,814} = 0,00614 \text{ (м}^2 \cdot ^\circ\text{C)/Вт};$$

$$R_{\text{рам}} = \frac{0,05}{0,18} = 0,2778 \text{ (м}^2 \cdot ^\circ\text{C)/Вт};$$

$$R_{\text{стелі}} = \frac{0,2}{1,69} = 0,11834 \text{ (м}^2 \cdot ^\circ\text{C)/Вт};$$

$$R_{\text{воріт}} = \frac{0,08}{0,18} = 0,4444 \text{ (м}^2 \cdot ^\circ\text{C)/Вт}.$$

Спростуємо розрахунки, приймаючи приміщення без горища та не виконуємо розрахунок для підлоги, так як втрати тепла в тваринницьких приміщеннях через підлогу порівняно з іншими втратами тепла незначні, тому ними можна нехтувати [20].

Необхідно визначити загальний опір теплопередачі з врахуванням опору теплопередачі $R_{\text{вн}}$ (від повітря приміщення до внутрішньої поверхні огороження) та $R_{\text{з}}$ (від зовнішньої пове-

рхні огороження до зовнішнього повітря). За [10] коефіцієнт теплообміну слід приймати:

- для приміщень, де заповнення тваринами становить більше 80 кг живої маси на 1 м² підлоги:

$$1/R_{\text{BH}} = 12 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$$

або

$$1/R_{\text{BH}} = 10 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{год} \cdot ^\circ\text{C});$$

- для приміщень, де заповнення тваринами становить 80 кг і менше живої маси на 1 м² підлоги, і для стелі (горищних перекриттів або покриттів) усіх типів тваринницьких будівель:

$$1/R_{\text{BH}} = 8,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$$

або

$$1/R_{\text{BH}} = 7,5 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{год} \cdot ^\circ\text{C}).$$

Опір теплопередачі від зовнішньої поверхні стін, вікон, дверей, горищного перекриття [20]:

$$R_3 = 0,00331 (\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})/\text{Вт}$$

або

$$R_3 = 0,05 (\text{м}^2 \cdot \text{год} \cdot ^\circ\text{C})/\text{ккал};$$

- від зовнішньої поверхні покрівлі, що не утеплена:

$$R_3 = 0,00664 (\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})/\text{Вт}$$

або

$$R_3 = 0,1 (\text{м}^2 \cdot \text{год} \cdot ^\circ\text{C})/\text{ккал}.$$

Заповнення тваринами приміщення телятника становить більше 80 кг живої маси на 1 м² підлоги (200x250/(51x12)=81,7 кг/м²), тому для стін, вікон, дверей приміщення

$$R_{\text{BH}} = 1/12 = 0,0833 (\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})/\text{Вт};$$

для стелі (горищних перекриттів або покриттів)

$$R_{вн} = 1/8,7 = 0,1149 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт.}$$

Звідси

$$R_{стін}^{заг} = 0,5714 + 0,0833 + 0,00331 = 0,658 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт.};$$

$$R_{скла}^{заг} = 0,00614 + 0,0833 + 0,00331 = 0,0928 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт.};$$

$$R_{рам}^{заг} = 0,2778 + 0,0833 + 0,00331 = 0,3644 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт.};$$

$$R_{стелі}^{заг} = 0,11834 + 0,1149 + 0,00331 = 0,2366 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт.};$$

$$R_{ворит}^{заг} = 0,4444 + 0,0833 + 0,00331 = 0,531 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт.}$$

Визначаємо коефіцієнти теплообміну за виразом

$$k = \frac{1}{R^{заг}}. \quad (3.2)$$

$$k_{стін} = \frac{1}{0,658} = 1,5197 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)};$$

$$k_{скла} = \frac{1}{0,0928} = 10,7814 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)};$$

$$k_{рам} = \frac{1}{0,3644} = 2,7443 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)};$$

$$k_{стелі} = \frac{1}{0,2366} = 4,2274 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)};$$

$$k_{ворит} = \frac{1}{0,531} = 1,883 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}.$$

Втрати тепла через огороження приміщення визначаються за виразом

$$Q_{ог} = \sum_{i=1}^n F_i \cdot k_i \cdot \Delta t, \quad (3.3)$$

де F_i – площа i -того огороження, m^2 ;
 Δt - різниця температур зовнішнього та внутрішнього повітря, $^{\circ}C$.

Площа скла та рам вікон:

$$F_{скла} = 62 \cdot 0,8 = 49,6 \text{ м}^2,$$

$$F_{рам} = 49,6 \cdot 0,1 = 4,96 \text{ м}^2.$$

Площа кожного з двох воріт:

$$F_{воріт} = 5 \cdot 2,5 = 12,5 \text{ м}^2.$$

Площа стін визначається за винятком площі вікон та площі дверей. Площа кожної з двох торцевих стін за винятком площі воріт складає по

$$F_{стін1} = 12 \cdot 3 - 12,5 = 23,5 \text{ м}^2.$$

Площа кожної з двох бокових стін за винятком площі вікон складає по

$$F_{стін2} = 51 \cdot 3 - (49,6 + 4,96) / 2 = 125,72 \text{ м}^2.$$

Площа стелі:

$$F_{стелі} = 51 \cdot 12 = 612 \text{ м}^2.$$

Під час підрахунку втрат тепла через огороження необхідно враховувати такі умови: якщо огороження спрямовані на

північній, північно-західній, північно-східній та на східний бік, то втрати тепла через такі огороження необхідно збільшувати на 10 %, а якщо на західний або на південно-східний бік, то необхідно збільшувати на 5 % [21]. З вихідних даних прикладу розрахунку маємо, що одна торцева стіна з воротами розташована на північ (необхідно враховувати коефіцієнт 1,1). Інша торцева стіна з воротами – на південь (коефіцієнт 1). Одна бокова стіна з половиною вікон розташована на західний бік (коефіцієнт 1,05). Інша бокова стіна та половина вікон розташована на східний бік (коефіцієнт 1,1).

Підрахуємо втрати тепла через огороження при температурі зовнішнього повітря для 5 діб, що найбільш холодні (за вихідними даними -23 °С):

$$\begin{aligned}
 Q_{-23} &= (1,1 \cdot 23,5 \cdot 1,5197 + 1 \cdot 23,5 \cdot 1,5197 + 1,05 \cdot 125,72 \cdot 1,5197 + \\
 &1,1 \cdot 125,72 \cdot 1,5197 + 1,05 \cdot (49,6 / 2) \cdot 10,7814 + 1,1 \cdot (49,6 / 2) \cdot 10,7814 + \\
 &1,05 \cdot (4,96 / 2) \cdot 2,7443 + 1,1 \cdot (4,96 / 2) \cdot 2,7443 + 612 \cdot 4,2274 + \\
 &1,1 \cdot 12,5 \cdot 1,883 + 1 \cdot 12,5 \cdot 1,883) \cdot (10 - (-23)) = \\
 &= 122490,74 \text{ Вт}.
 \end{aligned}$$

Аналогічно підраховуємо втрати тепла через огороження приміщення при температурі зовнішнього повітря -20 °С; -15 °С; -10 °С; -5 °С; 0 °С; +5 °С. Результати розрахунків зведені до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Результати розрахунків втрат тепла через огороження

| Температура зовнішнього повітря, °С | Втрати тепла через огороження, Вт |
|-------------------------------------|-----------------------------------|
| - 23 | 122490,74 |
| -20 | 111355,22 |
| - 15 | 92796,01 |
| - 10 | 74236,81 |
| - 5 | 55677,61 |
| 0 | 37118,41 |
| + 5 | 18559,2 |

Аналізуючи методику розрахунку втрат тепла через огороження, робимо висновок про те, що втрати тепла залежать від теплопровідності матеріалу огороження та його товщини. Ці показники закладаються ще при проектуванні приміщення. Під час експлуатації приміщення збільшення опору теплопередачі можливо, наприклад, при заміні одинарних вікон на подвійні, при застосуванні утеплювачів тощо.

Підрахуємо потенціал енергоощадності внаслідок утеплення перекриття горища матами зі шлаковати з теплопровідністю $0,076 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$, товщиною $0,05 \text{ м}$. Підрахуємо опір теплопередачі матів:

$$R_{\text{утепл}} = \frac{0,05}{0,076} = 0,6579 \text{ (м}^2\cdot^\circ\text{C)/Вт}.$$

Загальний опір теплопередачі стелі з утеплювачем:

$$R_{\text{стелі}}^{\text{заг}} = 0,11834 + 0,1149 + 0,00331 + 0,6579 = 0,8945 \text{ (м}^2\cdot^\circ\text{C)/Вт}.$$

Коефіцієнт теплообміну стелі з утеплювачем:

$$k'_{\text{стелі}} = \frac{1}{0,8945} = 1,118 \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot^\circ\text{C}).$$

Таблиця 3.2 - Результати розрахунку втрат тепла через стелю

| Температура зовнішнього повітря, °C | Втрати тепла через стелю, Вт | |
|-------------------------------------|------------------------------|---------------|
| | без утеплювача | з утеплювачем |
| -23 | 85376 | 22579 |
| -20 | 77615 | 20527 |
| - 15 | 64679 | 17105 |
| - 10 | 51743 | 13684 |
| - 5 | 38807 | 10263 |
| 0 | 25872 | 6842 |
| + 5 | 12936 | 3421 |

Аналізуючи отримані дані, робимо висновок, що утеплення стелі матами зі шлаковати товщиною 0,05 м дозволить зменшити витрати тепла через горищне перекриття стелі даного приміщення на 73,6 %.

3.3 Розрахунок втрат тепла з вентиляційним повітрям

Втрати тепла з вентиляційним повітрям визначаються за виразом

$$Q_{\text{в}} = L_{\text{в}} \cdot C \cdot \Delta t, \quad (3.4)$$

де $L_{\text{в}}$ – кількість повітря, що надходить до приміщення телятника через вентиляційні шахти природним шляхом, м³/год;

C – теплоємність повітря, кДж/м³·°С (теплоємність вологого повітря $C=1,03$ кДж/кг·°С, густина повітря при 10°С $\rho=1,2466$ кг/м³ звідси $C=1,284$ кДж/м³·°С);

Δt - різниця температур повітря всередині та ззовні приміщення телятника, °С .

Кількість повітря, що надходить до приміщення телятника через вентиляційні шахти природним шляхом визначаємо за виразом [21]

$$L_{\text{в}} = 3600 \cdot F \cdot V_{\text{в.ш.}}, \quad (3.5)$$

де F – загальна площа перерізу вентиляційних шахт, м²;

$V_{\text{в.ш.}}$ - швидкість руху повітря у вентиляційній шахті, м/с.

$$F = n \cdot f, \quad (3.6)$$

де n – кількість вентиляційних шахт, шт. (за вихідними даними $n = 12$ шт.);

f – площа перерізу вентиляційної шахти, m^2 (за вихідними даними $f = 0,25 m^2$).

$$F = 12 \cdot 0,25 = 3 m^2.$$

Швидкість руху повітря у вентиляційній шахті визначається за виразом

$$V_{в.ш.} = 2,2 \cdot \sqrt{\frac{h \cdot (t_в - t_з)}{273}}, \quad (3.7)$$

де h – висота вентиляційної шахти, м (за вихідними даними $h = 4$ м);

$t_в, t_з$ – температура відповідно внутрішнього та зовнішнього повітря, $^{\circ}C$ (за вихідними даними $t_в = 10^{\circ}C$, $t_з = -23^{\circ}C$).

$$V_{в.ш.} = 2,2 \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (10 - (-23))}{273}} = 0,94 m/c.$$

Отже

$$L_в = 3600 \cdot 3 \cdot 0,94 = 10117,4 m^3/год.$$

Втрати тепла з вентиляційним повітрям складають

$$Q_в = 10117,4 \cdot 1,284 \cdot (10 - (-23)) = 428693 kJ/год (119082 Wt).$$

Перевіримо ефективність такої системи вентиляції.

Максимальна кількість повітря, що необхідна для вентиляції приміщення телятника в холодний період року розраховується за вологістю та вмістом CO_2 .

Кількість повітря, необхідного для видалення з приміщення телятника надлишку CO_2 ($m^3/год$) визначається за виразом [22]

$$L_{CO_2} = \frac{V_{CO_2}}{c_в - c_н}, \quad (3.8)$$

де V_{CO_2} - кількість CO_2 , що виділяють тварини в приміщенні, ($m^3/год$);

$c_в$ - допустима концентрація CO_2 в приміщенні, $л/м^3$,
 $c_в = 0,25 \%$ [21] або $0,0025 m^3/m^3$, або $2,5 л/м^3$;

$c_н$ - концентрація CO_2 в свіжому повітрі, що подається до приміщення вентиляцією, $л/м^3$, приймається $0,3...0,5 л/м^3$ [22].

Кількість CO_2 , що виділяють тварини в приміщенні, визначають за виразом

$$V_{CO_2} = k_{CO_2} \cdot v_{CO_2} \cdot N, \quad (3.9)$$

де k_{CO_2} - коефіцієнт, що враховує вплив температури внутрішнього повітря на виділення CO_2 (при $+10 \text{ }^\circ\text{C}$ $k_{CO_2} = 1$ [23]);

v_{CO_2} - кількість CO_2 , що виділяє одна тварина за годину (для телят віком від 6 місяців з середньою вагою 250 кг $v_{CO_2} = 65 л/(гол \cdot год)$ [23], в розрахунках за варіантами можна визначити за формулами з таблиці 3.3);

N – кількість тварин, гол.

$$V_{CO_2} = 1 \cdot 65 \cdot 200 = 13000 \text{ л/год.}$$

Звідси

$$L_{CO_2} = \frac{13000}{2,5 - 0,4} = 6191 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Розрахуємо кількість повітря, що необхідне для видалення з приміщення телятника надлишку вологи, за виразом [24]

$$L_W = \frac{W}{d_в - d_з}, \quad (3.10)$$

де W - кількість вологи, що виділяється у приміщенні, г/год;

d_3 - вміст вологи в чистому повітрі, що подається до приміщення вентиляцією, г/м³;

d_6 - допустимий вміст вологі в повітрі приміщення, г/м³.

Таблиця 3.3 – Формули для визначення кількості CO₂ (л/год), що виділяють тварини залежно від їхньої ваги G (кг) та рівня лактації L (л/добу) [25]

| Групи тварин | CO ₂ , л/год |
|--|---|
| 1 | 2 |
| Корови отельні та нетелі за 2 міс. до отелу | $v=0,205 \cdot G - 2,8333$ |
| Корови, при рівні лактації на добу: | |
| а) 5 л | $v=0,23 \cdot G - 10,333$ |
| б) 10 л | $v=0,235 \cdot G - 7,1667$ |
| в) 15 л | $v=0,235 \cdot G - 1,8333$ |
| г) 20 л | $v=0,24 \cdot G + 1$ |
| д) 25 л | $v=0,245 \cdot G + 6,8333$ |
| Бики | $v=0,115 \cdot G + 131$ |
| Телята віком до 6 міс. | $v= - 0,0015 \cdot G^2 + 0,6672 \cdot G - 16,442$ |
| Ремонтний молодняк віком 6 міс. і старше | $v=0,1705 \cdot G + 10,55$ |
| Молодняк на відгодівлі віком 6 міс. і старше | $v=0,987 \cdot G^{0,7664}$ |
| Корови вагою 400 кг | $v=0,0171 \cdot L^2 + 0,6057 \cdot L + 78,8$ |
| Корови вагою 500 кг | $v=0,086 \cdot L^2 + 0,9629 \cdot L + 99,2$ |
| Корови вагою 600 кг | $v=0,02 \cdot L^2 + 0,66 \cdot L + 124,6$ |

Кількість вологи, що виділяють тварини у приміщенні, визначається за виразом [22]

$$W = k_W \cdot w \cdot N, \quad (3.11)$$

де k_W - коефіцієнт, що враховує вплив температури внутрішнього повітря на виділення вологи (при $+10^\circ\text{C}$ $k_W = 1$ [23]);

w - кількість вологи, що виділяє за годину одна тварина, г/(гол·год) ($w = 248$ г/(гол·год) [23], в розрахунках за варіантами можна визначити за формулами з таблиці 3.4);

$$W = 1 \cdot 248 \cdot 200 = 49600 \text{ г/год.}$$

Вміст вологи визначається за кліматографією теплого помірного клімату, що приведена на рисунку 3.2.

За вихідними даними для середньої температури найбільш холодних 5 діб -23°C та відносній вологості зовнішнього повітря 65 % визначаємо $d_3 = 0,4$ г/м³. Для оптимальних умов утримання телят $+10^\circ\text{C}$ при відносній вологості 65 % $d_8 = 5,8$ г/м³.

Кількість повітря, що необхідне для видалення з приміщення телятника надлишку вологи

$$L_W = \frac{49600}{5,8 - 0,4} = 9185 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Найбільше з розрахованих значень кількості повітря, що необхідне для видалення шкідливих домішок, в даному прикладі 9185 м³/год.

В холодний період року кількість припливного повітря, що надходить до приміщення, слід приймати відповідно до розрахунку. В [23] рекомендується приймати не менше, ніж 15 м³/год на 100 кг ваги тварин дорослої худоби і молодняка та 18 м³/год на 100 кг ваги телят. Перевіряємо виконання цієї рекмондації.

Загальна вага молодняка ВРХ складає

$$G = 250 \cdot 200 = 50000 \text{ кг.}$$

Таблиця 3.4 - Формули для визначення кількості вологи (г/год), що виділяють тварини залежно від їхньої ваги G (кг) та рівня лактації L (л/добу) [25]

| Групи тварин | Водяні пари, г/год |
|--|---|
| 1 | 2 |
| Корови отельні та нетелі за 2 міс. до отелу | $w=0,365 \cdot G + 104,5$ |
| Корови, при рівні лактації на добу: | |
| а) 5 л | $w=0,375 \cdot G + 103,5$ |
| б) 10 л | $w=0,365 \cdot G + 119,5$ |
| в) 15 л | $w=0,39 \cdot G + 139,67$ |
| г) 20 л | $w=0,395 \cdot G + 163,83$ |
| д) 25 л | $w=0,4 \cdot G + 190$ |
| Бици | $w=0,3625 \cdot G + 211,33$ |
| Телята віком до 6 міс. | $w=66,225 \cdot \ln(G) - 211,49$ |
| Ремонтний молодняк віком 6 міс. і старше | $w=0,4681 \cdot G + 65,029$ |
| Молодняк на відгодівлі віком 6 міс. і старше | $w=7,6742 \cdot G^{0,6293}$ |
| Корови вагою 400 кг | $w=0,08 \cdot L^2 + 2,56 \cdot L + 236,2$ |
| Корови вагою 500 кг | $w=0,0857 \cdot L^2 + 2,6286 \cdot L + 274,2$ |
| Корови вагою 600 кг | $w=0,0857 \cdot L^2 + 2,7086 \cdot L + 309,4$ |

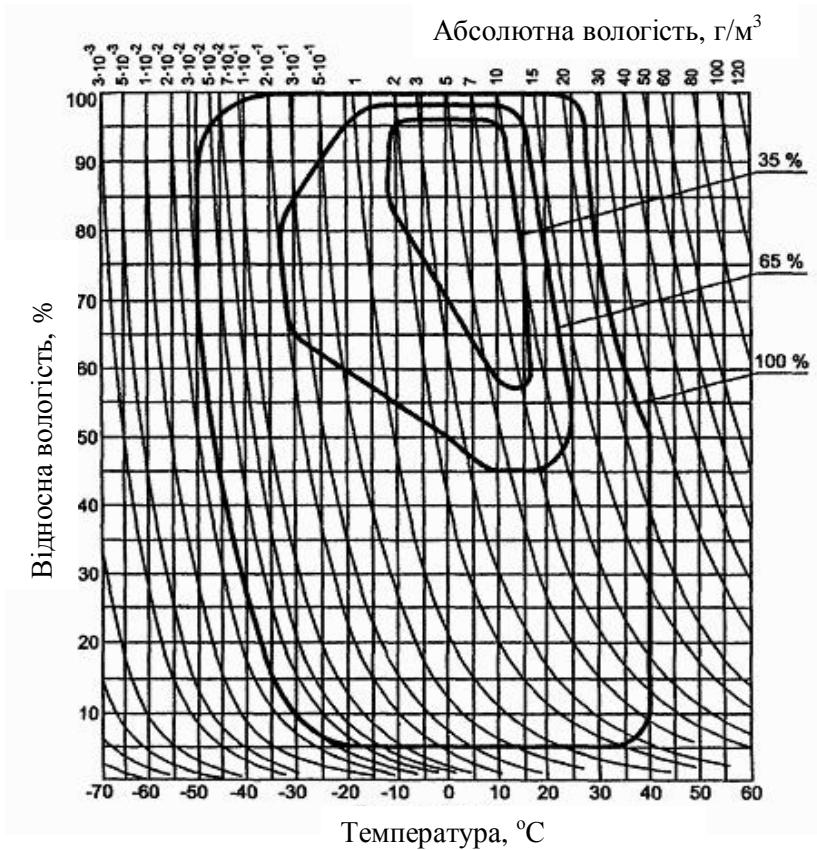


Рисунок 3.2 – Кліматографія теплого помірного клімату [19]

Кількість припливного повітря, що надходить до приміщення на 1 ц ваги молодняка складає

$$L = \frac{9185 \cdot 100}{50000} = 18,37 \text{ м}^3/\text{год} > 15 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Таким чином, умова виконується. Кратність повітряобміну складає

$$k = \frac{L_W}{V_n} = \frac{9185}{51 \cdot 12 \cdot 3} = 5, \quad (3.12)$$

де V_n – об'єм приміщення, м³.

$k=5$, що також відповідає зооветеринарним вимогам щодо кратності повітряобміну в холодний період року в тваринницьких приміщеннях від 3 до 5.

Отже, розрахунок кількості повітря, що необхідне для видалення зайвої вологи та CO₂ з приміщення телятника в холодний період року зроблений правильно. Однак, існує перебільшення кількості повітря, що надходить до приміщення телятника через вентиляційні шахти природним шляхом над розрахованою необхідною кількістю повітря для видалення шкідливих домішок, а саме

$$\Delta L = L_g - L = 10117,4 - 9185 = 932,4 \text{ м}^3/\text{год}. \quad (3.13)$$

Таким чином, через вентиляційні шахти природної вентиляції втрачається зайве тепло. Надмірний тепловий потік визначається за виразом

$$\Delta Q = \Delta L \cdot C \cdot \Delta t, \quad (3.14)$$

$$\Delta Q = 932,4 \cdot 1,284 \cdot (10 - (-23)) = 39499 \text{ Дж/год} (10972 \text{ Вт}).$$

Підрахуємо можливість зменшення цих втрат тепла шляхом зменшення кількості вентиляційних шахт на одну шахту, якщо її закрити.

Загальна площа перерізу вентиляційних шахт буде

$$F' = 11 \cdot 0,25 = 2,75 \text{ м}^2.$$

Звідси

$$L'_n = 3600 \cdot 2,75 \cdot 0,94 = 9274 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Втрати тепла з вентиляційним повітрям при цьому

$$Q'_6 = 9274 \cdot 1,284 \cdot (10 - (-23)) = 392958 \text{ кДж/год} (109155 \text{ Вт})$$

Таким чином, втрати тепла з вентиляційним повітрям в приміщенні зменшені на

$$\Delta Q' = Q_6 - Q'_6 = 428693 - 392958 = 35735 \text{ кДж/год}. \quad (3.15)$$

Втрати тепла через вентиляційні шахти зменшені на 8,3 %

3.4 Перевірка вибору опалювального обладнання

Для забезпечення рекомендованої температури повітря в телятнику (+ 10 °С [10]) втрати тепла мають бути компенсовані опаленням приміщення та виділенням тепла тваринами.

Тепловий потік, що надходить від тварин, визначається за виразом

$$Q_m = q \cdot N, \quad (3.16)$$

де q - кількість тепла, що виділяє тварина (для телят вагою 250 кг $q = 602 \text{ Вт}$ [23]), в розрахунках за варіантами можна визначити за формулами з таблиці 3.5);

N - кількість тварин в приміщенні, гол.

$$Q_m = 602 \cdot 200 = 120400 \text{ Вт}.$$

Сумарні втрати тепла через вентиляційні шахти та огороження при мінімальній температурі зовнішнього повітря (-23 °С) визначаються за виразом

$$Q_{6m} = Q_6 + Q_{-23}, \quad (3.17)$$

$$Q_{6m} = 119082 + 122491 = 241573 \text{ Вт}.$$

Таблиця 3.5 – Формули для визначення кількості тепла (Вт), що виділяють тварини залежно від їхньої ваги G (кг) та рівня лактації L (л/добу) [25]

| Групи тварин | Теплота, Вт |
|--|---|
| 1 | 2 |
| Корови отельні та нетелі за 2 міс. до отелу | $q=0,885 \cdot G + 254,5$ |
| Корови, при рівні лактації на добу: | |
| а) 5 л | $q=0,915 \cdot G + 249,17$ |
| б) 10 л | $q=0,895 \cdot G + 286,17$ |
| в) 15 л | $q=0,945 \cdot G + 339,83$ |
| г) 20 л | $q=0,96 \cdot G + 397,33$ |
| д) 25 л | $q=0,975 \cdot G + 459,83$ |
| Бици | $q=0,875 \cdot G + 517,67$ |
| Телята віком до 6 міс. | $q=161,34 \cdot \ln(G) - 515,86$ |
| Ремонтний молодняк віком 6 міс. і старше | $q=1,1363 \cdot G + 158,02$ |
| Молодняк на відгодівлі віком 6 міс. і старше | $q=19,451 \cdot G^{0,6222}$ |
| Корови вагою 400 кг | $q=0,1943 \cdot L^2 + 6,2114 \cdot L + 573,2$ |
| Корови вагою 500 кг | $q=0,2114 \cdot L^2 + 6,3371 \cdot L + 666$ |
| Корови вагою 600 кг | $q=0,2143 \cdot L^2 + 6,3514 \cdot L + 753,2$ |

Враховуючи тепловиділення телят, опалення має створити тепловий потік, що визначається за виразом

$$Q'_{\text{вм}} = Q_{\text{вм}} - Q_m = 241573 - 120400 = 121173 \text{ Вт} \quad (3.18)$$

За вихідними даними прикладу, що розглядається, система опалення приміщення складається з 5 електрокалориферів СФО-20 (продуктивність 1730 м³/год, перепад температур 40°C), які вмикаються та відмикаються оператором в холодний період року.

Визначаємо надходження тепла від електрокалориферів СФО-20, використовуючи вираз

$$Q_K = V_K \cdot C \cdot \Delta t \cdot n, \quad (3.19)$$

де V_K – обсяг нагрітого повітря, що надходить до приміщення телятника за допомогою калориферів, м³/год (1730 м³/год);

C – теплоємність повітря, кДж/м³·°C (1,284 кДж/м³·°C);

Δt – різниця температур повітря, що надходить до калорифера і нагрітого повітря, °C (40°C);

n – кількість електрокалориферів, шт. ($n=5$).

$$Q_K = 1730 \cdot 1,284 \cdot 40 \cdot 5 = 444264 \text{ кДж/год (123407 Вт)}.$$

Таким чином, в рівнянні теплового балансу надходження та втрат тепла для приміщення даного прикладу є незначне перебільшення надходження тепла над їхніми витратами в найбільш холодні 5 діб на

$$\Delta Q = 123407 + 120400 - 119082 - 122491 = 2234 \text{ Вт}.$$

Електрокалорифери СФО-20 в експлуатації 8 років, тому необхідно розробити пропозиції з модернізації цього обладнання. Це обладнання має тепловий захист від перегріву, але не має автоматичного керування залежно від температури повітря в приміщенні. Саме таке обладнання необхідно встановити під час модернізації. Наприклад, електрокалорифери ПНЕ, під час

роботи яких спочатку в мережу вмикається 100 % потужності, а при підвищенні температури повітря в приміщенні вище заданої по сигналу датчика температури (ДТКД або аналогічного за функціями), що контролює температуру повітря в приміщенні, автоматично відмикається одна секція або дві секції електрокалорифера. Третя секція включена постійно, але може бути відключена вручну. При зниженні температури повітря в приміщенні нижче заданої автоматичне вмикання секцій електрокалорифера відбувається у зворотній послідовності. Система керування електрокалорифера передбачає як автоматичне, так і ручне керування.

Кінцеве рішення про впровадження будь-якого енергозберігаючого заходу необхідно приймати після економічного обґрунтування (див. розділ5).

Питання для самоконтролю

1. Що таке мікроклімат приміщення?
2. До чого може призвести недотримання зооветеринарних вимог щодо оптимального мікроклімату в приміщеннях для утримання сільськогосподарських тварин та птиці?
3. Що є основою енергоефективності системи мікроклімату приміщення АПК?
4. Яка вихідна інформація необхідна для аналізу енергоефективності системи мікроклімату об'єкта аудиту?
5. Які особливості вихідної інформації, що необхідна для аналізу енергоефективності системи мікроклімату приміщень АПК?
6. Що відноситься до витратної частини теплового балансу тваринницького приміщення?
7. Що відноситься до прибуткової частини теплового балансу тваринницького приміщення?

ДОДАТОК 3.А

ВАРІАНТИ ВИХІДНИХ ДАНИХ ДЛЯ РОЗРАХУНКІВ ПІД ЧАС ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ СИСТЕМ МІКРОКЛІМАТУ ПРИМІЩЕНЬ АПК

Таблиця 3.А.1 – Характеристика приміщень

| Вар. | Приміщення | Розміри, м | | | Матеріал стін | Товщина, м | | | | Вихідні дані щодо тварин | | | | | Вихідні дані щодо системи вентиляції | | | Температура, °С | |
|------|--|------------|----|---|-----------------------|------------|------|--------|-------|--------------------------|---------|-------|--------------------------------|----------|--------------------------------------|--------------------|-------------------|------------------|----------------|
| | | А | В | h | | стін | рам | дверей | стелі | N, гол | Сер, кг | q, Вт | CO ₂ , л/ (гол·год) | W, г/год | п, шт | h _в , м | f, м ² | t _{опт} | t ₁ |
| 1 | для утримання корів сухостійних | 15 | 40 | 3 | цегла силікатна | 0,35 | 0,05 | 0,08 | 0,18 | 190 | 400 | 607 | 79 | 250 | 12 | 1,5 | 0,25 | 10 | -23 |
| 2 | для утримання ремонтного молодняка ВРХ | 14 | 50 | 3 | цегла червона глиняна | 0,4 | 0,05 | 0,07 | 0,18 | 200 | 250 | 447 | 65 | 248 | 12 | 1,5 | 0,25 | 10 | -23 |
| 3 | для утримання лактуючих корів | 16 | 65 | 3 | цегла силікатна | 0,35 | 0,05 | 0,07 | 0,17 | 250 | 400 | 716 | 97 | 321 | 10 | 3 | 0,25 | 10 | -23 |
| 4 | для утримання биків на фермі молочного напряму | 20 | 35 | 3 | цегла з порожнотами | 0,4 | 0,05 | 0,07 | 0,18 | 100 | 600 | 1038 | 200 | 427 | 12 | 3 | 0,25 | 10 | -22 |

Продовження табл. 3.А.1

| Вар. | Приміщення | Розміри, м | | | Матеріал стін | Товщина, м | | | | Вихідні дані щодо тварин | | | | | Вихідні дані щодо системи вентиляції | | | Температура, °С | |
|------|---|------------|----|---|-----------------------|------------|------|--------|-------|--------------------------|----------------------|-------|--------------------------------|----------|--------------------------------------|--------------------|-------------------|------------------|----------------|
| | | А | В | h | | стін | рам | дверей | стелі | N, гол | G _{ср} , кг | q, Вт | CO ₂ , л/ (гол·год) | W, г/год | n, шт | h _в , м | f, м ² | t _{онт} | t _с |
| 5 | родильне відділення ферми ВРХ | 15 | 25 | 3 | цегла червона глиняна | 0,42 | 0,05 | 0,07 | 0,17 | 80 | 400 | 600 | 79 | 250 | 10 | 2 | 0,16 | 15 | -23 |
| 6 | телятник для телят віком до 6 місяців | 15 | 30 | 3 | цегла силікатна | 0,45 | 0,05 | 0,07 | 0,17 | 275 | 80 | 196 | 26 | 80,9 | 8 | 1,5 | 0,16 | 15 | -23 |
| 7 | для відгодівлі молодняка на фермі ВРХ м'ясного напрямку | 18 | 55 | 3 | цегла з пустотами | 0,4 | 0,05 | 0,07 | 0,17 | 320 | 250 | 602 | 65 | 248 | 12 | 2 | 0,36 | 10 | -22 |
| 8 | для утримання корів сухостійних | 14 | 52 | 3 | цегла силікатна | 0,35 | 0,06 | 0,07 | 0,17 | 200 | 500 | 700 | 100 | 288 | 12 | 2 | 0,25 | 10 | -23 |
| 9 | для утримання ремонтного молодняка ВРХ | 15 | 45 | 3 | цегла з пустотами | 0,42 | 0,06 | 0,07 | 0,17 | 210 | 200 | 388 | 44 | 160 | 12 | 2 | 0,16 | 10 | -23 |

Продовження табл. 3.А.1

| Вар. | Приміщення | Розміри, м | | | Матеріал стін | Товщина, м | | | | Вихідні дані щодо тварин | | | | | Вихідні дані щодо системи вентиляції | | | Температура, °С | |
|------|---|------------|----|---|-----------------------|------------|------|--------|-------|--------------------------|---------|-------|-----------------------------|----------|--------------------------------------|--------------------|-------------------|------------------|----------------|
| | | А | В | h | | стіл | рам | дверей | стелі | N, гол | Сср, кг | q, Вт | CO ₂ , л/гол-год | W, г/год | n, шт | h _в , м | f, м ² | t _{онт} | t _з |
| 10 | для утримання лактуючих корів | 18 | 65 | 3 | цегла червона глиняна | 0,4 | 0,06 | 0,07 | 0,18 | 250 | 500 | 816 | 121 | 363 | 14 | 2 | 0,36 | 10 | -23 |
| 11 | для утримання биків на фермі молочного напрямку | 18 | 34 | 3 | цегла силікатна | 0,45 | 0,06 | 0,07 | 0,18 | 90 | 800 | 1227 | 242 | 505 | 10 | 1,5 | 0,36 | 10 | -23 |
| 12 | родильне відділення ферми ВРХ | 15 | 35 | 3 | цегла з пустотами | 0,42 | 0,06 | 0,08 | 0,18 | 90 | 500 | 700 | 100 | 288 | 8 | 1,5 | 0,16 | 15 | -23 |
| 13 | телятник для телят віком до 6 місяців | 15 | 40 | 3 | цегла червона глиняна | 0,4 | 0,05 | 0,08 | 0,18 | 330 | 90 | 216 | 34 | 88,8 | 8 | 1 | 0,25 | 15 | -22 |
| 14 | для відгодівлі молодняка на фермі ВРХ м'ясного напрямку | 18 | 55 | 3 | цегла з пустотами | 0,35 | 0,05 | 0,08 | 0,18 | 280 | 300 | 677 | 75 | 279 | 12 | 2 | 0,36 | 10 | -23 |

Продовження табл. 3.А.1

| Вар. | Приміщення | Розміри, м | | | Матеріал стін | Товщина, м | | | | Вихідні дані щодо тварин | | | | | Вихідні дані щодо системи вентиляції | | | Температура, °С | |
|------|---|------------|----|---|-----------------------|------------|------|--------|-------|--------------------------|--------|-------|--------------------------------|----------|--------------------------------------|--------------------|-------------------|------------------|----------------|
| | | А | В | h | | стіл | рам | дверей | стелі | N, гол | Ср, кг | q, Вт | CO ₂ , л/ (гол·год) | W, г/год | n, шт | h _в , м | f, м ² | t _{онт} | t _з |
| 15 | для утримання корів сухостійних | 17 | 44 | 3 | цегла з пустотами | 0,42 | 0,05 | 0,08 | 0,18 | 180 | 600 | 784 | 120 | 323 | 12 | 2 | 0,25 | 10 | -23 |
| 16 | для утримання ремонтного молодняка ВРХ | 14 | 50 | 3 | цегла силікатна | 0,42 | 0,05 | 0,08 | 0,17 | 190 | 300 | 503 | 75 | 279 | 14 | 1,5 | 0,25 | 10 | -23 |
| 17 | для утримання лактуючих корів | 18 | 55 | 3 | цегла з пустотами | 0,4 | 0,05 | 0,08 | 0,17 | 190 | 600 | 905 | 145 | 400 | 18 | 1,5 | 0,25 | 10 | -23 |
| 18 | для утримання биків на фермі молочного напрямку | 20 | 36 | 3 | цегла червона глиняна | 0,35 | 0,05 | 0,07 | 0,17 | 80 | 1000 | 1388 | 246 | 572 | 8 | 1,5 | 0,36 | 10 | -23 |
| 19 | родильне відділення ферми ВРХ | 15 | 30 | 3 | цегла з пустотами | 0,4 | 0,06 | 0,07 | 0,17 | 70 | 600 | 800 | 120 | 323 | 10 | 1,5 | 0,16 | 15 | -22 |

Продовження табл. 3.А.1

| Вар. | Приміщення | Розміри, м | | | Матеріал стін | Товщина, м | | | | Вихідні дані щодо тварин | | | | Вихідні дані щодо системи вентиляції | | | Температура, °С | | |
|------|---|------------|----|---|-------------------|------------|------|--------|-------|--------------------------|---------|-------|--------------------------------|--------------------------------------|-------|-------|-------------------|------------------|----------------|
| | | А | В | h | | стіл | рам | дверей | стелі | N, гол | Gср, кг | q, Вт | CO ₂ , л/ (гол·год) | W, г/год | п, шт | hв, м | f, м ² | t _{онт} | t _і |
| 20 | телятник для телят віком до 6 місяців | 15 | 30 | 3 | цегла з пустотами | 0,42 | 0,06 | 0,07 | 0,17 | 240 | 100 | 230 | 38 | 94,7 | 10 | 1,5 | 0,16 | 15 | -23 |
| 21 | для відгодівлі молодняка на фермі ВРХ м'ясного напрямку | 17 | 50 | 3 | цегла силікатна | 0,45 | 0,06 | 0,07 | 0,17 | 210 | 350 | 747 | 86 | 308 | 12 | 1,5 | 0,36 | 10 | -21 |
| 22 | для утримання корів сухостійних | 16 | 40 | 3 | цегла з пустотами | 0,42 | 0,06 | 0,07 | 0,17 | 195 | 400 | 607 | 79 | 250 | 12 | 1,5 | 0,25 | 10 | -22 |
| 23 | для утримання ремонтного молодняка ВРХ | 15 | 50 | 3 | цегла з пустотами | 0,4 | 0,06 | 0,07 | 0,18 | 205 | 250 | 447 | 65 | 248 | 12 | 1,5 | 0,25 | 10 | -23 |
| 24 | для утримання лактуючих корів | 17 | 65 | 3 | цегла силікатна | 0,42 | 0,06 | 0,07 | 0,18 | 245 | 400 | 716 | 97 | 321 | 10 | 1,5 | 0,49 | 10 | -23 |

Продовження табл. 3.А.1

| Вар. | Приміщення | Розміри, м | | | Матеріал стін | Товщина, м | | | | Вихідні дані щодо тварин | | | | | Вихідні дані щодо системи вентиляції | | | Температура, °С | |
|------|---|------------|----|---|-----------------------|------------|------|--------|-------|--------------------------|----------------------|-------|--------------------------------|----------|--------------------------------------|--------------------|-------------------|------------------|----------------|
| | | А | В | h | | стіл | рам | дверей | стелі | N, гол | G _{ер} , кг | q, Вт | CO ₂ , л/ (гол·год) | W, г/год | n, шт | h _в , м | f, м ² | t _{опт} | t ₃ |
| 25 | для утримання биків на фермі молочного напрямку | 19 | 35 | 3 | цегла червона глиняна | 0,35 | 0,06 | 0,07 | 0,18 | 100 | 600 | 1038 | 200 | 427 | 12 | 1,5 | 0,25 | 10 | -24 |
| 26 | родильне відділення ферми ВРХ | 16 | 25 | 3 | цегла з пустотами | 0,4 | 0,06 | 0,07 | 0,18 | 78 | 400 | 600 | 79 | 250 | 8 | 1 | 0,16 | 15 | -23 |
| 27 | телятник для телят віком до 6 місяців | 14 | 30 | 3 | цегла силікатна | 0,45 | 0,05 | 0,07 | 0,18 | 265 | 80 | 196 | 26 | 80,9 | 8 | 1,5 | 0,16 | 15 | -22 |
| 28 | для відгодівлі молодняка на фермі ВРХ м'ясного напрямку | 17 | 55 | 3 | цегла червона глиняна | 0,35 | 0,05 | 0,07 | 0,18 | 305 | 250 | 602 | 65 | 248 | 12 | 1,5 | 0,36 | 10 | -23 |

Продовження табл. 3.А.1

| Вар. | Приміщення | Розміри, м | | | Матеріал стін | Товщина, м | | | | Вихідні дані щодо тварин | | | | | Вихідні дані системи вентиляції | | | Температура, °С | |
|------|--|------------|----|---|-----------------------|------------|------|--------|-------|--------------------------|---------|-------|--------------------------------|----------|---------------------------------|--------------------|-------------------|------------------|----------------|
| | | А | В | h | | стін | рам | дверей | стелі | N, гол | Gср, кг | q, Вт | CO ₂ , л/ (гол·год) | W, г/год | n, шт | h _в , м | f, м ² | t _{онт} | t _з |
| 29 | для утримання корів сухостійних | 15 | 52 | 3 | цегла силікатна | 0,5 | 0,05 | 0,07 | 0,18 | 204 | 500 | 700 | 100 | 288 | 14 | 1,5 | 0,25 | 10 | -24 |
| 30 | для утримання ремонтного молодняка ВРХ | 14 | 45 | 3 | цегла червона глиняна | 0,4 | 0,05 | 0,08 | 0,18 | 208 | 200 | 388 | 44 | 160 | 12 | 1,5 | 0,16 | 10 | -23 |

66

Таблиця 3.А.2 – Кількість калориферів СФО-40 (продуктивність 3000 м²/год, перепад температур 55°С)

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| 3 | 3 | 4 | 3 | 3 | 2 | 4 | 3 | 2 | 5 | 3 | 3 | 2 | 4 | 3 | 4 | 4 | 3 | 3 | 2 | 3 | 3 | 3 | 4 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 2 |

ДОДАТОК 3.Б

ЗАГАЛЬНІ ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ВСІХ ВАРІАНТІВ

- оптимальна вологість повітря в приміщенні 65-75 %;
- товщина скла 0,005 м;
- площа скла вікон складає 16 % від площі бокових стін, площа рам вікон складає 10 % від площі скла вікон;
- площа воріт, що розташовані в торцевих стінах, складає 30 % від площі торцевих стін;
- торцева стіна приміщення розташована на північ;
- в приміщенні використовується природна вентиляція з верхньої зони через n вентиляційних шахт, кожна з яких площею перерізу f та висотою h (см. табл. 3.А.1)

Таблиця 3.Б.1 - Теплопровідність матеріалів, Вт/(м·°С)

| Матеріал | Теплопровідність кДж/(м·год·°С) |
|-----------------------------------|------------------------------------|
| цегла силікатна | 0,7 |
| цегла червона глиняна | 0,56 |
| цегла з порожнотами | 0,35 |
| деревина (рами та двері одинарні) | 0,18 |
| залізобетон (стяга) | 1,69 |
| скло (вікна одинарні) | 0,814 |

4 ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ АПК

4.1 Загальна характеристика систем електропостачання підприємств АПК

Джерелом електропостачання сільськогосподарських підприємств, як правило, є об'єднана енергосистема. Місцеве електропостачання з використанням дизельних електростанцій може застосовуватись короткочасно у якості резервного джерела.

На балансі підприємств АПК у складі системи електропостачання найчастіше перебуває трансформаторна підстанція (ТП) 6-10/0,4 кВ та повітряні (ПЛ) або кабельні (КЛ) лінії електропередавання напругою 0,38 кВ, які забезпечують розподілення електроенергії до виробничих приміщень. В залежності від вимог щодо надійності електропостачання, на ТП 6-10/0,4 кВ може встановлюватись один або два силових трансформатори. Номінальна потужність трансформаторів найчастіше коливається в межах від 100 кВА до 630 кВА. Від ТП 6-10/0,4 кВ зазвичай відходить від двох до п'яти радіальних ліній 0,38 кВ, найчастіше повітряних, з довжиною магістральної частини від 0,1 до 0,8 км. На ПЛ 0,38 кВ, як правило, використовуються проводи марок А та АС з перерізом алюмінієвої частини 16, 25, 35 або 50 мм².

Іноді на балансі великих сільськогосподарських підприємств (комплексів з виробництва сільськогосподарської продукції) можуть перебувати також розподільні лінії напругою 6-10 кВ, підстанції 35-110/0,4-10 кВ.

4.2 Підготовка до проведення енергетичного аудиту

4.2.1 Мета, завдання та об'єкти енергетичного аудиту

Метою проведення енергетичного аудиту систем електропостачання підприємств АПК є оцінювання показників енергое-

фективності розподілення електроенергії та розробка економічно обґрунтованих енергоощадних заходів.

Конкретними завданнями такого енергоаудиту є [4]:

- визначення втрат електричної енергії в елементах системи електропостачання;
- оцінювання ефективності розподілення електричної енергії мережами підприємства;
- визначення потенціалу енергозбереження;
- розроблення рекомендацій з впровадження енергоощадних заходів.

Об'єктами енергоаудиту є:

- трансформаторні підстанції та розподільні пристрої;
- лінії електропередавання напругою до та понад 1000 В;
- режими електроспоживання;
- служба технічної експлуатації електричних мереж;
- система обліку електричної енергії.

4.2.2 Вихідні дані для проведення енергоаудиту

Проведенню енергоаудиту системи електропостачання сільськогосподарського підприємства повинно передувати збирання вихідних даних, яке передбачає ознайомлення з документальною інформацією та проведення необхідних вимірювань.

До основних документів, які можуть використовуватись для проведення енергоаудиту, відносяться [4]:

- проекти підстанцій і ліній, перспективи їх розвитку;
- звітна документація;
- однолінійні схеми підстанцій з вказаними параметрами трансформаторів, комутаційної апаратури, пристроїв компенсації реактивної потужності, приладів обліку електроенергії;
- однолінійна схема розподілення електроенергії по об'єкту із зазначенням на ній параметрів ліній живлення (тип, переріз, довжина);
- добові графіки активного і реактивного електричного навантаження;
- графіки коефіцієнта потужності;
- кабельні журнали та експлуатаційна документація;
- документація на контрольно-вимірювальну апаратуру.

У випадку відсутності, довідкові дані проводів та кабелів, силових трансформаторів можуть бути взяті з [26, 27] або розраховані за виразами, що наведені там же.

За необхідності, можуть проводитись додаткові вимірювання таких величин як напруга, струм, опір, частота, активна і реактивна потужність, витрати активної і реактивної енергії за визначений період, коефіцієнт потужності, показники якості електроенергії, довжини ділянок ліній тощо. Вимірювальні прилади та засоби вимірювань повинні відповідати вимогам метрологічного контролю та рекомендаціям [4, 26]. Обсяг вимірювань встановлюється залежно від вибраних методів енергоаудиту та поставлених завдань.

4.3 Визначення втрат електричної енергії в елементах систем електропостачання підприємств АПК

4.3.1 Види втрат електричної енергії в електричних мережах та методи їх визначення

Втрати електричної енергії в електричних мережах поділяють на чотири види [28]:

- технічні втрати електроенергії, що зумовлені перетворенням частини електроенергії в тепло в елементах мереж при її передаванні;
- витрата електроенергії на власні потреби підстанцій;
- втрати електроенергії, обумовлені неточністю приладів обліку;
- комерційні втрати, обумовлені невідповідністю обсягів сплати рівню спожитої електроенергії.

Для сільськогосподарських підприємств у переважній більшості випадків характерними є лише технічні втрати електроенергії. Витрати електроенергії на власні потреби підстанцій необхідно враховувати у випадку перебування на балансі підприємств АПК трансформаторних підстанцій напругою 35/0,4, 35-110/10 кВ, що зустрічається досить рідко. Третій та четвертий види втрат потрібно брати до уваги у випадку приєднання до електричних мереж підприємства інших споживачів (суб-

споживачів), яким підприємство постачає електричну енергію на договірних умовах, що також є нечастим випадком. Тому надалі розглядаються лише технічні втрати електроенергії у трансформаторах та лініях електропередавання. Методику розрахунку інших видів втрат висвітлено в спеціальній літературі [28].

За залежністю від величини навантажень, технічні втрати електроенергії поділяють на змінні та умовно-постійні [30].

Виходячи з обсягу наявної інформації про навантаження мереж, для визначення змінних втрат електроенергії можуть застосовуватись такі методи [28-30]:

- 1) оперативних розрахунків;
- 2) розрахункових діб;
- 3) середніх навантажень;
- 4) числа годин максимальних втрат;
- 5) оцінювання втрат за узагальненою інформацією про схеми та навантаження мережі (для ліній 0,38 кВ);
- б) оцінювання в залежності від величини втрат напруги (для ліній 0,38 кВ).

Метод оперативних розрахунків характеризується найбільшою точністю визначення втрат. Але він можливий лише за умови наявності на підприємстві автоматизованої системи обліку електроенергії (АСОЕ), що зустрічається не часто.

У випадку наявності достовірних даних про навантаження, для розрахунку змінних втрат електроенергії у мережах 0,38 кВ сільськогосподарських підприємств необхідно використовувати рекомендації [26] та [27], що базуються відповідно на методах розрахункових діб та середніх навантажень. Але, як правило, такі мережі характеризуються невизначеністю величин потужностей та споживаної енергії, значною розгалуженістю, наявністю несиметрії навантажень. Виконати розрахунки потокорозподілу в таких мережах часто неможливо. Це ускладнює застосування даних методів, а також методу числа годин максимальних втрат, для визначення втрат у розгалужених лініях 0,38 кВ.

Метод оцінювання втрат за узагальненою інформацією допустимо використовувати для групи ліній 0,38 кВ чисельністю декілька сотень, що не відповідає умовам підприємств АПК.

Метод оцінювання втрат в залежності від величини втрат напруги має нижчу точність, проте дозволяє відносно просто

провести розрахунки у випадку відсутності гарантованих даних про навантаження в розгалужених лініях 0,38 кВ.

Таким чином, розрахунок змінних втрат електроенергії у трансформаторах, що зумовлені втратами короткого замикання (к.з.), а також у нерозгалужених лініях, може проводитись на основі методу числа годин максимальних втрат. Для визначення величини змінних втрат електроенергії у розгалужених лініях 0,38 кВ при проведенні енергоаудиту підприємств АПК найбільш зручним є метод на основі величини втрат напруги, хоча він і приводить до деякого зниження точності розрахунків. Розрахунок умовно-постійних втрат, зумовлених втратами неробочого ходу (н.х.) трансформаторів, виконується на основі тривалості їх роботи і, зазвичай, не викликає труднощів.

Втратами у внутрішніх мережах виробничих приміщень сільськогосподарських підприємств допустимо знехтувати у зв'язку з їх відносно невеликим значенням та складністю розрахунків.

Далі детально розглянуто згадані методи визначення втрат електроенергії та наведено приклади розрахунків.

4.3.2 Розрахунок втрат електричної енергії в силових трансформаторах

Річні змінні втрати електроенергії у трансформаторі, зумовлені втратами к.з., на основі методу числа годин максимальних втрат розраховуються за виразом [31]

$$\Delta W_{T \text{ к.з.}} = \left(\frac{S_{max}}{S_n} \right)^2 P_{\text{к.з.}} \tau 10^{-3}, \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}, \quad (4.1)$$

де S_{max} , S_n – відповідно максимальне навантаження трансформатора за рік та його номінальна потужність, кВА;

$P_{\text{к.з.}}$ – втрати к.з. трансформатора, кВт, табл. 4.А.1 додатку 4.А [32];

τ – число годин максимальних втрат, год.

Максимальне навантаження трансформатора за рік S_{max} може бути розраховане на основі добових графіків навантажен-

ня трансформатора, що знімаються для декількох контрольних діб під час проведення енергоаудиту, за виразом

$$S_{max} = \frac{S_{max\ cер}}{k_c}, \text{кВА}, \quad (4.2)$$

де $S_{max\ cер}$ – середнє для декількох діб максимальне повне навантаження трансформатора, кВА;

k_c – коефіцієнт сезонності навантаження для сезону, в якому проводяться вимірювання, що залежить від виду навантаження, табл. 4.1 [31, 33].

Таблиця 4.1 – Характеристики графіків навантаження сільськогосподарських підприємств

| Вид навантаження | Число годин використання максимального навантаження T , год | Число годин максимальних втрат τ , год | Коефіцієнт сезонності навантаження k_c для сезону | | | |
|--|--|--|---|-------|------|-------|
| | | | зима | весна | літо | осінь |
| Тваринницькі комплекси та ферми з виробництва молока | 4310 | 3870 | 1,0 | 0,8 | 0,7 | 0,9 |
| Тваринницькі комплекси та ферми з виробництва свинини | 3860 | 2920 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,9 |
| Птахоферми | 3860 | 2920 | 1,0 | 0,9 | 0,8 | 0,9 |
| Тваринницькі комплекси та ферми з виробництва телятини | 4680 | 4250 | 1,0 | 0,8 | 0,6 | 0,9 |

Число годин максимальних втрат τ визначається на основі річного графіка навантаження трансформатора за формулою

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^N S_i^2 t_i}{S_{max}^2}, \text{ год}, \quad (4.3)$$

де S_i – повне навантаження трансформатора для i -ого ступеня графіка тривалістю t_i (год), кВА;

N – кількість ступенів графіка навантаження.

У випадку, якщо річний графік навантаження невідомий, число годин максимальних втрат може прийматись за даними табл. 4.1 [31]. Для сільських споживачів з числом годин використання максимального навантаження $T = 1800 - 3500$ год значення τ може бути також розраховане приблизно за формулою [31]

$$\tau = 0,69T - 584, \text{ год}. \quad (4.4)$$

Число годин використання максимального навантаження T залежить від виду споживачів і для деяких сільськогосподарських підприємств наведене в табл. 4.1 [31]. Воно також може бути визначене на основі річного обсягу споживання активної електричної енергії підприємством W та максимального активного навантаження P_{max}

$$T = \frac{W}{P_{max}}, \text{ год}. \quad (4.5)$$

Річні умовно-постійні втрати електроенергії у трансформаторі, зумовлені втратами н.х., розраховуються за виразом [31]

$$\Delta W_{T \text{ н.х.}} = P_{\text{н.х.}} T_{\text{річ}} 10^{-3}, \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}, \quad (4.6)$$

де $P_{\text{н.х.}}$ – втрати н.х. трансформатора, кВт, таюл.4.А.1 додатку 4.А [32];

$T_{\text{річ}}$ – число годин роботи трансформатора за рік, год. За цілорічної роботи $T_{\text{річ}}=8760$ год.

Річні сумарні втрати електроенергії у трансформаторі

$$\Delta W_T = \Delta W_{T_{н.х.}} + \Delta W_{T_{к.з.}}, \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.} \quad (4.7)$$

Приклад 4.1. Розрахувати річні втрати електроенергії у двох трансформаторах типу ТМ-630/10, що встановлені на дво-трансформаторній підстанції 10/0,4 кВ, яка живить навантажен-ня виробничих приміщень сільськогосподарського підприємства з виробництва молока. Однолінійна схема зовнішніх електрич-них мереж 0,38 кВ, які знаходяться на балансі підприємства, зо-бражена на рис. 4.1. Прийняти, що трансформатори знаходяться під напругою цілорічно ($T_{річ}=8760$ год). Річна вхідна електро-енергія в електричні мережі 0,38 кВ підприємства складає $W_{0,38} = 1500$ тис. кВт·год (за сумою показів лічильників, що встанов-лені на стороні 0,4 кВ підстанції 10/0,4 кВ). Дані добових графі-ків навантаження трансформаторів, що отримані для трьох кон-трольних діб під час проведення енергоаудиту, наведені в табл. 6.2 (для спрощення розрахунків графіки навантаження прийнято однаковими для обох трансформаторів). В розрахунках взяти до уваги, що знімання графіків навантаження проводилось влітку.

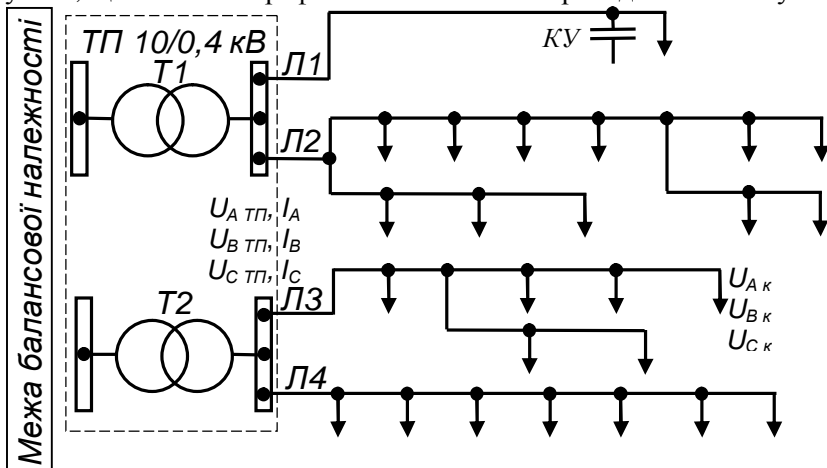


Рисунок 4.1 – Однолінійна електрична схема зовнішніх електричних мереж 0,38 кВ ферми з виробництва молока (до прикладу 4.1)

Таблиця 4.2 – Дані добових графіків навантаження трансформаторів (до прикладу 4.1)

| Доба та вид навантаження | Величина навантаження (кВт, кВАр, кВА) для години доби | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | |
| 1 | <i>P</i> | 42 | 42 | 42 | 42 | 56 | 63 | 70 | 98 | 119 | 126 | 140 | 112 |
| | <i>Q</i> | 30 | 30 | 30 | 30 | 42 | 48 | 66 | 84 | 108 | 114 | 121 | 102 |
| 2 | <i>P</i> | 39 | 39 | 39 | 39 | 52 | 59 | 65 | 91 | 111 | 117 | 143 | 104 |
| | <i>Q</i> | 28 | 28 | 28 | 28 | 39 | 44 | 61 | 77 | 99 | 105 | 112 | 94 |
| 3 | <i>P</i> | 45 | 45 | 45 | 45 | 60 | 68 | 75 | 105 | 128 | 135 | 137 | 120 |
| | <i>Q</i> | 33 | 33 | 33 | 33 | 46 | 52 | 72 | 91 | 117 | 124 | 130 | 111 |
| <i>S_{сер}</i> | | 52 | 52 | 52 | 52 | 70 | 79 | 96 | 129 | 161 | 170 | 185 | 151 |

Продовження таблиці 4.2

| Доба та вид навантаження | Величина навантаження (кВт, кВАр, кВА) для години доби | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--|----|----|-----|-----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|----|
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | |
| 1 | <i>P</i> | 77 | 91 | 98 | 98 | 91 | 91 | 91 | 77 | 77 | 56 | 49 | 49 |
| | <i>Q</i> | 72 | 84 | 90 | 90 | 78 | 78 | 72 | 60 | 60 | 36 | 36 | 36 |
| 2 | <i>P</i> | 72 | 85 | 91 | 91 | 85 | 85 | 85 | 72 | 72 | 52 | 46 | 46 |
| | <i>Q</i> | 66 | 77 | 83 | 83 | 72 | 72 | 66 | 55 | 55 | 33 | 33 | 33 |
| 3 | <i>P</i> | 83 | 98 | 105 | 105 | 98 | 98 | 98 | 83 | 83 | 60 | 53 | 53 |
| | <i>Q</i> | 78 | 91 | 98 | 98 | 85 | 85 | 78 | 65 | 65 | 39 | 39 | 39 |
| <i>S_{сер}</i> | 105 | 52 | 52 | 52 | 70 | 79 | 96 | 129 | 161 | 170 | 185 | 151 | |

За даними графіків навантаження трансформаторів, розраховуємо їх середнє для трьох діб ($N=3$) повне навантаження для кожної i -ої години доби (останній рядок у табл. 4.2) за виразом

$$S_{сер\ i} = \frac{\sum_{n=1}^N S_{ni}}{N}, \text{кВА},$$

де S_{ni} – повне навантаження для i -ої години n -ої доби

$$S_{ni} = \sqrt{P_{ni}^2 + Q_{ni}^2}, \text{кВА.}$$

З табл. 4.2 видно, що середнє для декількох дїб максимальне повне навантаження трансформаторів вїдповїдає 11 годинї і складає $S_{\max \text{ сер}} = 185 \text{ кВА}$. За табл. 4.1 для навантаження ферм з виробництва молока визначаємо коефїцієнт сезонностї для лїтнього перїоду $k_c = 0,7$ та число годин максимальних втрат $\tau = 3870 \text{ год}$. Максимальне повне навантаження трансформаторів за рїк за виразом (4.2)

$$S_{\max} = \frac{185}{0,7} = 264 \text{ кВА.}$$

Для трансформатора типу ТМ-630/10 потужностю $S_n = 630 \text{ кВА}$ з табл. 4.А.1 додатку 4.А $P_{к.з.} = 7,6 \text{ кВт}$ та $P_{н.х.} = 1,31 \text{ кВт}$. Рїчні змїннї втрати електроенергїї у кожному з трансформаторів за виразом (4.1)

$$\Delta W_{T_{к.з.}, I} = \left(\frac{264}{630} \right)^2 \cdot 7,6 \cdot 3870 \cdot 10^{-3} = 5,17 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}$$

Рїчні умовно-постїйнї втрати електроенергїї у кожному з трансформаторів за виразом (4.6)

$$\Delta W_{T_{н.х.}, I} = 1,31 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 11,48 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}$$

Рїчні сумарнї втрати електроенергїї у кожному з трансформаторів за виразом (4.7)

$$\Delta W_{T, I} = 5,17 + 11,48 = 16,65 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}$$

Рїчні втрати у двох трансформаторах

$$\Delta W_T = 2 \cdot \Delta W_{T, I} = 2 \cdot 16,65 = 33,3 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}$$

Річне надходження електроенергії в електричні мережі підприємства з урахуванням втрат у трансформаторах

$$W = W_{0,38} + \Delta W_T = 1500 + 33,3 = 1533,3 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}$$

Відносні втрати електроенергії у трансформаторах

$$\Delta W_T, \% = \frac{33,3}{1533,3} \cdot 100 = 2,17 \%$$

4.3.3 Розрахунок втрат електричної енергії в лініях електропередавання

Річні втрати електроенергії у нерозгалуженій лінії електропередавання за методом числа годин максимальних втрат визначаються за виразом [32]

$$\Delta W_{Л} = \frac{S_{\max}^2}{U_n^2} \cdot R_0 \cdot l \cdot \tau \cdot 10^{-6}, \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}, \quad (4.8)$$

де S_{\max} – максимальне повне навантаження лінії за рік, кВА;

U_n – номінальна напруга лінії, кВ;

R_0 – питомий активний опір лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км;

τ – число годин максимальних втрат, год.

Максимальне повне навантаження лінії за рік може бути розраховане за виразом (4.2) аналогічно до навантаження трансформатора на основі добових графіків навантаження лінії, що знімаються для декількох контрольних діб, та коефіцієнта сезонності. Коефіцієнт сезонності та число годин максимальних втрат для лінії повинні прийматись в залежності від конкретних видів електроприймачів, які живить лінія. Відомості щодо цих величин для окремих сільськогосподарських виробничих приміщень наведені в [31, 33]. Питомий активний опір для деяких проводів та кабелів наведений у додатку 4.А [27].

У випадку значної розгалуженості ліній та невизначеності навантажень, втрати електроенергії в лінії 0,38 кВ можуть бути відносно просто розраховані на основі величини втрат напруги в ній [29]. Для реалізації даного методу проводяться вимірювання рівнів фазних напруг на шинах 0,4 кВ ТП 6-10/0,4 кВ ($U_{A\text{ ТП}}$, $U_{B\text{ ТП}}$, $U_{C\text{ ТП}}$) і в найбільш електрично віддаленій точці магістральної частини лінії ($U_{A\text{ к}}$, $U_{B\text{ к}}$, $U_{C\text{ к}}$) в режимі максимального навантаження (лінія ЛЗ на рис. 4.1). За даними вимірювань визначається розрахункова відносна величина втрат напруги ΔU_p за виразом

$$\Delta U_p \% = \frac{U_{\text{сеп ТП}} - U_{\text{мін к}}}{U_{\text{сеп ТП}}} 100, \% \quad (4.9)$$

де $U_{\text{сеп ТП}}$ – середня напруга на шинах ТП 6-10/0,4 кВ;

$U_{\text{мін к}}$ – мінімальне з трьох значень фазної напруги в найбільш віддаленій точці лінії.

У випадку проведення вимірювань в сезон не з максимальним рівнем завантаження лінії, розрахункова величина втрат напруги ΔU_p повинна бути відкоригована за коефіцієнтом сезонності k_c

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U_p \%}{k_c}, \% \quad (4.10)$$

Відносні втрати електроенергії у відсотках від обсягу відпущеної в лінію визначаються за формулою

$$\Delta W_L \% = 0,7 k_{\text{нер}} \Delta U \% \frac{\tau}{T}, \% \quad (4.11)$$

де $k_{\text{нер}}$ – коефіцієнт, що враховує нерівномірність розподілення навантажень за фазами;

τ – число годин максимальних втрат, год;

T – число годин використання максимального навантаження, год, що приймається в залежності від конкретних видів електроприймачів, які живить лінія [31, 33].

Коефіцієнт $k_{нер}$ визначається за формулою

$$k_{нер} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_H}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_H}{R_\phi}, \quad (4.12)$$

де I_A, I_B, I_C , – фазні струми, виміряні в голові лінії (див. рис. 4.1);

R_H / R_ϕ – відношення опорів нульового та фазного проводів для голови лінії.

Орієнтовний річний обсяг відпущеної в лінію електроенергії

$$W_{ЛЛ} = P_{max} T \cdot 10^{-3}, \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}, \quad (4.13)$$

де P_{max} – максимальне річне активне навантаження лінії, кВт, що може бути розраховане на основі виразу (4.2) за результатами знімання добових графіків навантаження лінії для декількох контрольних діб з урахуванням коефіцієнта сезонності.

Річні втрати електроенергії в лінії в натуральному виразі

$$\Delta W_{ЛЛ} = \frac{\Delta W_{ЛЛ} \%}{100} W_{ЛЛ}, \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}. \quad (4.14)$$

Приклад 4.2. На основі методу втрат напруги, розрахувати річні втрати електроенергії у чотирьох ПЛІ 0,38 кВ ЛЛ1–ЛЛ4, що живлять виробничі приміщення сільськогосподарського підприємства з попереднього прикладу (див. приклад 4.1). Схеми ліній 0,38 кВ наведені на рис. 4.1. Результати вимірювання рівнів напруги і фазних струмів ліній в години добового максимуму та середні для декількох діб максимальні активні навантаження ліній для літнього сезону наведені в табл. 4.3. В розрахунках прийняти для кожної з ліній відношення $R_H/R_\phi=1$, характеристи-

ки річних графіків навантаження ліній – за даними табл. 4.1 ($T=4310$ год, $\tau = 3870$ год, $k_c = 0,7$).

Таблиця 4.3 – Вихідні дані для розрахунку втрат електроенергії в ПЛ 0,38 кВ сільськогосподарського підприємства (до прикладу 4.2)

| Лінія | Струм фази <i>A</i> в голові лінії, <i>A</i> | Струм фази <i>B</i> в голові лінії, <i>A</i> | Струм фази <i>C</i> в голові лінії, <i>A</i> | Середня фазна напруга на шинах ТП $U_{\text{ср ТП}}$, В | Мінімальна фазна напруга в кінці лінії $U_{\text{мін к}}$, В | Максимальне активне навантаження лінії $P_{\text{max ср}}$, кВт |
|-----------|--|--|--|--|---|--|
| <i>Л1</i> | 166,9 | 180,6 | 148,2 | 224,0 | 205,0 | 81 |
| <i>Л2</i> | 129,5 | 127,2 | 112,7 | 224,0 | 209,6 | 59 |
| <i>Л3</i> | 136,2 | 144,7 | 117,8 | 220,4 | 210,0 | 66 |
| <i>Л4</i> | 117,6 | 197,3 | 130,6 | 220,4 | 208,2 | 74 |

Розрахунки проводимо за формулами (4.9-4.14). Наприклад, для лінії *Л1* розрахункові відносні втрати напруги складуть

$$\Delta U_p \% = \frac{224 - 205}{224} \cdot 100 = 8,5 \%$$

Оскільки вимірювання проводились в літній сезон, коли навантаження ліній не є максимальними, розрахункові значення відносних втрат напруги ΔU_p , а також середні для декількох контрольних діб максимальні активні навантаження $P_{\text{max ср}}$, повинні бути відкориговані за коефіцієнтом сезонності на основі виразу (4.2). Для лінії *Л1*

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U_p \%}{k_c} = \frac{8,5}{0,7} = 12,2 \%$$

$$P_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max ср}}}{k_c} = \frac{81}{0,7} = 116 \text{ кВт};$$

$$k_{\text{нер}} = 3 \cdot \frac{166,9^2 + 180,6^2 + 148,2^2}{(166,9 + 180,6 + 148,2)^2} \cdot (1 + 1,5 \cdot 1) - 1,5 \cdot 1 = 1,02;$$

$$\Delta W_{\text{Л}} \% = 0,7 \cdot 1,02 \cdot 12,2 \cdot \frac{3870}{4310} = 7,82 \%;$$

$$W_{\text{Л}} = 116 \cdot 4310 \cdot 10^{-3} = 500 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{\text{Л}} = \frac{7,82}{100} \cdot 500 = 39,1 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}.$$

Для інших ліній розрахунок проводиться аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл. 4.4. У останній колонці тут наведено величину втрат енергії в кожній з ліній по відношенню до фактичного річного надходження електроенергії в мережу підприємства $W = 1533,3$ тис. кВт·год (див. приклад 4.1). Як видно, загальні річні втрати електроенергії в усіх ПЛ 0,38 кВ становлять $\Delta W_{\text{Л}\Sigma} = 103,49$ тис. кВт·год, що складає 6,75 % від річного надходження електроенергії. Сумарні річні технічні втрати електроенергії в системі електропостачання підприємства дорівнюють сумі втрат у трансформаторах ТП 6-10/0,4 кВ $\Delta W_{\text{T}} = 33,3$ тис. кВт·год (див. приклад 4.1) та у лініях 0,38 кВ $\Delta W_{\text{Л}\Sigma} = 103,49$ тис. кВт·год і становлять $\Delta W_{\Sigma} = 33,3 + 103,49 = 136,79$ тис. кВт·год або 8,92 % від надходження електроенергії.

Таблиця 4.4 – Результати розрахунку втрат електроенергії в ПЛ 0,38 кВ сільськогосподарського підприємства (до прикладу 4.2)

| Лінія | $\Delta U_{\text{р}},$ % | $\Delta U,$ % | $P_{\text{max}},$ кВт | $k_{\text{нер}}$ | $\Delta W_{\text{Л}},$ % | $W_{\text{Л}},$ тис. кВт·год | $\Delta W_{\text{Л}},$ тис. кВт·год | $\Delta W,$ % |
|--------|-----------------------------|------------------|--------------------------|------------------|-----------------------------|---------------------------------|--|------------------|
| Л1 | 8,50 | 12,20 | 116 | 1,02 | 7,82 | 500 | 39,10 | 2,55 |
| Л2 | 6,43 | 9,16 | 84 | 1,01 | 5,81 | 362 | 21,03 | 1,37 |
| Л3 | 4,72 | 6,72 | 94 | 1,02 | 4,31 | 405 | 17,45 | 1,14 |
| Л4 | 5,53 | 7,91 | 106 | 1,14 | 5,67 | 457 | 25,91 | 1,69 |
| Разом: | | | | | | | 103,49 | 6,75 |

4.4 Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах підприємств АПК та розробка заходів щодо їх зниження

4.4.1 Загальні відомості про види заходів зі зниження втрат електроенергії в електричних мережах

Заходи зі зниження втрат енергії в електричних мережах зазвичай поділяють на три групи [34]:

- організаційні;
- технічні;
- заходи щодо вдосконалення систем обліку енергії.

За величиною необхідних капітальних вкладень, усі заходи зі зниження втрат енергії поділяють на безвитратні та витратні.

Організаційні заходи в більшості випадків є безвитратними, тому саме вони повинні впроваджуватись першочергово. До типових організаційних заходів щодо зниження втрат енергії в електричних мережах сільськогосподарських підприємств можна віднести такі:

- вирівнювання графіка електричного навантаження підприємства або його окремих потужних електроприймачів;
- вимикання одного з силових трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях в режимі низького завантаження;
- вимикання підстанцій з сезонним навантаженням;
- симетрування навантажень фаз;
- оптимальне регулювання напруг і компенсація реактивних потужностей в електричній мережі;
- вмикання під навантаження резервних ліній електропередавання;
- мінімізація часу простою різних елементів мережі в неробочому стані, широке впровадження і постійне удосконалення технології і якості комплексних ремонтів;
- систематичний структурний аналіз втрат електроенергії, виявлення локальних місць втрат і розробка заходів щодо їх зниження;
- постійне підвищення кваліфікації персоналу, розробка та впровадження ефективних засобів стимулювання персоналу до зменшення величини втрат.

Технічні заходи потребують придбання обладнання, реконструкції, модернізації, додаткового будівництва, що пов'язано з необхідністю капіталовкладень. До типових технічних заходів зі зниження втрат енергії в електричних мережах сільськогосподарських підприємств можна віднести:

- встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності;
- встановлення фільтр-компенсуючих і симетруючих пристроїв для підвищення якості електроенергії;
- оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок будівництва ліній та підстанцій;
- будівництво підстанцій глибокого вводу;
- впровадження трансформаторів з автоматичним регулюванням коефіцієнта трансформації;
- використання самоутриманих ізольованих проводів (СІП) на ПЛ;
- зміна конструкції і геометрії розташування проводів на ПЛ;
- переведення електричних мереж на підвищену номінальну напругу;
- заміна проводів на перевантажених ПЛ на проводи з більшим перерізом.

Заходи щодо вдосконалення систем обліку енергії можуть бути як практично безвитратними, так і потребувати додаткових витрат для організації нових точок обліку. Ці заходи не знижують фізично існуючих втрат електроенергії, однак вони впорядковують облік, уточнюють вихідну інформацію, роблячи більш ефективними організаційні і технічні заходи по зниженню втрат. До даної групи заходів відносяться встановлення автоматизованих систем комерційного та технічного обліку електроенергії з контролем перетоків по окремих лініях, виробничих приміщеннях, складання та аналіз балансів електроенергії, впровадження інформаційних систем з аналізу втрат енергії на основі комп'ютерної техніки.

Далі наведена методика проведення аналізу втрат електроенергії та показані приклади оцінювання потенціалу енергоощадності для основних заходів зі зменшення величини втрат в електричних мережах сільськогосподарських підприємств.

4.4.2 Аналіз втрат електроенергії

Величина втрат електроенергії є основним показником енергетичної ефективності систем електропостачання. Порядок аналізу втрат електроенергії повинен відповідати загальній послідовності аналізу даних при проведенні енергетичного аудиту [4]. Аналіз втрат електроенергії проводиться для вирішення таких завдань:

- виявлення та оцінювання резервів зі зниження втрат;
- виявлення та ранжування основних факторів, що впливають на величину втрат електроенергії;
- визначення місць з підвищеним рівнем втрат;
- розроблення заходів щодо зниження втрат, визначення їх ефективності і черговості впровадження;
- оцінювання результатів впровадження заходів зі зниження втрат електроенергії.

Основними формами аналізу втрат електроенергії є:

- складання балансів електроенергії (по кожній підстанції та системі електропостачання в цілому);
- аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії з урахуванням зміни схем, режимів електричних мереж;
- оцінювання фактичної ефективності окремих заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також плану заходів в цілому;
- виявлення залежностей втрат електроенергії від основних факторів, що характеризують схему мережі та режими її роботи.

Для аналізу втрат електричної енергії мають використовуватись:

- результати розрахунку режимів електричної мережі;
- результати розрахунку втрат електроенергії та їх структури;
- дані щодо втрат електроенергії за ряд років;
- підсумки виконання планів заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- проектні рішення щодо розвитку електричних мереж;
- дані про стан розрахункового і технічного обліку електроенергії;

- дані щодо матеріального стимулювання персоналу за зниження втрат електроенергії.

Інформацію доцільно подавати у вигляді таблиць, діаграм, графіків тощо.

Під час проведення аналізу втрат електроенергії необхідно провести їх порівняння:

- фактичних показників з очікуваними;
- фактичних показників з показниками минулих років;
- фактичних показників з показниками аналогічних провідних підприємств;
- фактичних показників з середніми в галузі.

Під час аналізу необхідно дотримуватися однаковості періодів часу, за які проводяться порівняння, відповідності кількісних та якісних показників порівнюваних підприємств, методик розрахунку втрат.

Під час аналізу втрат енергії у лініях електропередавання, потрібно звернути увагу на відповідність проводів ПЛ або жил кабелів технічним обмеженням, до яких відносяться [32]:

- обмеження за умовою допустимого нагрівання;
- обмеження за допустимим відхиленням напруги на затискачах електроприймачів, приєднаних до лінії;
- обмеження за умовою необхідної чутливості релейного захисту;
- обмеження за умовою пуску асинхронних двигунів;
- обмеження за механічною міцністю.

Необхідно звернути увагу на рівень фізичного зношення проводів або кабелів.

Аналіз втрат енергії у лініях електропередавання повинен проводитись також з урахуванням критеріїв економічності. Для проводів ПЛ таким критерієм слугують інтервали економічних навантажень. У табл. 4.5 наведено інтервали економічних навантажень для ПЛ 0,38 кВ [31].

У якості критерію економічності кабельних ліній електропередавання може використовуватись величина економічної густини струму у жилах кабелю. Для кабелів з алюмінієвими та мідними жилами економічна густина струму складає відповідно 1,2 – 1,9 та 2 – 3,5 мм² [35].

Таблиця 4.5 - Інтервали економічних навантажень для сільських ПЛ 0,38 кВ

| Марка та переріз проводу ПЛ, мм ² | A-16 | A-25 | A-35 | A-50 |
|--|------------|-------------|-------------|-------------|
| Економічний інтервал навантаження, А | 5,6 - 15,2 | 15,2 - 22,8 | 22,8 - 31,9 | 31,9 – 45,6 |

Якщо переріз проводів або жил кабелів не відповідає критерію економічності або технічним обмеженням, може розглядатись проект реконструкції лінії. У такому випадку, у разі збільшення перерізу проводів ПЛ або жил кабелів, супутнім ефектом від реконструкції лінії є зменшення величини втрат енергії у ній.

Аналіз втрат енергії у трансформаторах потрібно також починати з встановлення їх відповідності економічним та технічним критеріям. Критерієм економічності трансформатора є інтервал економічного навантаження. Величини цих інтервалів для трансформаторів ТП 10/0,4 кВ наведені у табл. 4.6 [36]. До технічних критеріїв, що застосовуються під час вибору кількості та потужності силових трансформаторів, відносяться умови необхідної надійності електропостачання, допустимого перевантаження у нормальному та післяаварійному режимах, аварійної термічної стійкості [36, 37].

У випадку невідповідності трансформатора одному з критеріїв, може розглядатись проект реконструкції підстанції із заміною трансформатора (трансформаторів). Часто одним з результатів такої реконструкції є зменшення втрат енергії.

Під час аналізу втрат енергії у лініях та трансформаторах необхідно також провести дослідження таких факторів як симетричність навантажень за фазами, рівномірність графіків навантажень, величина коефіцієнта потужності $\cos \varphi$, параметри якості електричної енергії.

Оптимальним рівнем сумарних технічних втрат електричної енергії можна вважати величину 4 – 6 % від обсягу її надходження в мережу [29].

Кінцевим етапом аналізу є оцінювання потенціалу енергоощадності окремих заходів зі зменшення втрат електроенергії, яке проводять в натуральному, відносному і вартісному виразі.

Після цього проводиться техніко-економічне обґрунтування заходів та вибирається їх пріоритетний перелік для впровадження на підприємстві.

Таблиця 4.6 – Інтервали економічних навантажень для трансформаторів ТП 10/0,4 кВ

| Вид навантаження | Інтервал економічного навантаження (кВА) для трансформатора з номінальною потужністю, кВА | | | | | |
|--|---|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 63 | 100 | 160 | 250 | 400 | 630 |
| Ферми з виробництва молока, свинини, телятини або птахоферми | 86-125 | 126-160 | 161-320 | 321-355 | 356-620 | 621-830 |
| Тваринницькі комплекси з виробництва молока | 86-115 | 116-145 | 146-300 | 301-330 | 331-570 | 571-755 |
| Тваринницькі комплекси з виробництва свинини | 91-125 | 126-150 | 151-295 | 296-330 | 331-560 | 561-740 |
| Тваринницькі комплекси з виробництва телятини | 91-125 | 126-150 | 151-285 | 286-315 | 316-545 | 546-725 |
| Птахофабрики | 86-115 | 116-150 | 151-295 | 296-330 | 331-550 | 551-735 |

Приклад 4.3. Провести попередній аналіз втрат електричної енергії в мережі сільськогосподарського підприємства з прикладу 4.1.

Для проведення аналізу, результати розрахунку втрат електричної енергії (див. приклади 4.1 та 4.2) заносимо до таблиці, табл. 4.7. Показники наводимо у натуральному та відносному виразі. Для наочності, складові втрат електричної енергії зобразимо у вигляді кругової діаграми, рис. 4.2.

Таблиця 4.7 – Структура річного балансу електричної енергії підприємства (до прикладу 4.3)

| | тис. кВт·год | % |
|---|--------------|-------|
| Річне надходження електричної енергії у мережу підприємства | 1533,3 | 100 |
| Річні втрати енергії у трансформаторах, всього | 33,30 | 2,17 |
| у тому числі: | | |
| - трансформатор <i>T1</i> | 16,65 | 1,09 |
| - трансформатор <i>T2</i> | 16,65 | 1,09 |
| Річні втрати енергії у ПЛ 0,38 кВ, всього | 103,49 | 6,75 |
| у тому числі: | | |
| - лінія <i>Л1</i> | 39,10 | 2,55 |
| - лінія <i>Л2</i> | 21,03 | 1,37 |
| - лінія <i>Л3</i> | 17,45 | 1,14 |
| - лінія <i>Л4</i> | 25,91 | 1,69 |
| Сумарні річні втрати електричної енергії в мережі | 136,79 | 8,92 |
| Річне надходження електричної енергії до електроприймачів | 1396,51 | 91,08 |

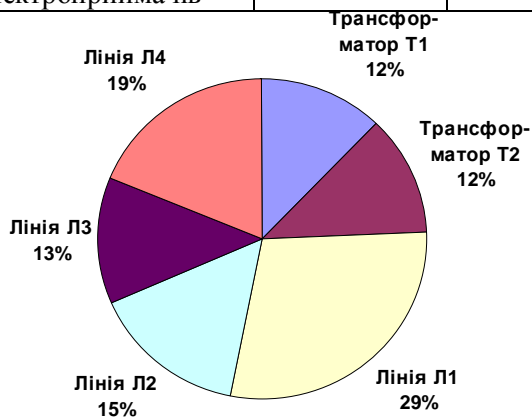


Рисунок 4.2 – Структура втрат енергії в електричній мережі підприємства (до прикладу 4.3)

Порівнюючи величину сумарних втрат електричної енергії в мережі підприємства 8,92 % з їх оптимальним рівнем 4 – 6 %, можемо зробити висновок про наявність суттєвого потенціалу енергоощадності заходів зі зменшення втрат. Орієнтовне зменшення відносних втрат електричної енергії за рахунок впровадження таких заходів може складати

$$\delta W \% = \frac{8,92 - 5}{8,92} \cdot 100 = 44 \%$$

що відповідає річній економії електроенергії 60,2 тис. кВт·год. У вартісному виразі щорічна економія складе близько 61 тис. грн (тут і далі вартість електроенергії для сільськогосподарських підприємств прийнята рівною 1,0122 грн/кВт·год за цінами 2013 р.).

Як видно з діаграми рис. 4.2, основна частка втрат електричної енергії спостерігається у повітряних лініях електропередавання 0,38 кВ, а саме – 76 %. Серед ПЛ 0,38 кВ найбільшими втратами характеризуються лінії Л1 та Л4. Для виявлення можливостей щодо зменшення втрат енергії необхідно, в першу чергу, детально проаналізувати схемні та режимні параметри даних ліній (відповідність перерізу проводів економічним інтервалам навантаження та технічним обмеженням, величина коефіцієнта активної потужності і т.д.). Так, наприклад, за наведеними у табл. 4.4 даними, для лінії Л4 однією з причин підвищених втрат електричної енергії може бути значна нерівномірність розподілення навантажень за фазами, оскільки коефіцієнт нерівномірності навантажень для даної лінії складає $k_{\text{нер}} = 1,14$.

Втрати у трансформаторах становлять 24 % всіх втрат енергії в електричній мережі підприємства. Максимальне навантаження кожного з трансформаторів, встановлених на ТП 10/0,4 кВ, складає $S_{\text{max сер}} = 264$ кВА (див. приклад 4.1). Це значення відповідає інтервалу економічного навантаження трансформатора з номінальною потужністю 160 кВА (див. табл. 4.6), тоді як потужність встановлених трансформаторів складає 630 кВА. Таким чином, для даної ТП доцільно розглянути проект реконструкції, що полягає у заміні трансформаторів. Супутнім ефектом

від реконструкції може бути зменшення втрат енергії у трансформаторах. Необхідно розглянути також можливість впровадження такого заходу як вимикання одного з трансформаторів під час літнього сезону з низьким навантаженням, вирівнювання графіка навантажень.

Після встановлення причин підвищених втрат електричної енергії, необхідно оцінити потенціал енергоощадності окремих заходів зі зменшення втрат (див. пункти 4.4.3-4.4.5, приклади 4.4-4.9). Далі потрібно провести техніко-економічне обґрунтування заходів (див. розділ 5) та вибрати їх пріоритетний перелік для впровадження.

4.4.3 Оцінювання потенціалу енергоощадності організаційних заходів зі зниження втрат електроенергії

Вирівнювання графіка електричного навантаження. Вирівнювання графіка навантаження підприємства або його окремих потужних електроприймачів можливе за рахунок переведення частини навантаження з годин максимуму на нічний час. Типовими електроприймачами, які забезпечують вирівнювання графіка навантаження на сільськогосподарських підприємствах, є різні електронагрівальні пристрої з акумулюванням тепла (електрообігрівна підлога, електричні котли), електронасосні установки для піднімання води.

У загальному вигляді зниження втрат електроенергії внаслідок вирівнювання графіка навантаження визначається за формулою [34]

$$\delta W = \Delta W_I \left(1 - \frac{k_{\phi 2}^2}{k_{\phi 1}^2} \right), \quad (4.15)$$

де ΔW_I – змінні втрати енергії в мережі до вирівнювання графіка за коефіцієнта його форми $k_{\phi 1}$;

$k_{\phi 2}$ – коефіцієнт форми річного графіка навантажень після його вирівнювання.

Коефіцієнт форми річного графіка можна визначити за виразом

$$k_{\phi} = \frac{1090}{T} + 0,876, \quad (4.16)$$

де T – число годин використання максимального навантаження, год.

У випадку, коли точні значення числа годин використання максимального навантаження T до та після вирівнювання графіка навантажень є невідомими, зниження втрат електроенергії можна оцінити приблизно за формулою

$$\delta W = \frac{\Delta W_I}{S_{max I}} \Delta S_{max}, \quad (4.17)$$

де $S_{max I}$ – максимальне навантаження графіка до його вирівнювання;

ΔS_{max} – зменшення максимального навантаження графіка внаслідок його вирівнювання.

Окрім зменшення величини втрат електричної енергії в мережі, вирівнювання графіка навантажень на підприємстві сприяє переходу до системи сплати за спожиту електроенергію на основі тарифів, диференційованих за періодами доби. За цією системою, електроенергія, що споживається підприємством в години добового максимуму, має найбільшу вартість, тоді як енергія, спожита в години мінімуму (в нічний час), коштує менше. Таким чином, переведення частини навантаження на нічний час з одночасним переходом на диференційовані тарифи, як правило, дозволяє зменшити обсяг плати за спожиту електроенергію.

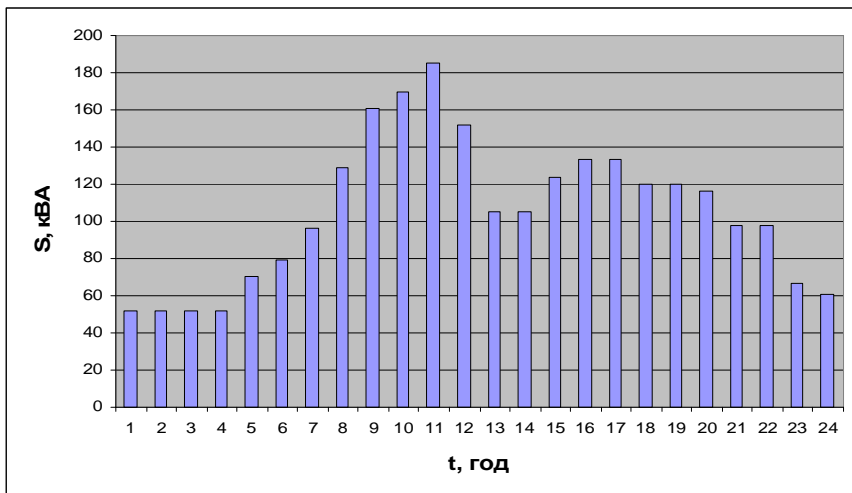
Приклад 4.4. Визначити потенціал енергоощадності заходу зі зменшення втрат електричної енергії в мережі сільськогосподарського підприємства з виробництва молока з прикладу 4.1, який полягає у вирівнюванні графіків навантаження трансформаторів $T1$ та $T2$. Добові графіки навантажень кожного з трансформаторів до та після впровадження заходу для літнього сезону наведено на рис. 4.3.

Оскільки точні значення числа годин використання максимального навантаження T і коефіцієнтів форми k_ϕ до та після вирівнювання графіків є невідомими, зниження втрат електроенергії оцінимо приблизно за формулою (4.17). Річні змінні втрати енергії у двох трансформаторах до вирівнювання графіків навантажень становлять $\Delta W_1 = 2 \cdot \Delta W_{T_{к.з.1}} = 2 \cdot 5,17 = 10,34$ тис. кВт·год (див. приклад 4.1). З порівняння графіків до та після вирівнювання навантажень (рис. 4.3) видно, що зменшення максимального навантаження трансформаторів складає $\Delta S_{max} = S_{max1} - S_{max2} = 185 - 135 = 50$ кВА. Тоді зниження річних змінних втрат електроенергії у трансформаторах становитиме

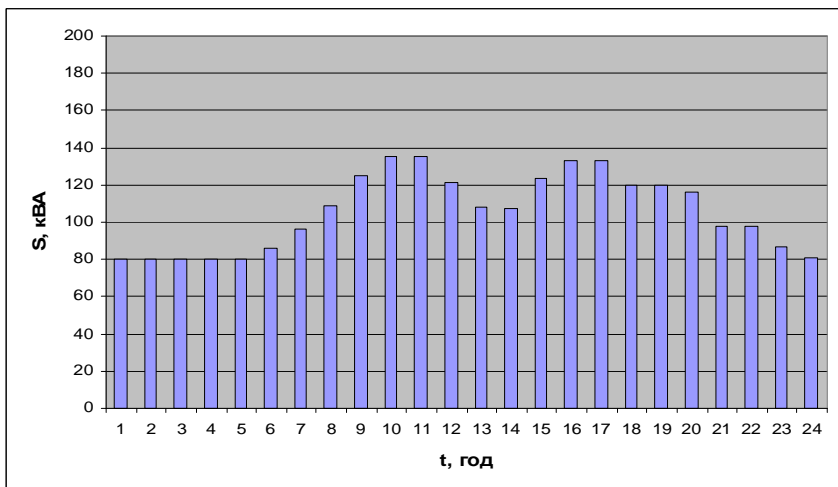
$$\delta W = \frac{\Delta W_1}{S_{max1}} \Delta S_{max} = \frac{10,34}{185} \cdot 50 = 2,8 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}$$

Сумарні втрати енергії у мережі знизяться на 2,05 %, що відповідає щорічній економії коштів близько 2,83 тис. грн.

Вимикання трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях в режимі низького завантаження, вимикання трансформаторів з сезонним навантаженням. Втрати н.х. трансформаторів – досить істотна складова загальних втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах. Одним із способів зменшення втрат н.х. трансформаторів в електричних мережах сільськогосподарських підприємств є вимикання одного з трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях в режимі низького завантаження. При малому завантаженні трансформаторів втрати н.х. перевищують навантажувальні втрати і, отже, для зниження втрат доцільно вимикати один з двох трансформаторів. Величина загального навантаження двотрансформаторної підстанції з однаковими трансформаторами, за якої виникає доцільність переведення навантаження на один з трансформаторів, розраховується за виразом [31]



а)



б)

Рисунок 4.3 – Добовий графік повного навантаження трансформаторів $T1$ та $T2$ для літнього сезону до (а) та після (б) вирівнювання навантажень (до прикладу 4.4)

$$S_{кр} = S_n \sqrt{\frac{2P_{н.х.}}{P_{к.з.}}}, \text{кВА}, \quad (4.18)$$

де S_n – номінальна потужність трансформаторів, кВА;

$P_{н.х.}$, $P_{к.з.}$ – відповідно втрати н.х. та к.з. трансформаторів, кВт, табл. 4.А.1 додатку 4.А.

Щодобові вимикання трансформатора в години спаду навантаження і наступні його вмикання в години підйому навантаження нераціональні з точки зору дії на комутаційну апаратуру і вимагають засобів автоматизації. Але тривалі вимикання, пов'язані, наприклад, з сезонним зниженням навантаження, цілком можливі.

Зниження втрат електроенергії при вимиканні одного з трансформаторів на певний період T_n визначається за формулою

$$\delta W = \left(P_{н.х.} T_n - \frac{1}{2} \left(\frac{S_{\max \Sigma}}{S_n} \right)^2 \cdot P_{к.з.} \cdot \tau \right) \cdot 10^{-3}, \text{тис. кВт год}, \quad (6.19)$$

де $S_{\max \Sigma}$ – загальне максимальне навантаження трансформаторів за період T_n , кВА;

τ – число годин максимальних втрат для графіка навантаження протягом періоду T_n , год.

Ще одним способом зниження втрат н.х. є вимикання трансформаторів ТП 10/0,4 кВ, що живлять споживачів із сезонним навантаженням. У сільському господарстві до таких споживачів відносяться зернотоки, пункти з переробки фруктів та овочів, теплиці, парники, зрошувальні установки. Економія електроенергії при впровадженні даного заходу рівна величині втрат енергії н.х. у трансформаторі за період його вимикання.

Приклад 4.5. Оцінити потенціал енергоощадності заходу зі зменшення втрат енергії в електричній мережі сільськогосподарського підприємства з виробництва молока з прикладу 4.1, який полягає у вимиканні одного з двох трансформаторів ТМ-630/10 двотрансформаторної підстанції 10/0,4 кВ на період літ-

нього зниження навантаження. Графіки навантаження кожного з трансформаторів для літнього сезону наведено на рис. 4.3 (а). Тривалість літнього періоду прийняти рівною $T_n = 2200$ год.

За виразом (4.18) загальне навантаження трансформаторів, за якого виникає доцільність вимикання одного з них

$$S_{кр} = 630 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 1,31}{7,6}} = 370 \text{ кВА.}$$

Величина критичного навантаження для одного трансформатора

$$S_{кр1} = \frac{370}{2} = 185 \text{ кВА.}$$

Оскільки для літнього сезону максимальне добове навантаження кожного з трансформаторів $S_{max} = 185$ кВА (див. рис. 4.3 (а)), то вимикання одного з них на цей період є доцільним.

За виразом (4.3), визначаємо число годин максимальних втрат для графіка навантаження літнього сезону, врахувавши,

$$\text{що } N=24 \text{ та } t_i = \frac{T_n}{24} = \frac{2200}{24} = 91,7 \text{ год}$$

$$\tau = \frac{917}{185^2} \cdot (52^2 + 52^2 + 52^2 + 52^2 + 70^2 + 79^2 + 96^2 + 129^2 + 161^2 + 170^2 + 185^2 + 151^2 + 105^2 + 105^2 + 124^2 + 133^2 + 133^2 + 120^2 + 120^2 + 116^2 + 98^2 + 98^2 + 67^2 + 71^2) = 814 \text{ год.}$$

Загальне максимальне навантаження трансформаторів за літній період складає $S_{max \Sigma} = 2 \cdot S_{max} = 2 \cdot 185 = 370$ кВА. Тоді за формулою (6.19) зниження втрат електроенергії при вимиканні одного з трансформаторів на цей період

$$\delta W = \left(1,31 \cdot 2200 - \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{370}{630} \right)^2 \cdot 7,6 \cdot 814 \right) \cdot 10^{-3} = 1,82 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}$$

Отже, захід дозволить зменшити втрати енергії на 1,33 %, що відповідає щорічній економії коштів 1,84 тис. грн.

Симетрування навантажень фаз на ПЛ 0,38 кВ. Повітряні лінії 0,38 кВ сільськогосподарських підприємств можуть

мати однофазні приєднання. У загальному випадку це приводить до нерівномірного завантаження фаз. Симетричний режим завантаження фаз чотирипровідної мережі 0,38 кВ є найбільш оптимальним з точки зору величини втрат потужності і енергії. Проте в мережах з однофазними електроприймачами неможливо досягти абсолютної симетрії. Знизити можна тільки так звану систематичну несиметрію, яка повторюється або має місце постійно. Виявляти несиметричні навантаження слід періодично, так як з часом несиметрія має тенденцію до зростання. Заходи з вирівнювання навантажень фаз необхідно проводити принаймні два рази на рік.

Вплив несиметрії навантажень на величину втрат енергії оцінюється коефіцієнтом нерівномірності розподілення навантажень за фазами, який показує, у скільки разів збільшуються втрати при переході з симетричного в несиметричний режим

$$k_{нер} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_H}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_H}{R_\phi}, \quad (4.20)$$

де I_A, I_B, I_C – фазні струми, виміряні в голові лінії;

R_H / R_ϕ – відношення опорів нульового та фазного проводів для голови лінії.

Зниження втрат електроенергії за рахунок проведення заходів із симетрування навантажень фаз визначають за формулою [29]

$$\delta W = \Delta W_1 \left(1 - \frac{k_{нер2}}{k_{нер1}} \right), \quad (4.21)$$

де ΔW_1 – втрати енергії в мережі до симетрування навантажень;

$k_{нер1}, k_{нер2}$ – коефіцієнт нерівномірності розподілення навантажень за фазами до та після симетрування відповідно.

Як зазначено вище, реалізація даного заходу дає ефект, який з часом може знижуватись, тобто несиметрія поступово

знову збільшується і зростають спричинені нею додаткові втрати. Періодичні роботи зі зниження рівня несиметрії дозволяють підтримувати прийнятний рівень втрат, викликаних несиметрією, але не вносять нового зниження втрат. Виконані вперше, ці заходи внесуть свою частку в підвищення ефективності роботи мереж, але їх регулярне повторення лише підтримує втрати на досягнутому рівні.

Приклад 4.6. Оцінити потенціал енергоощадності заходу, який полягає у симетруванні навантажень фаз ПЛЛ 0,38 кВ Л4 сільськогосподарського підприємства з виробництва молока, що розглядалось у попередніх прикладах (див. приклади 4.1, 4.2). В розрахунках вважати, що, внаслідок проведення заходів із симетрування, коефіцієнт нерівномірності розподілення навантажень за фазами для даної лінії прийняв значення $k_{\text{нер}2}=1$.

Втрати енергії та коефіцієнт нерівномірності розподілення навантажень за фазами для лінії Л4 до симетрування отримані в прикладі 4.2 (див. табл. 4.4) і складають $\Delta W_1 = 25,91$ тис. кВт·год, $k_{\text{нер}1} = 1,14$. Зниження втрат електроенергії за рахунок проведення заходів із симетрування навантажень за формулою (4.21)

$$\delta W = 25,91 \cdot \left(1 - \frac{1}{1,14} \right) = 3,18 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}$$

Захід дозволить зменшити втрати енергії на 2,32 %, що відповідає щорічній економії коштів 3,22 тис. грн.

4.4.4 Оцінювання потенціалу енергоощадності технічних заходів зі зниження втрат електроенергії

Встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності. Споживачами реактивної енергії на сільськогосподарських підприємствах є асинхронні двигуни, силові трансформатори, світильники з люмінесцентними лампами. Перетікання реактивної енергії в електричній мережі підприємства викликає додаткові втрати в її елементах. Одним із дієвих заходів зі зменшення перетоків реактивної енергії в мережі є встановлення поблизу електроприймачів пристроїв поперечної компенсації. Найчастіше такими пристроями у мережах сільськогосподарсь-

ких підприємств є батареї конденсаторів, які вмикаються паралельно до навантаження. В цьому випадку батарея конденсаторів є джерелом реактивної енергії для навантаження. Електрична мережа частково або повністю звільнюється від перетікання реактивної енергії, що приводить до зменшення величини втрат.

Залежно від місця підключення пристроїв, розрізняють такі види компенсації:

- індивідуальна – підключення пристрою до затискачів електроприймача;

- групова – засоби компенсації приєднуються у вузлах живлення групи електроприймачів;

- централізована – засоби компенсації приєднуються до шин трансформаторних підстанцій.

Вибір виду компенсації залежить від концентрації електроприймачів реактивної енергії у мережі. Чим більшою є концентрація таких електроприймачів, тим більш вигідною є індивідуальна компенсація.

Реактивна потужність конденсаторної установки визначається за формулою [31]

$$Q_k = P_{max}(tg \varphi - tg \varphi_k), \text{кВАр}, \quad (4.22)$$

де P_{max} – максимальне активне навантаження у вузлі підключення конденсаторної установки, кВт;

$tg \varphi, tg \varphi_k$ – коефіцієнти реактивної потужності навантаження до та після компенсації відповідно.

При збільшенні рівня компенсації реактивної потужності згідно (4.22) зростає необхідна потужність, а отже і вартість конденсаторної установки. Тому, за деякого рівня компенсації, позитивний ефект від зниження втрат енергії не компенсує фінансових вкладень в установку. Розрахунки показують, що для сільських мереж 0,38 кВ економічно доцільною є компенсація реактивної потужності до значення $\cos \varphi_k = 0,95$ ($tg \varphi_k = 0,33$) [31]. У зв'язку зі зміною величини споживання реактивної енергії електроприймачами протягом доби, важливим є застосування конденсаторних установок з автоматичним регулюванням поту-

жності. Параметри таких установок з номінальною напругою 0,38 кВ наведені у табл. 4.А.6 додатку 4.А [38].

Зменшення втрат енергії у електричній мережі підприємства за рахунок встановлення пристрою компенсації реактивної потужності розраховується за виразом

$$\delta W = \Delta W - \Delta W_K, \quad (4.23)$$

де ΔW , ΔW_K – змінні втрати енергії в елементах мережі на ділянці від межі балансової належності до точки підключення пристрою компенсації до та після його встановлення відповідно.

Окрім технічного ефекту у вигляді зменшення втрат енергії, встановлення пристрою компенсації реактивної потужності дозволяє також отримати фінансовий ефект, що полягає у зниженні розміру плати за перетікання реактивної енергії. Розрахунки за перетікання реактивної енергії здійснюються підприємствами, які мають середньомісячне споживання активної електроенергії більше 5 тис. кВт·год [39].

Приклад 4.7. Оцінити потенціал енергоощадності заходу, який полягає у встановленні конденсаторної установки для компенсації реактивної потужності в електричній мережі сільськогосподарського підприємства з виробництва молока, що розглядалось у попередніх прикладах (див. приклади 4.1, 4.2). Конденсаторну установку КУ підключено в кінцевій точці чотирипровідної лінії 0,38 кВ Л1 на ввіді до виробничого приміщення (див. рис. 4.1). В розрахунках прийняти, що, за результатами вимірювань, коефіцієнт потужності навантаження ліній Л1 та Л2 до встановлення пристрою компенсації складає $\cos \varphi = 0,75$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,88$). Необхідний рівень компенсації реактивної потужності $\cos \varphi_k = 0,95$ ($\operatorname{tg} \varphi_k = 0,33$). Лінія Л1 має довжину $l = 0,05$ км і виконана проводом марки А-25. Число годин максимальних втрат прийняти за даними табл. 4.1 ($\tau = 3870$ год).

Максимальне активне навантаження лінії Л1 розраховане у прикладі 4.2 і складає $P_{\max \text{ Л1}} = 116$ кВт (див. табл. 4.4). За формулою (4.22) розраховуємо реактивну потужність конденсаторної установки

$$Q_k = 116 \cdot (0,88 - 0,33) = 63,8 \text{ кВАр.}$$

За табл. 4.А.6 додаку 4.А приймаємо до встановлення конденсаторну установку типу УКМ58-0,4-75-25 УЗ з номінальною реактивною потужністю $Q_n = 75$ кВАр.

На ділянці електричної мережі підприємства від межі балансової належності (шини 10 кВ ТП 10/0,4 кВ) до точки підключення конденсаторної установки КУ (кінцева точка лінії ЛІ), див. рис. 4.1, знаходяться силовий трансформатор ТІ та лінія ЛІ. Змінні втрати енергії в цих елементах мережі до та після встановлення пристрою компенсації розраховуємо методом числа годин максимальних втрат. Повне максимальне навантаження лінії ЛІ до та після встановлення пристрою відповідно

$$S_{max \text{ ЛІ}} = \frac{P_{max \text{ ЛІ}}}{\cos \varphi} = \frac{116}{0,75} = 155 \text{ кВА};$$

$$S_{max \text{ ЛІ к}} = \frac{P_{max \text{ ЛІ}}}{\cos \varphi_k} = \frac{116}{0,95} = 122 \text{ кВА.}$$

З табл. 4.А.3 додатку 4.А питомий активний опір лінії ЛІ, виконаної проводом А-25, складає $R_0 = 1,165$ Ом/км. Втрати енергії у лінії до та після встановлення пристрою компенсації за виразом (4.8)

$$\Delta W_{\text{ЛІ}} = \frac{155^2}{0,38^2} \cdot 1,165 \cdot 0,05 \cdot 3870 \cdot 10^{-6} = 37,51 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{\text{ЛІ к}} = \frac{122^2}{0,38^2} \cdot 1,165 \cdot 0,05 \cdot 3870 \cdot 10^{-6} = 23,24 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}.$$

Змінні втрати енергії у трансформаторі ТІ до встановлення пристрою компенсації розраховані у прикладі 4.1 і становлять $\Delta W_{\text{Т к.з.1}} = 5,17$ тис. кВт·год. З метою визначення втрат енергії в трансформаторі після встановлення пристрою, необхідно розра-

хувати його повне навантаження з урахуванням нового реактивного навантаження лінії Л1. Оскільки максимальне активне навантаження лінії Л2, яка живиться від трансформатора Т1, складає $P_{\max Л2} = 84$ кВт (див. приклад 4.2, табл. 4.4), то її реактивне навантаження

$$Q_{\max Л2} = P_{\max Л2} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 84 \cdot 0,88 = 74 \text{ кВАр}.$$

Реактивне навантаження лінії Л1 після встановлення пристрою компенсації

$$Q_{\max Л1к} = P_{\max Л1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_k = 116 \cdot 0,33 = 38 \text{ кВАр}.$$

Повне навантаження трансформатора Т1 після встановлення пристрою компенсації

$$\begin{aligned} S_{\max Т1к} &= \sqrt{(P_{\max Л1} + P_{\max Л2})^2 + (Q_{\max Л1к} + Q_{\max Л2})^2} = \\ &= \sqrt{(116 + 84)^2 + (38 + 74)^2} = 229 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Змінні втрати енергії в трансформаторі Т1 після встановлення пристрою компенсації за виразом (4.1)

$$\Delta W_{T_{к.з.1к}} = \left(\frac{229}{630} \right)^2 \cdot 7,6 \cdot 3870 \cdot 10^{-3} = 3,89 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}.$$

Змінні втрати енергії в елементах мережі на ділянці від межі балансової належності до точки підключення пристрою компенсації до та після його встановлення відповідно

$$\Delta W = \Delta W_{T_{к.з.1}} + \Delta W_{Л1} = 5,17 + 37,51 = 42,68 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_k = \Delta W_{T_{к.з.1к}} + \Delta W_{Л1к} = 3,89 + 23,24 = 27,13 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}.$$

Зменшення втрат енергії у електричній мережі підприємства за рахунок встановлення пристрою компенсації реактивної потужності за виразом (4.23)

$$\delta W = \Delta W - \Delta W_k = 42,68 - 27,13 = 15,55 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.}$$

Оскільки сумарні втрати енергії у електричній мережі підприємства до встановлення пристрою компенсації складають 136,79 тис. кВт·год (див. приклад 4.3, табл. 4.7), то впровадження даного заходу дозволить зменшити їх величину на 11,37 %, що відповідає щорічній економії коштів 15,74 тис. грн.

Заміна проводів та кабелів на лініях електропередавання. На сьогоднішній день на ринку електротехнічної продукції з'явилося багато нових видів проводів і кабелів, які мають підвищену пропускну здатність. Під час нового будівництва та реконструкції ліній електропередавання застосовуються **самоутримні** ізольовані проводи (СПП) на ПЛ 0,38 кВ, захищені проводи на ПЛ 6-10 кВ, кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену на напругу 0,38-10 кВ.

Зниження втрат електричної енергії в лінії внаслідок заміни проводів або кабелю прямопропорційне зміні їх активного опору

$$\delta W = \frac{S_{max}^2}{U_n^2} (R_{01} - R_{02}) l \tau 10^{-6}, \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.}, \quad (4.24)$$

де S_{max} – максимальне навантаження лінії за рік, кВА;

U_n – номінальна напруга лінії, кВ;

R_{01}, R_{02} – питомий активний опір лінії до та після її реконструкції відповідно, Ом/км;

l – довжина лінії, км;

τ – число годин максимальних втрат, год.

Приклад 4.8. Оцінити потенціал енергоощадності заходу, який полягає у реконструкції лінії 0,38 кВ ЛЛ сільськогосподарського підприємства з виробництва молока, що розглядалось у попередніх прикладах (див. приклади 4.1, 4.2). Реконструкція полягає у впровадженні замість повітряної кабельної лінії ЛЛ. Вихідні дані для лінії ЛЛ наведені у попередньому прикладі.

Повне максимальне навантаження лінії ЛЛ, розраховане у прикладі 4.7, складає $S_{\max \text{ ЛЛ}} = 155$ кВА. Величина струму в провадах лінії в режимі максимуму

$$I_{\max \text{ ЛЛ}} = \frac{S_{\max \text{ ЛЛ}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{155}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 235,5 \text{ А.}$$

Даний струм перевищує допустиме значення за умовою нагрівання, яке для проводу А-25 лінії ЛЛ складає $I_{\text{доп}} = 136$ А [35], тому передбачаємо реконструкцію даної лінії. На ПЛ 0,38 кВ як правило використовуються проводи з перерізом алюмінієвої частини до 50 мм². Для проводу А-50 економічний інтервал навантаження складає 31,9 – 45,6 А (див. табл. 4.5), що значно менше навантаження лінії ЛЛ $I_{\max \text{ ЛЛ}} = 235,5$ А. Тому у проекті реконструкції передбачаємо впровадження кабельної лінії ЛЛ. Прийемо до використання кабель з алюмінієвими жилами перерізом 120 мм², що відповідає необхідній економічній густині струму 1,9 А/мм² (перевірка за технічними критеріями тут не наводиться). З табл. 4.А.5 додатку А розрахунковий питомий активний опір кабелю з алюмінієвими жилами перерізом 120 мм² складає $R_{02} = 0,26$ Ом/км. Зміна річних втрат енергії у лінії ЛЛ внаслідок її реконструкції за виразом (4.24)

$$\delta W = \frac{155^2}{0,38^2} \cdot (1,165 - 0,26) \cdot 0,05 \cdot 3870 \cdot 10^{-6} = 29,14 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}$$

Таким чином, впровадження даного заходу дозволить зменшити величину втрат енергії у мережі на 21,3 %, що відповідає щорічній економії коштів 29,5 тис. грн.

4.4.5 Оцінювання потенціалу енергоощадності заходів з вдосконалення систем обліку енергії

Впровадження автоматизованої системи обліку електроенергії. Заходи щодо вдосконалення систем обліку енергії не знижують фізично існуючих втрат електроенергії, однак вони впорядковують облік, надають інформацію про місця підвищених втрат, роблячи більш ефективними організаційні і технічні заходи зі зниження втрат. Одним з основних заходів даного виду на сільськогосподарських підприємствах є впровадження автоматизованої системи обліку електроенергії (АСОЕ). Позитивний ефект від впровадження АСОЕ на підприємстві забезпечується за рахунок:

- зниження фінансових витрат на електроенергію завдяки переходу на диференційовані тарифи;
- контролю фактичної потужності та зниження заявленої (договірної) потужності;
- контролю енергоспоживання субабонентів і зменшення комерційних втрат електричної енергії;
- контролю енергоспоживання окремих підрозділів з метою стимулювання персоналу до енергозбереження;
- скорочення витрат на обробку інформації економічними підрозділами підприємства за рахунок одержання оперативної і достовірної інформації про енергоспоживання в електронному вигляді;
- підвищення точності обліку (за рахунок зменшення помилок при ручному зніманні даних, за рахунок ревізії приладів обліку і заміни старих типів лічильників на сучасні з вищим класом точності).

Точне визначення потенціалу енергоощадності заходу, пов'язаного з впровадженням АСОЕ, є проблематичним. Але, на основі досвіду експлуатації АСОЕ на підприємствах різних напрямів господарювання, величина економічного ефекту від впровадження АСОЕ зазвичай складає 2 – 5 % від вартості річного обсягу споживання електричної енергії.

Приклад 4.9. Оцінити потенціал заходу, який полягає у впровадженні АСОЕ на сільськогосподарському підприємстві з виробництва молока з прикладу 4.1. Річне споживання електроенергії підприємством складає $W = 1533,3$ тис. кВт·год.

Ефективність впровадження АСОЕ оцінимо у вартісному виразі, прийнявши, що економічний ефект складе приблизно 2% від вартості річного обсягу спожитої електричної енергії

$$E = 0,02 W C_0 = 0,02 \cdot 1533300 \cdot 1,0122 = 31,04 \text{ тис. грн.},$$

де C_0 – вартість електроенергії для підприємства, $C_0 = 1,0122$ грн/кВт·год.

У додатку 4.Б наведено приклад завдання та вихідних даних для проведення розрахунків під час енергетичного аудиту системи електропостачання підприємства АПК.

Питання для самоконтролю

1. Яка мета та основні завдання енергетичного аудиту систем електропостачання?
2. Які види втрат електричної енергії в електричних мережах Ви знаєте?
3. Назвіть основні методи розрахунку втрат електричної енергії в елементах електричних мереж, їх переваги та недоліки.
4. Які види втрат електричної енергії в силових трансформаторах існують та чим вони зумовлені?
5. Чим зумовлені втрати електроенергії в лініях електропередавання?
6. Назвіть види заходів зі зниження втрат електроенергії в електричних мережах.
7. Які заходи зі зниження втрат електроенергії відносяться до організаційних?
8. Які заходи зі зниження втрат електроенергії відносяться до технічних?
9. У чому полягає аналіз втрат енергії в електричних мережах?
10. За рахунок чого досягається зниження втрат електроенергії при вирівнюванні графіка навантаження?
11. Завдяки чому знижуються втрати електроенергії при симетруванні навантаження фаз?
12. Якою є умова доцільності вимикання одного з однофазних трансформаторів на двотрансформаторній підстанції за критерієм зниження втрат енергії?
13. У чому полягає компенсація реактивної потужності?
14. Які види компенсації реактивної потужності Ви знаєте?
15. Яка методика вибору потужності конденсаторної установки для компенсації реактивної потужності?
16. Який технічний та економічний ефект має встановлення автоматизованих систем обліку електроенергії на підприємствах?

ДОДАТОК 4.А

ДОВІДКОВІ ДАНІ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОЗРАХУНКІВ ПІД ЧАС ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ АПК

Таблиця 4.А.1 – Основні технічні дані трифазних двообмоткових трансформаторів типу ТМ напругою 6–10/0,4 кВ та схемою і групою з'єднання обмоток $Y / Y_n - 0$ (рівень втрат неробочого ходу А)

| Тип трансформатора | Номінальна потужність S_n , кВА | Номінальна напруга обмоток U_n , кВ | | Параметри режиму к.з. | | Параметри режиму н.х. | |
|--------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|-----|-----------------------|------------------|-----------------------|------------------|
| | | ВН | НН | $U_{к.з.}$, % | $P_{к.з.}$, кВт | $I_{н.х.}$, % | $P_{н.х.}$, кВт |
| ТМ-25/6 | 25 | 6 | 0,4 | 4,5 | 0,60 | 3,2 | 0,130 |
| ТМ-25/10 | 25 | 10 | 0,4 | 4,5 | 0,60 | 3,2 | 0,130 |
| ТМ-40/6 | 40 | 6 | 0,4 | 4,5 | 0,88 | 3,0 | 0,175 |
| ТМ-40/10 | 40 | 10 | 0,4 | 4,5 | 0,88 | 3,0 | 0,175 |
| ТМ-63/6 | 63 | 6 | 0,4 | 4,5 | 1,28 | 2,8 | 0,24 |
| ТМ-63/10 | 63 | 10 | 0,4 | 4,5 | 1,28 | 2,8 | 0,24 |
| ТМ-100/6 | 100 | 6 | 0,4 | 4,5 | 1,97 | 2,6 | 0,33 |
| ТМ100/10 | 100 | 10 | 0,4 | 4,5 | 1,97 | 2,6 | 0,33 |
| ТМ-160/6 | 160 | 6 | 0,4 | 4,5 | 2,65 | 2,4 | 0,51 |
| ТМ-160/10 | 160 | 10 | 0,4 | 4,5 | 2,65 | 2,4 | 0,51 |
| ТМ-250/6 | 250 | 6 | 0,4 | 4,5 | 3,7 | 2,3 | 0,74 |

Продовження табл. 4.А.1

| | | | | | | | |
|-----------|-----|----|-----|-----|-----|-----|------|
| TM-250/10 | 250 | 10 | 0,4 | 4,5 | 3,7 | 2,3 | 0,74 |
| TM-400/6 | 400 | 6 | 0,4 | 4,5 | 5,5 | 2,1 | 0,95 |
| TM-400/10 | 400 | 10 | 0,4 | 4,5 | 5,5 | 2,1 | 0,95 |
| TM-630/6 | 630 | 6 | 0,4 | 5,5 | 7,6 | 2,0 | 1,31 |
| TM-630/10 | 630 | 10 | 0,4 | 5,5 | 7,6 | 2,0 | 1,31 |

Таблиця 4.А.2 - Характеристики сталелеюмінієвих провідів

| Марка проводу | Розрахунковий переріз, мм ² | | Розрахунковий діаметр проводу, мм | Опір постійному струмові за температури 20 °С, Ом/км |
|---------------|--|-------|-----------------------------------|--|
| | алюмінію | сталі | | |
| АС-25/4,2 | 24,9 | 4,15 | 6,9 | 1,176 |
| АС-35/6,2 | 36,9 | 6,15 | 8,4 | 0,790 |
| АС-50/8 | 48,2 | 8,04 | 9,6 | 0,603 |
| АС-70/11 | 68,0 | 11,3 | 11,4 | 0,429 |
| АС-70/72 | 68,4 | 72,2 | 15,4 | 0,428 |
| АС-95/16 | 95,4 | 15,9 | 13,5 | 0,306 |

Таблиця 4.А.3 – Характеристики алюмінієвих провідів

| Марка проводу | Розрахунковий переріз, мм ² | Розрахунковий діаметр проводу, мм | Опір постійному струмові за температури 20 °С, |
|---------------|--|-----------------------------------|--|
| А-16 | 15,9 | 5,1 | 1,838 |
| А-25 | 24,9 | 6,4 | 1,165 |
| А-35 | 34,3 | 7,5 | 0,850 |
| А-50 | 49,5 | 9,0 | 0,588 |
| А-70 | 69,2 | 10,7 | 0,420 |
| А-95 | 92,4 | 12,3 | 0,315 |

Таблиця 4.А.4 – Питомі активні та індуктивні опори самоутримних ізольованих проводів марки СПП

| Номинальний переріз жил проводу, мм ² | Опір фазної жили, Ом/км | | Активний опір нульової жили, Ом/км (за температури 20°C) |
|--|--------------------------------|-------------|--|
| | активний (за температури 20°C) | індуктивний | |
| 3×16 + 25 | 1,910 | 0,108 | 1,380 |
| 3×25 + 25 | 1,200 | 0,106 | 0,968 |
| 3×35 + 50 | 0,868 | 0,104 | 0,690 |
| 3×50 + 70 | 0,641 | 0,101 | 0,493 |
| 3×70 + 95 | 0,443 | 0,097 | 0,363 |
| 3×95 + 95 | 0,320 | 0,094 | 0,363 |
| 3×120 + 95 | 0,253 | 0,092 | 0,363 |

Таблиця 4.А.5 – Розрахункові значення питомих активних опорів проводів і кабелів за температури 20 °С

| Поперечний переріз, мм ² | Питомий опір, Ом/км, за матеріалу жили | |
|-------------------------------------|--|------|
| | алюміній | мідь |
| 10 | 3,12 | 1,84 |
| 16 | 1,95 | 1,16 |
| 25 | 1,25 | 0,74 |
| 35 | 0,89 | 0,53 |
| 50 | 0,62 | 0,37 |
| 70 | 0,45 | 0,27 |
| 95 | 0,33 | 0,20 |
| 120 | 0,26 | 0,15 |

Таблиця 4.А.6 – Параметри конденсаторних установок
низької напруги типу УКМ-0,4

| Тип установки | Номинальна потужність $Q_{н}$, кВАр | Потужність ступеня регулювання Q_{min} , кВАр |
|-------------------------|--|---|
| УКМ58-0,4-75-25 УЗ | 75 | 25 |
| УКМ58-0,4-100-20 УЗ | 100 | 20 |
| УКМ58-0,4-100-25 УЗ | | 25 |
| УКМ58-0,4-100-33,3 УЗ | | 33,3 |
| УКМ58-0,4-125-25 УЗ | 125 | 25 |
| УКМ58-0,4-133-33,3 УЗ | 133 | 33,3 |
| УКМ58-0,4-150-25 УЗ | 150 | 25 |
| УКМ58-0,4-150-37,5 УЗ | | 37,5 |
| УКМ58-0,4-150-50 УЗ | | 50 |
| УКМ58-0,4-167-33,3 УЗ | 167 | 33,3 |
| УКМ58-0,4-180-30 УЗ | 180 | 30 |
| УКМ58-0,4-200-25 УЗ | 200 | 25 |
| УКМ58-0,4-200-33,3 УЗ | | 33,3 |
| УКМ58-0,4-200-50 УЗ | | 50 |
| УКМ58-0,4-225-25 УЗ | 225 | 25 |
| УКМ58-0,4-225-37,5 УЗ | | 37,5 |
| УКМ58-0,4-233-33,3 УЗ | 233 | 33,3 |
| УКМ58-0,4-250-25 УЗ | 250 | 25 |
| УКМ58-0,4-275-25 УЗ | 275 | 25 |
| УКМ58-0,4-300-33,3 УЗ | 300 | 33,3 |
| УКМ58-0,4-300-50 УЗ | | 50 |
| УКМ58-0,4-333-33,3 УЗ | 333 | 33,3 |
| УКМ58-0,4-337,5-37,5 УЗ | 337,5 | 37,5 |
| УКМ58-0,4-360-30 УЗ | 360 | 30 |
| УКМ58-0,4-375-25 УЗ | 375 | 25 |
| УКМ58-0,4-400-33,3 УЗ | 400 | 33,3 |
| УКМ58-0,4-400-50 УЗ | | 50 |
| УКМ58-0,4-450-50 УЗ | 450 | 50 |
| УКМ58-0,4-500-50 УЗ | 500 | 50 |
| УКМ58-0,4-550-50 УЗ | 550 | 50 |
| УКМ58-0,4-600-50 УЗ | 600 | 50 |

ДОДАТОК 4.Б

ПРИКЛАД ЗАВДАННЯ ТА ВИХІДНИХ ДАНИХ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОЗРАХУНКІВ ПІД ЧАС ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА АПК

Завдання для розрахунків

За вихідними даними, що наведені у табл. 4.Б.1-4.Б.3, для сільськогосподарського підприємства, однолінійна схема зовнішніх електричних мереж якого наведена нижче на рисунку, провести такі розрахунки:

1. За методом числа годин максимальних втрат, розрахувати річні втрати електроенергії у трансформаторах $T1$ та $T2$, що встановлені на двотрансформаторній підстанції 10/0,4 кВ. Прийняти, що трансформатори знаходяться під напругою цілорічно ($T_{річ}=8760$ год). Середні для декількох діб навантаження трансформаторів за годинами доби, отримані в літній сезон, наведені у табл. 4.Б.2 (в розрахунках втрат прийняти варіант до вирівнювання графіків навантаження).

2. За методом втрат напруги, розрахувати річні втрати електроенергії у повітряних лініях електропередавання 0,38 кВ ЛЛ-Л4 підприємства. Результати вимірювання рівнів напруги і фазних струмів ліній в години добового максимуму та середні для декількох діб максимальні активні навантаження ліній для літнього сезону наведені в табл. 4.Б.3. В розрахунках прийняти для кожної з ліній однаковий переріз фазних та нульового проводів ($R_n/R_\phi=1$).

3. Скласти річний баланс електричної енергії для підприємства.

4. Оцінити потенціал енергоощадності наступних енергоощадних заходів:

- вирівнювання графіків навантаження трансформаторів $T1$ та $T2$. Дані добових графіків навантаження кожного з транс-

форматорів до та після вирівнювання навантаження для літнього сезону наведено у табл. 4.Б.2. Побудувати добові графіки навантажень трансформаторів до та після вирівнювання навантаження;

- переведення всього навантаження двотрансформаторної підстанції 10/0,4 кВ на один з трансформаторів у зв'язку з їх низьким завантаженням. В розрахунках прийняти графіки навантаження кожного з трансформаторів за даними табл. 4.Б.2 для варіанту до вирівнювання навантаження;

- симетрування навантажень фаз лінії 0,38 кВ Л4. В розрахунках вважати, що, внаслідок проведення заходів із симетрування, коефіцієнт нерівномірності розподілення навантажень за фазами для даної лінії прийняв значення $k_{\text{нер}2}=1$;

- встановлення в кінцевій точці чотирипровідної лінії 0,38 кВ Л1 на ввіді до виробничого приміщення конденсаторної установки КУ для компенсації реактивної потужності. В розрахунках прийняти коефіцієнт потужності навантаження ліній Л1 та Л2 $\cos \varphi = 0,75$ ($\text{tg } \varphi = 0,88$), необхідний рівень компенсації реактивної потужності навантаження лінії Л1 $\cos \varphi_k = 0,95$ ($\text{tg } \varphi_k = 0,33$). Лінія Л1 має довжину $l=0,25$ км і виконана проводом марки А-50. Максимальні активні навантаження ліній Л1 та Л2 прийняти за даними табл. 4.Б.3 з урахуванням коефіцієнта сезонності.

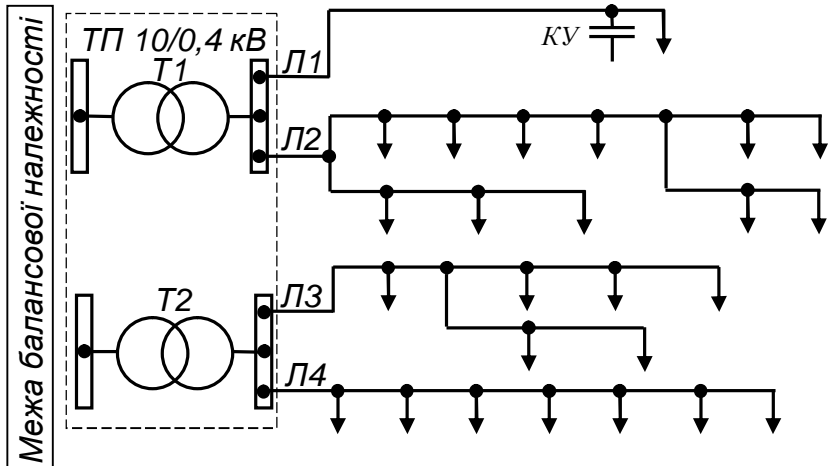


Рисунок 4.Б.1 - Однолінійна електрична схема зовнішніх електричних мереж сільськогосподарського підприємства

Таблиця 4.Б.1 – Загальна інформація про підприємство

| Номер варіанту | Тип підприємства | Тип трансфор- маторів ТП 10/0,4 кВ | Річна вхідна електроенергія в мережі 0,38 кВ підприємства $W_{0,38}$, тис. кВт·год |
|-------------------|--|--|---|
| 1, 11, 21 | Птахофабрика з виробництва м'яса | ТМ-630/10 | 1100 |
| 2, 12, 22 | Свиноферма з репродукції сви- ней | ТМ-250/10 | 550 |
| 3, 13, 23 | Птахоферма з ви- робництва яєць | ТМ-250/10 | 465 |
| 4, 14, 24 | Птахоферма з ви- робництва м'яса | ТМ-160/10 | 285 |
| 5, 15, 25 | Ферма з відкорму великої рогатої ху- доби | ТМ-100/10 | 165 |
| 6, 16, 26 | Комплекс з вироб- ництва молока | ТМ-160/10 | 280 |
| 7, 17, 27 | Свинокомплекс | ТМ-250/10 | 510 |
| 8, 18, 28 | Комплекс з відкор- му великої рогатої худоби | ТМ-400/10 | 540 |
| 9, 19, 29 | Птахофабрика з виробництва яєць | ТМ-400/10 | 650 |
| 10, 20, 30 | Молочнотоварна ферма | ТМ-160/10 | 210 |

Таблиця 4.Б.2 – Дані про навантаження трансформаторів до (S_1) та після (S_2) вирівнювання графіка

| Номер варіанту | | Повне навантаження кожного з трансформаторів, кВА, для години доби | | | | | | | | | | | |
|----------------|-------|--|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | S_1 | 35 | 35 | 35 | 35 | 47 | 53 | 58 | 120 | 145 | 154 | 171 | 112 |
| | S_2 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 72 | 76 | 93 | 98 | 109 | 137 |
| 2 | S_1 | 32 | 32 | 32 | 32 | 43 | 48 | 53 | 59 | 71 | 76 | 84 | 49 |
| | S_2 | 42 | 42 | 42 | 42 | 44 | 44 | 44 | 48 | 59 | 62 | 69 | 54 |
| 3 | S_1 | 15 | 15 | 15 | 15 | 21 | 23 | 26 | 54 | 66 | 70 | 77 | 62 |
| | S_2 | 24 | 24 | 24 | 24 | 32 | 36 | 40 | 50 | 61 | 64 | 71 | 50 |
| 4 | S_1 | 12 | 12 | 12 | 12 | 15 | 17 | 19 | 22 | 26 | 28 | 31 | 47 |
| | S_2 | 20 | 20 | 20 | 20 | 26 | 29 | 33 | 22 | 26 | 28 | 31 | 35 |
| 5 | S_1 | 12 | 12 | 12 | 12 | 16 | 17 | 19 | 20 | 23 | 24 | 27 | 27 |
| | S_2 | 13 | 13 | 13 | 13 | 18 | 20 | 22 | 16 | 20 | 21 | 23 | 25 |
| 6 | S_1 | 7 | 7 | 7 | 7 | 9 | 10 | 11 | 33 | 40 | 42 | 47 | 27 |
| | S_2 | 17 | 17 | 17 | 17 | 22 | 25 | 28 | 26 | 32 | 34 | 37 | 20 |
| 7 | S_1 | 13 | 13 | 13 | 13 | 18 | 20 | 22 | 58 | 71 | 75 | 83 | 21 |
| | S_2 | 26 | 26 | 26 | 26 | 35 | 40 | 44 | 37 | 45 | 48 | 53 | 35 |
| 8 | S_1 | 32 | 32 | 32 | 32 | 42 | 47 | 53 | 58 | 71 | 75 | 83 | 65 |
| | S_2 | 42 | 42 | 42 | 42 | 55 | 62 | 69 | 47 | 57 | 60 | 67 | 66 |
| 9 | S_1 | 24 | 24 | 24 | 24 | 32 | 36 | 40 | 75 | 91 | 97 | 108 | 69 |
| | S_2 | 54 | 54 | 54 | 54 | 72 | 81 | 90 | 54 | 66 | 70 | 78 | 87 |
| 10 | S_1 | 5 | 5 | 5 | 5 | 28 | 31 | 35 | 28 | 17 | 16 | 16 | 11 |
| | S_2 | 8 | 8 | 8 | 8 | 11 | 12 | 14 | 22 | 26 | 28 | 31 | 13 |
| 11 | S_1 | 50 | 50 | 50 | 50 | 67 | 75 | 84 | 106 | 129 | 137 | 152 | 137 |
| | S_2 | 69 | 69 | 69 | 69 | 93 | 104 | 116 | 78 | 94 | 100 | 111 | 133 |
| 12 | S_1 | 28 | 28 | 28 | 28 | 37 | 42 | 47 | 56 | 68 | 72 | 80 | 44 |
| | S_2 | 35 | 35 | 39 | 39 | 39 | 48 | 48 | 47 | 57 | 60 | 61 | 50 |
| 13 | S_1 | 19 | 19 | 19 | 19 | 25 | 28 | 32 | 52 | 64 | 67 | 75 | 34 |
| | S_2 | 17 | 17 | 17 | 17 | 23 | 25 | 28 | 43 | 52 | 55 | 61 | 42 |
| 14 | S_1 | 19 | 19 | 19 | 19 | 25 | 28 | 31 | 34 | 35 | 37 | 41 | 45 |
| | S_2 | 25 | 25 | 25 | 25 | 33 | 37 | 41 | 27 | 33 | 35 | 39 | 32 |
| 15 | S_1 | 5 | 5 | 5 | 5 | 6 | 7 | 8 | 16 | 26 | 27 | 31 | 22 |
| | S_2 | 11 | 11 | 11 | 11 | 15 | 17 | 18 | 10 | 13 | 13 | 15 | 13 |

Продовження табл. 4.Б.2

| Номер варіанту | | Повне навантаження кожного з трансформаторів, кВА, для години доби | | | | | | | | | | | |
|-------------------|-------|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|----|----|----|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| 1 | S_1 | 77 | 77 | 91 | 120 | 120 | 111 | 111 | 111 | 77 | 77 | 56 | 41 |
| | S_2 | 118 | 111 | 111 | 76 | 76 | 71 | 71 | 71 | 94 | 94 | 89 | 82 |
| 2 | S_1 | 34 | 34 | 40 | 59 | 59 | 55 | 55 | 55 | 34 | 34 | 25 | 37 |
| | S_2 | 45 | 45 | 44 | 62 | 62 | 45 | 45 | 45 | 37 | 37 | 37 | 36 |
| 3 | S_1 | 43 | 43 | 51 | 54 | 54 | 50 | 50 | 50 | 43 | 43 | 31 | 18 |
| | S_2 | 34 | 34 | 40 | 50 | 50 | 46 | 46 | 46 | 34 | 34 | 25 | 28 |
| 4 | S_1 | 43 | 43 | 38 | 22 | 22 | 20 | 20 | 20 | 32 | 32 | 23 | 13 |
| | S_2 | 24 | 24 | 29 | 22 | 22 | 20 | 20 | 20 | 24 | 24 | 18 | 23 |
| 5 | S_1 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 18 | 18 | 18 | 19 | 19 | 14 | 14 |
| | S_2 | 17 | 17 | 20 | 16 | 16 | 15 | 15 | 15 | 17 | 17 | 12 | 16 |
| 6 | S_1 | 24 | 24 | 22 | 33 | 33 | 30 | 30 | 30 | 18 | 18 | 13 | 8 |
| | S_2 | 14 | 14 | 16 | 26 | 26 | 24 | 24 | 24 | 14 | 14 | 10 | 20 |
| 7 | S_1 | 14 | 14 | 17 | 58 | 58 | 54 | 54 | 54 | 14 | 14 | 10 | 16 |
| | S_2 | 24 | 24 | 29 | 37 | 37 | 34 | 34 | 34 | 24 | 24 | 18 | 31 |
| 8 | S_1 | 45 | 45 | 53 | 58 | 58 | 54 | 54 | 54 | 45 | 45 | 37 | 37 |
| | S_2 | 45 | 45 | 54 | 47 | 47 | 43 | 43 | 43 | 45 | 45 | 33 | 49 |
| 9 | S_1 | 47 | 47 | 56 | 75 | 75 | 70 | 70 | 70 | 47 | 47 | 34 | 28 |
| | S_2 | 60 | 60 | 71 | 54 | 54 | 51 | 51 | 51 | 60 | 60 | 44 | 63 |
| 10 | S_1 | 11 | 11 | 16 | 28 | 28 | 26 | 26 | 26 | 13 | 13 | 10 | 9 |
| | S_2 | 9 | 9 | 10 | 22 | 22 | 20 | 20 | 20 | 9 | 9 | 6 | 10 |
| 11 | S_1 | 94 | 94 | 111 | 106 | 106 | 99 | 99 | 99 | 94 | 94 | 68 | 59 |
| | S_2 | 91 | 91 | 108 | 78 | 78 | 72 | 72 | 72 | 91 | 91 | 66 | 81 |
| 12 | S_1 | 30 | 30 | 36 | 56 | 56 | 52 | 52 | 52 | 30 | 30 | 22 | 33 |
| | S_2 | 45 | 45 | 40 | 40 | 40 | 43 | 43 | 43 | 34 | 34 | 37 | 36 |
| 13 | S_1 | 23 | 23 | 27 | 52 | 52 | 49 | 49 | 49 | 23 | 23 | 22 | 22 |
| | S_2 | 29 | 29 | 34 | 43 | 43 | 40 | 40 | 40 | 29 | 29 | 21 | 20 |
| 14 | S_1 | 43 | 43 | 25 | 29 | 29 | 27 | 27 | 27 | 22 | 21 | 21 | 21 |
| | S_2 | 22 | 22 | 26 | 27 | 27 | 25 | 25 | 25 | 22 | 22 | 16 | 29 |
| 15 | S_1 | 10 | 10 | 15 | 21 | 21 | 20 | 20 | 20 | 10 | 10 | 7 | 5 |
| | S_2 | 9 | 9 | 11 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 7 | 13 |

Продовження табл. 4.Б.2

| Номер варіанту | | Повне навантаження кожного з трансформаторів, кВА, для години доби | | | | | | | | | | | |
|-------------------|-------|--|----|----|----|----|-----|-----|----|-----|-----|-----|-----|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 16 | S_1 | 16 | 16 | 16 | 16 | 21 | 24 | 27 | 29 | 35 | 37 | 42 | 50 |
| | S_2 | 23 | 23 | 23 | 23 | 31 | 34 | 38 | 26 | 31 | 33 | 37 | 35 |
| 17 | S_1 | 34 | 34 | 34 | 34 | 45 | 50 | 56 | 62 | 75 | 79 | 67 | 46 |
| | S_2 | 43 | 43 | 43 | 43 | 57 | 64 | 71 | 58 | 70 | 74 | 83 | 52 |
| 18 | S_1 | 10 | 10 | 10 | 10 | 14 | 16 | 17 | 66 | 81 | 85 | 95 | 45 |
| | S_2 | 25 | 25 | 25 | 25 | 34 | 38 | 42 | 38 | 46 | 49 | 54 | 27 |
| 19 | S_1 | 35 | 35 | 35 | 35 | 47 | 53 | 59 | 71 | 86 | 91 | 101 | 112 |
| | S_2 | 69 | 69 | 69 | 69 | 92 | 104 | 116 | 64 | 77 | 82 | 91 | 93 |
| 20 | S_1 | 12 | 12 | 12 | 12 | 28 | 31 | 35 | 35 | 17 | 16 | 16 | 12 |
| | S_2 | 13 | 13 | 13 | 13 | 17 | 19 | 21 | 24 | 29 | 31 | 35 | 38 |
| 21 | S_1 | 12 | 12 | 12 | 12 | 16 | 18 | 20 | 97 | 118 | 124 | 138 | 66 |
| | S_2 | 65 | 65 | 65 | 65 | 87 | 98 | 109 | 63 | 77 | 81 | 90 | 115 |
| 22 | S_1 | 51 | 51 | 51 | 51 | 67 | 76 | 84 | 85 | 89 | 94 | 105 | 44 |
| | S_2 | 52 | 52 | 52 | 52 | 53 | 54 | 55 | 55 | 63 | 67 | 74 | 79 |
| 23 | S_1 | 23 | 23 | 23 | 23 | 30 | 34 | 38 | 38 | 46 | 49 | 54 | 74 |
| | S_2 | 29 | 29 | 29 | 29 | 39 | 44 | 48 | 46 | 55 | 59 | 65 | 60 |
| 24 | S_1 | 5 | 5 | 5 | 5 | 6 | 7 | 8 | 30 | 37 | 39 | 43 | 29 |
| | S_2 | 16 | 16 | 16 | 16 | 22 | 24 | 27 | 19 | 23 | 25 | 27 | 31 |
| 25 | S_1 | 6 | 6 | 6 | 6 | 8 | 8 | 9 | 16 | 23 | 24 | 27 | 22 |
| | S_2 | 11 | 11 | 11 | 11 | 15 | 17 | 19 | 15 | 18 | 19 | 21 | 22 |
| 26 | S_1 | 11 | 11 | 11 | 11 | 14 | 16 | 18 | 32 | 39 | 42 | 46 | 37 |
| | S_2 | 22 | 22 | 22 | 22 | 29 | 33 | 36 | 31 | 37 | 39 | 44 | 29 |
| 27 | S_1 | 28 | 28 | 28 | 28 | 38 | 42 | 47 | 63 | 77 | 81 | 90 | 28 |
| | S_2 | 35 | 35 | 35 | 35 | 47 | 53 | 59 | 37 | 45 | 48 | 53 | 43 |
| 28 | S_1 | 11 | 14 | 14 | 14 | 19 | 21 | 24 | 50 | 61 | 65 | 72 | 75 |
| | S_2 | 43 | 43 | 43 | 43 | 57 | 64 | 71 | 41 | 50 | 52 | 58 | 79 |
| 29 | S_1 | 11 | 11 | 11 | 11 | 15 | 17 | 19 | 66 | 80 | 85 | 94 | 50 |
| | S_2 | 47 | 47 | 47 | 47 | 63 | 71 | 79 | 34 | 41 | 44 | 49 | 76 |
| 30 | S_1 | 12 | 12 | 12 | 12 | 16 | 18 | 20 | 28 | 34 | 36 | 40 | 32 |
| | S_2 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 19 | 21 | 25 | 28 | 28 | 29 | 26 |

Продовження табл. 4.Б.2

| Номер варіанту | | Повне навантаження кожного з трансформаторів, кВА, для години доби | | | | | | | | | | | |
|----------------|-------|--|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| 16 | S_1 | 49 | 49 | 40 | 29 | 29 | 27 | 27 | 27 | 34 | 34 | 25 | 19 |
| | S_2 | 24 | 24 | 28 | 26 | 26 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 17 | 27 |
| 17 | S_1 | 31 | 31 | 37 | 62 | 62 | 57 | 57 | 57 | 31 | 31 | 30 | 30 |
| | S_2 | 36 | 36 | 42 | 58 | 58 | 54 | 54 | 54 | 36 | 36 | 26 | 50 |
| 18 | S_1 | 31 | 31 | 36 | 66 | 66 | 62 | 62 | 62 | 31 | 31 | 22 | 12 |
| | S_2 | 19 | 19 | 22 | 38 | 38 | 35 | 35 | 35 | 19 | 19 | 14 | 30 |
| 19 | S_1 | 77 | 77 | 76 | 71 | 71 | 66 | 66 | 66 | 77 | 77 | 56 | 41 |
| | S_2 | 64 | 64 | 76 | 64 | 64 | 59 | 59 | 59 | 64 | 64 | 47 | 81 |
| 20 | S_1 | 12 | 15 | 18 | 37 | 37 | 35 | 35 | 35 | 16 | 16 | 12 | 12 |
| | S_2 | 26 | 26 | 30 | 24 | 24 | 23 | 23 | 23 | 26 | 26 | 19 | 15 |
| 21 | S_1 | 45 | 45 | 54 | 97 | 97 | 90 | 90 | 90 | 45 | 45 | 33 | 14 |
| | S_2 | 79 | 79 | 93 | 63 | 63 | 59 | 59 | 59 | 79 | 79 | 57 | 76 |
| 22 | S_1 | 30 | 30 | 36 | 73 | 73 | 68 | 68 | 68 | 30 | 30 | 22 | 17 |
| | S_2 | 78 | 78 | 65 | 62 | 62 | 48 | 48 | 48 | 55 | 55 | 44 | 44 |
| 23 | S_1 | 75 | 75 | 60 | 38 | 38 | 35 | 35 | 35 | 51 | 51 | 37 | 26 |
| | S_2 | 41 | 41 | 49 | 46 | 46 | 42 | 42 | 42 | 41 | 41 | 30 | 34 |
| 24 | S_1 | 28 | 28 | 23 | 30 | 30 | 28 | 28 | 28 | 20 | 20 | 14 | 5 |
| | S_2 | 21 | 21 | 25 | 19 | 19 | 18 | 18 | 18 | 21 | 21 | 16 | 19 |
| 25 | S_1 | 21 | 21 | 9 | 9 | 15 | 18 | 18 | 18 | 21 | 21 | 15 | 7 |
| | S_2 | 15 | 15 | 17 | 15 | 15 | 14 | 14 | 14 | 15 | 15 | 11 | 13 |
| 26 | S_1 | 37 | 37 | 30 | 32 | 32 | 30 | 30 | 30 | 25 | 25 | 18 | 13 |
| | S_2 | 20 | 20 | 24 | 31 | 31 | 28 | 28 | 28 | 20 | 20 | 15 | 25 |
| 27 | S_1 | 19 | 19 | 23 | 63 | 63 | 59 | 59 | 59 | 19 | 19 | 19 | 19 |
| | S_2 | 30 | 30 | 35 | 37 | 37 | 34 | 34 | 34 | 30 | 30 | 22 | 41 |
| 28 | S_1 | 52 | 52 | 51 | 50 | 50 | 47 | 47 | 47 | 52 | 52 | 46 | 11 |
| | S_2 | 55 | 55 | 64 | 41 | 41 | 38 | 38 | 38 | 55 | 55 | 40 | 50 |
| 29 | S_1 | 34 | 34 | 41 | 66 | 66 | 61 | 61 | 61 | 34 | 34 | 25 | 13 |
| | S_2 | 52 | 52 | 62 | 34 | 34 | 32 | 32 | 32 | 52 | 52 | 38 | 55 |
| 30 | S_1 | 22 | 22 | 26 | 28 | 28 | 26 | 26 | 26 | 22 | 22 | 16 | 14 |
| | S_2 | 23 | 23 | 26 | 27 | 27 | 26 | 26 | 26 | 22 | 21 | 19 | 18 |

Таблиця 4.Б.3 – Вихідні дані для розрахунку втрат енергії в лініях 0,38 кВ

| Номер варіанту | Лінія 0,38 кВ | Струм фази А в голові лінії, А | Струм фази В в голові лінії, А | Струм фази С в голові лінії, А | Середня фазна напруга на шинах ТП $U_{\text{ср ТП}}, В$ | Мінімальна фазна напруга в кінці лінії $U_{\text{мін кр}}, В$ | Максимальне активне навантаження лінії $P_{\text{тах ср}}, кВт$ |
|----------------|---------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---|---|---|
| 1 | Л1 | 130 | 134 | 148 | 231,0 | 226,0 | 78 |
| | Л2 | 129 | 127 | 112 | 231,0 | 225,0 | 50 |
| | Л3 | 136 | 144 | 117 | 229,0 | 224,0 | 66 |
| | Л4 | 87 | 197 | 130 | 229,0 | 223,0 | 74 |
| 2 | Л1 | 66 | 80 | 48 | 230,5 | 225,5 | 34 |
| | Л2 | 95 | 67 | 77 | 230,5 | 224,5 | 30 |
| | Л3 | 76 | 47 | 78 | 228,5 | 223,5 | 36 |
| 3 | Л4 | 46 | 97 | 76 | 228,5 | 222,5 | 44 |
| | Л1 | 57 | 56 | 48 | 230,0 | 225,0 | 30 |
| | Л2 | 59 | 72 | 77 | 230,0 | 224,6 | 28 |
| | Л3 | 62 | 47 | 78 | 228,0 | 223,0 | 26 |
| 4 | Л4 | 96 | 73 | 86 | 228,0 | 222,0 | 24 |
| | Л1 | 36 | 26 | 43 | 229,5 | 224,5 | 20 |
| | Л2 | 29 | 27 | 27 | 229,5 | 223,5 | 16 |
| | Л3 | 36 | 44 | 38 | 227,5 | 222,5 | 16 |
| 5 | Л4 | 33 | 23 | 86 | 227,5 | 221,5 | 14 |
| | Л1 | 21 | 26 | 32 | 229,0 | 224,0 | 11 |
| | Л2 | 25 | 22 | 27 | 229,0 | 223,0 | 9 |
| | Л3 | 22 | 27 | 28 | 227,0 | 222,0 | 16 |
| 6 | Л4 | 66 | 23 | 46 | 227,0 | 221,0 | 14 |
| | Л1 | 34 | 36 | 47 | 228,5 | 223,5 | 21 |
| | Л2 | 35 | 32 | 37 | 228,5 | 222,5 | 13 |
| | Л3 | 36 | 44 | 38 | 226,5 | 221,5 | 16 |
| 7 | Л4 | 26 | 23 | 30 | 226,5 | 220,5 | 14 |
| | Л1 | 63 | 66 | 62 | 228,0 | 223,0 | 33 |
| | Л2 | 55 | 62 | 67 | 228,0 | 222,0 | 29 |
| | Л3 | 52 | 57 | 68 | 226,0 | 221,0 | 36 |
| 8 | Л4 | 66 | 33 | 86 | 226,0 | 220,0 | 34 |
| | Л1 | 69 | 66 | 72 | 227,5 | 222,5 | 36 |
| | Л2 | 65 | 42 | 47 | 227,5 | 221,5 | 26 |

Продовження табл. 4.Б.3

| Номер варіанту | Лінія 0,38 кВ | Струм фази <i>A</i> в голові лінії, А | Струм фази <i>B</i> в голові лінії, А | Струм фази <i>C</i> в голові лінії, А | Середня фазна напруга на шинах ТП $U_{\text{ср ТП}}$, В | Мінімальна фазна напруга в кінці лінії $U_{\text{мін кр}}$, В | Максимальне активне навантаження лінії $P_{\text{max ср}}$, кВт |
|----------------|------------------|--|--|--|---|--|--|
| 8 | <i>L3</i> | 52 | 77 | 38 | 225,5 | 220,5 | 36 |
| | <i>L4</i> | 56 | 93 | 36 | 225,5 | 219,5 | 34 |
| 9 | <i>L1</i> | 82 | 86 | 82 | 227,0 | 222,0 | 45 |
| | <i>L2</i> | 85 | 82 | 87 | 227,0 | 221,0 | 35 |
| | <i>L3</i> | 82 | 87 | 88 | 225,0 | 220,0 | 46 |
| | <i>L4</i> | 66 | 83 | 116 | 225,0 | 219,0 | 44 |
| 10 | <i>L1</i> | 25 | 26 | 22 | 226,5 | 221,5 | 16 |
| | <i>L2</i> | 25 | 22 | 27 | 226,5 | 220,5 | 10 |
| | <i>L3</i> | 32 | 37 | 28 | 224,5 | 219,5 | 16 |
| | <i>L4</i> | 26 | 29 | 56 | 224,5 | 218,5 | 14 |
| 11 | <i>L1</i> | 115 | 114 | 148 | 226,0 | 221,0 | 64 |
| | <i>L2</i> | 129 | 127 | 112 | 226,0 | 220,0 | 50 |
| | <i>L3</i> | 136 | 144 | 117 | 224,0 | 219,0 | 66 |
| | <i>L4</i> | 117 | 197 | 130 | 224,0 | 218,0 | 54 |
| 12 | <i>L1</i> | 60 | 66 | 62 | 225,5 | 220,5 | 34 |
| | <i>L2</i> | 65 | 62 | 67 | 225,5 | 219,5 | 26 |
| | <i>L3</i> | 72 | 77 | 78 | 223,5 | 218,5 | 26 |
| | <i>L4</i> | 86 | 63 | 76 | 223,5 | 217,5 | 24 |
| 13 | <i>L1</i> | 57 | 66 | 72 | 225,0 | 220,0 | 31 |
| | <i>L2</i> | 35 | 52 | 47 | 225,0 | 219,0 | 25 |
| | <i>L3</i> | 42 | 37 | 58 | 223,0 | 218,0 | 26 |
| | <i>L4</i> | 76 | 63 | 96 | 223,0 | 217,0 | 24 |
| 14 | <i>L1</i> | 35 | 36 | 42 | 224,5 | 219,5 | 19 |
| | <i>L2</i> | 45 | 52 | 37 | 224,5 | 218,5 | 15 |
| | <i>L3</i> | 32 | 47 | 48 | 222,5 | 217,5 | 16 |
| | <i>L4</i> | 36 | 43 | 86 | 222,5 | 216,5 | 14 |
| 15 | <i>L1</i> | 26 | 46 | 32 | 224,0 | 219,0 | 12 |
| | <i>L2</i> | 35 | 32 | 47 | 224,0 | 218,0 | 10 |
| | <i>L3</i> | 42 | 27 | 48 | 222,0 | 217,0 | 16 |
| | <i>L4</i> | 36 | 23 | 76 | 222,0 | 216,0 | 14 |

Продовження табл. 4.Б.3

| Номер варіанту | Лінія 0,38 кВ | Струм фази <i>A</i> в голові лінії, А | Струм фази <i>B</i> в голові лінії, А | Струм фази <i>C</i> в голові лінії, А | Середня фазна напруга на шинах ТП $U_{\text{ср ТП}}$, В | Мінімальна фазна напруга в кінці лінії $U_{\text{мін кр}}$, В | Максимальне активне навантаження лінії $P_{\text{тах ср}}$, кВт |
|-------------------|------------------|--|--|--|---|--|--|
| 16 | <i>L1</i> | 37 | 35 | 45 | 223,5 | 218,5 | 21 |
| | <i>L2</i> | 34 | 32 | 37 | 223,5 | 217,5 | 17 |
| | <i>L3</i> | 45 | 37 | 39 | 221,5 | 216,5 | 16 |
| | <i>L4</i> | 36 | 23 | 86 | 221,5 | 215,5 | 24 |
| 17 | <i>L1</i> | 61 | 66 | 62 | 223,0 | 218,0 | 32 |
| | <i>L2</i> | 65 | 72 | 77 | 223,0 | 217,0 | 28 |
| | <i>L3</i> | 72 | 77 | 68 | 221,0 | 216,0 | 26 |
| | <i>L4</i> | 66 | 33 | 46 | 221,0 | 215,0 | 34 |
| 18 | <i>L1</i> | 72 | 56 | 62 | 222,5 | 216,5 | 39 |
| | <i>L2</i> | 65 | 72 | 66 | 222,5 | 215,5 | 33 |
| | <i>L3</i> | 66 | 68 | 58 | 220,5 | 214,5 | 36 |
| | <i>L4</i> | 58 | 85 | 26 | 220,5 | 213,5 | 34 |
| 19 | <i>L1</i> | 85 | 86 | 82 | 222,0 | 216,0 | 48 |
| | <i>L2</i> | 75 | 82 | 87 | 222,0 | 215,0 | 36 |
| | <i>L3</i> | 82 | 97 | 98 | 220,0 | 214,0 | 46 |
| | <i>L4</i> | 86 | 43 | 96 | 220,0 | 213,0 | 44 |
| 20 | <i>L1</i> | 29 | 26 | 22 | 221,5 | 215,5 | 16 |
| | <i>L2</i> | 25 | 22 | 27 | 221,5 | 214,5 | 12 |
| | <i>L3</i> | 22 | 27 | 28 | 219,5 | 213,5 | 16 |
| | <i>L4</i> | 26 | 43 | 16 | 219,5 | 212,5 | 14 |
| 21 | <i>L1</i> | 105 | 109 | 119 | 221,0 | 215,0 | 55 |
| | <i>L2</i> | 104 | 127 | 112 | 221,0 | 214,0 | 49 |
| | <i>L3</i> | 136 | 144 | 117 | 219,0 | 213,0 | 56 |
| | <i>L4</i> | 117 | 197 | 130 | 219,0 | 212,0 | 54 |
| 22 | <i>L1</i> | 79 | 76 | 72 | 220,5 | 214,5 | 38 |
| | <i>L2</i> | 85 | 92 | 97 | 220,5 | 213,5 | 40 |
| | <i>L3</i> | 82 | 97 | 88 | 218,5 | 212,5 | 36 |
| | <i>L4</i> | 76 | 113 | 130 | 218,5 | 211,5 | 34 |
| 23 | <i>L1</i> | 57 | 56 | 42 | 220,0 | 214,0 | 31 |
| | <i>L2</i> | 45 | 52 | 57 | 220,0 | 213,0 | 25 |

Продовження табл. 4.Б.3

| Номер варіанту | Лінія 0,38 кВ | Струм фази <i>A</i> в голові лінії, А | Струм фази <i>B</i> в голові лінії, А | Струм фази <i>C</i> в голові лінії, А | Середня фазна напруга на шинах ТП $U_{\text{ср ТП}}, \text{В}$ | Мінімальна фазна напруга в кінці лінії $U_{\text{мін кр}}, \text{В}$ | Максимальне активне навантаження лінії $P_{\text{тах ср}}, \text{кВт}$ |
|----------------|------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|---|---|
| 23 | <i>L3</i> | 62 | 67 | 58 | 218,0 | 212,0 | 26 |
| | <i>L4</i> | 46 | 73 | 86 | 218,0 | 211,0 | 24 |
| 24 | <i>L1</i> | 31 | 36 | 42 | 219,5 | 213,5 | 16 |
| | <i>L2</i> | 55 | 42 | 37 | 219,5 | 212,5 | 16 |
| | <i>L3</i> | 42 | 47 | 48 | 217,5 | 211,5 | 16 |
| | <i>L4</i> | 26 | 63 | 56 | 217,5 | 210,5 | 14 |
| 25 | <i>L1</i> | 23 | 45 | 29 | 219,0 | 213,0 | 12 |
| | <i>L2</i> | 35 | 32 | 37 | 219,0 | 212,0 | 8 |
| | <i>L3</i> | 22 | 27 | 1,8 | 217,0 | 211,0 | 16 |
| | <i>L4</i> | 16 | 23 | 46 | 217,0 | 210,0 | 14 |
| 26 | <i>L1</i> | 35 | 36 | 32 | 218,5 | 212,5 | 16 |
| | <i>L2</i> | 45 | 52 | 37 | 218,5 | 211,5 | 18 |
| | <i>L3</i> | 32 | 27 | 48 | 216,5 | 210,5 | 16 |
| | <i>L4</i> | 36 | 53 | 16 | 216,5 | 209,5 | 14 |
| 27 | <i>L1</i> | 69 | 66 | 62 | 218,0 | 212,0 | 37 |
| | <i>L2</i> | 55 | 42 | 67 | 218,0 | 211,0 | 31 |
| | <i>L3</i> | 42 | 67 | 68 | 216,0 | 210,0 | 36 |
| | <i>L4</i> | 36 | 53 | 66 | 216,0 | 209,0 | 34 |
| 28 | <i>L1</i> | 57 | 56 | 52 | 217,5 | 211,5 | 31 |
| | <i>L2</i> | 55 | 52 | 67 | 217,5 | 210,5 | 25 |
| | <i>L3</i> | 42 | 57 | 68 | 215,5 | 209,5 | 26 |
| | <i>L4</i> | 46 | 53 | 78 | 215,5 | 208,5 | 24 |
| 29 | <i>L1</i> | 73 | 73 | 42 | 217,0 | 211,0 | 34 |
| | <i>L2</i> | 75 | 82 | 87 | 217,0 | 210,0 | 36 |
| | <i>L3</i> | 72 | 77 | 78 | 215,0 | 209,0 | 36 |
| | <i>L4</i> | 86 | 63 | 113 | 215,0 | 208,0 | 34 |
| 30 | <i>L1</i> | 30 | 26 | 32 | 216,5 | 210,5 | 15 |
| | <i>L2</i> | 45 | 22 | 47 | 216,5 | 209,5 | 15 |
| | <i>L3</i> | 42 | 57 | 38 | 214,5 | 208,5 | 16 |
| | <i>L4</i> | 36 | 53 | 76 | 214,5 | 207,5 | 14 |

5 ОЦІНЮВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГООЩАДНИХ ЗАХОДІВ

5.1 Критерії оцінювання економічної ефективності енергоощадних заходів

Кінцевим етапом енергетичного аудиту на підприємстві є розроблення рекомендацій з впровадження енергоощадних заходів. На цьому етапі енергоаудитор на основі техніко-економічних розрахунків розробляє перелік пріоритетних для підприємства енергоощадних заходів. Основним нормативним документом з визначення економічної ефективності енергоощадних заходів є ДСТУ 2155-93 «Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів з енергозбереження» [40]. У якості додаткових нормативних документів можуть також використовуватись [4, 41].

В економічній теорії застовуються поняття загальної та порівняльної економічної ефективності інвестицій. Під загальною економічною ефективністю інвестицій розуміється економічна доцільність вкладення коштів в даний інвестиційний проект в порівнянні з їх вкладенням в деякий базовий проект з нормою прибутку E_n , наприклад вкладенням в банк на депозитний рахунок з відсотковою ставкою E_n . Порівняльна економічна ефективність інвестицій – це економічна доцільність вкладення коштів в даний інвестиційний проект в порівнянні з іншими альтернативними проектами, наприклад, капіталовкладеннями в інші енергоощадні заходи.

Згідно [40], в умовах економічної самостійності підприємств критерієм економічної ефективності енергоощадних заходів є додатковий прибуток, що залишається у розпорядженні підприємства за рахунок впровадження заходу. Додатковий прибуток підприємства, пов'язаний з реалізацією енергоощадного заходу, визначається співвідношенням факторів, що мають позитивний та негативний вплив на показники економічної діяльності підприємства.

До основних факторів позитивного впливу на прибуток підприємства можуть бути віднесені:

- можливе збільшення продуктивності технологічних установок та обладнання у разі впровадження заходів щодо технологічного енергозбереження, зниження енерговитрат на одиницю продукції, що випускається, поліпшення якості продукції;
- економія енергоресурсів (а також можлива економія інших матеріальних ресурсів), що приводить до зниження матеріальних витрат та собівартості продукції;
- скорочення платежів підприємства за забруднення навколишнього природного середовища у зв'язку зі зменшенням обсягу споживаних ПЕР (у першу чергу палива).

До факторів негативного впливу на прибуток можуть бути віднесені:

- зростання загального обсягу основних фондів підприємства;
- зростання матеріальних витрат (незважаючи на економію енергоресурсів), експлуатаційних витрат на утримання енергоощадного обладнання та установок;
- зростання чисельності обслуговуючого персоналу.

Основним показником як загальної, так і порівняльної економічної ефективності впровадження енергоощадного заходу є додатковий сумарний дисконтований чистий прибуток підприємства за рахунок впровадження заходу за весь термін експлуатації енергоощадного обладнання, який розраховується за виразом

$$\Pi_{\text{дс}} = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta\Pi_t}{(1+E)^t}, \quad (5.1)$$

де $\Delta\Pi_t$ – додатковий річний чистий прибуток підприємства за рахунок впровадження енергоощадного заходу за рік t ;

E – норма дисконту, яка враховує різну вартість коштів у часі;

T – термін експлуатації енергоощадного обладнання, років.

Норма дисконту E прирівнюється до норми прибутку $E = E_n$. Згідно [41], для умов стабільної економіки в розрахунках на перспективу рекомендується приймати $E = E_n = 0,1$.

У загальному випадку, додатковий річний чистий прибуток підприємства в році t за рахунок впровадження енергоощадного заходу, визначається за формулою [40]

$$\Delta\Pi_t = C_t^{\Pi} \Delta\Pi_t^{\Pi} + C_t^T \Delta Q_t^T + C_t^E \Delta W_t^E + \Delta\Pi_t^{OXOP} + \Delta E_t - (B_t + E_n K), \quad (5.2)$$

де C_t^{Π} – вартість умовного палива за діючими тарифами у році t ;

$\Delta\Pi_t^{\Pi}$ – зменшення поставок умовного палива на підприємство у році t в результаті реалізації енергоощадного заходу;

C_t^T – тариф на теплову енергію у році t ;

ΔQ_t^T – скорочення споживання тепла у році t за рахунок реалізації енергоощадного заходу;

C_t^E – тариф на електроенергію, що надходить від енергосистеми, у році t ;

ΔW_t^E – скорочення споживання електроенергії від енергосистеми у році t за рахунок реалізації енергоощадного заходу;

$\Delta\Pi_t^{OXOP}$ – скорочення розміру плати за забруднення підприємством навколишнього середовища у році t , зумовлене впровадженням енергоощадного заходу;

ΔE_t – зменшення експлуатаційних витрат на підприємстві у році t , зумовлене реалізацією енергоощадного заходу;

B_t – поточні витрати у році t на експлуатацію енергоощадного устаткування;

K – сумарні капітальні вкладення, пов'язані з встановленням енергоощадного устаткування.

Капіталовкладення у проект мають загальну економічну ефективність у випадку, якщо виконується умова

$$\Pi_{\text{дс}} > 0. \quad (5.3)$$

Виконання даної умови говорить про те, що капіталовкладення у даний енергоощадний захід є більш доцільними, ніж інвестиції у базовий проект з нормою прибутку E_n , наприклад

вкладенням в банк на депозитний рахунок з відсотковою ставкою E_n .

Якщо розглядається декілька енергоощадних заходів, то першочерговому впровадженню підлягає той з них, який дає підприємству максимальний сумарний дисконтований прибуток. Тобто критерієм порівняльної економічної ефективності є умова

$$P_{dc} \rightarrow \max. \quad (5.4)$$

При цьому вибраний енергоощадний захід повинен також характеризуватись загальною економічною ефективністю, тобто для нього повинна виконуватись умова (5.3).

Інвестиційні проекти, пов'язані з реалізацією енергоощадних заходів на підприємствах АПК, в переважній більшості випадків мають строк впровадження не більше 1-2 років та характеризуються незмінними річними поточними показниками. Для таких проектів формула для розрахунку сумарного дисконтованого чистого прибутку підприємства (5.1) має вигляд [41]

$$P_{dc} = \frac{E_{ef} + B_a}{E_n} - K, \quad (5.5)$$

де E_{ef} – річний економічний ефект від впровадження енергоощадного заходу;

B_a – річні амортизаційні витрати на реновацію енергоощадного устаткування.

Річний економічний ефект E_{ef} від впровадження енергоощадного заходу визначається за виразом

$$E_{ef} = \zeta^{\Pi} \Delta \Pi^{\Pi} + \zeta^T \Delta Q^T + \zeta^E \Delta W^E + \Delta \Pi^{OXOP} + \Delta E - B, \quad (5.6)$$

де позначення величин відповідають позначенням у виразі (5.2) з урахуванням незмінності показників за роками.

Окрім цього, для обґрунтування загальної економічної ефективності зазначених інвестиційних проектів, можуть вико-

ристовуватись такі додаткові показники як рентабельність та строк окупності інвестицій.

Рентабельність інвестицій розраховується за виразом

$$R_i = \frac{E_{\text{еф}} + B_a}{K}. \quad (5.7)$$

Рентабельність інвестицій характеризує частку капітальних вкладень, яка щорічно повертається підприємством у вигляді чистого прибутку. Інвестиції у проект мають загальну економічну ефективність у випадку, якщо виконується умова

$$R_i > E_n. \quad (5.8)$$

Строк окупності інвестицій є величиною, оберненою до рентабельності

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R_i} = \frac{K}{E_{\text{еф}} + B_a}. \quad (5.9)$$

Строк окупності інвестицій показує, за який термін здійснені в проект капіталовкладення будуть повернуті підприємством. Чистий додатковий прибуток, що буде отриманий підприємством за період після повернення капіталовкладень до закінчення терміну експлуатації енергоощадного обладнання, може бути направлений на розширене відтворення виробництва, тобто на створення засобів виробництва без залучення зовнішніх джерел фінансування (реінвестування).

5.2 Розрахунок капітальних вкладень в реалізацію енергоощадного заходу

Величина одноразових капітальних вкладень в реалізацію енергоощадного заходу може бути розрахована за узагальненим виразом

$$K = K_y + K_m, \quad (5.10)$$

де K_y – капітальні вкладення в енергоощадне устаткування;

K_m – капітальні вкладення в монтажні та налагоджувальні роботи.

Обсяг капіталовкладень необхідно визначати на основі діючих цін на устаткування та монтажні роботи. За відсутності точних даних, на етапі попередніх розрахунків, капітальні вкладення в монтажні та налагоджувальні роботи K_m можуть визначатись приблизно за виразом

$$K_m = k_m K_y, \quad (5.11)$$

де k_m – коефіцієнт витрат на монтажні та налагоджувальні роботи, який для сільськогосподарського технологічного устаткування приймається рівним $k_m = 0,2 \div 0,25$.

Капітальні вкладення в енергоощадні заходи, пов'язані з реконструкцією електричних мереж сільськогосподарських підприємств, можуть бути розраховані за укрупненими показниками. Капітальні вкладення у нове будівництво або реконструкцію ліній електропередавання розраховуються за виразом

$$K_{\text{Л}} = K_{\text{Л0}} l, \quad (5.12)$$

де $K_{\text{Л0}}$ – капітальні вкладення у нове будівництво або реконструкцію одиниці довжини лінії електропередавання відповідного класу напруги;

l – довжина лінії електропередавання відповідного класу напруги.

Орієнтовні укрупнені показники вартості нового будівництва і реконструкції ліній електропередавання напругою 0,38 та 10 кВ, а також трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, наведені у табл. 5.А.1-5.А.6 додатку 5.А [42]. У табл. 5.А.7 додатку 5.А наведено вартість конденсаторних установок напругою 0,38 кВ для компенсації реактивної потужності, які можуть впроваджуватись на сільськогосподарських підприємствах.

5.3 Розрахунок поточних витрат на енергоощадне устаткування

Поточні річні витрати на експлуатацію енергоощадного устаткування розраховуються за узагальненим виразом

$$B = B_a + B_{\text{обс}}, \quad (5.13)$$

де B_a – річні амортизаційні витрати на реновацію енергоощадного устаткування;

$B_{\text{обс}}$ – річні витрати на обслуговування енергоощадного устаткування.

У свою чергу, річні амортизаційні витрати на реновацію енергоощадного устаткування розраховуються за виразом

$$B_a = p_a K, \quad (5.14)$$

де p_a – норма амортизаційних відрахувань для енергоощадного устаткування даного виду.

На етапі оцінювання економічної ефективності енергоощадних заходів, річні витрати на обслуговування енергоощадного устаткування можуть розраховуватись приблизно за виразом

$$B_{\text{обс}} = p_{\text{обс}} K, \quad (5.15)$$

де $p_{\text{обс}}$ – норма відрахувань на обслуговування для енергоощадного устаткування даного виду.

Норми амортизаційних відрахувань p_a та відрахувань на обслуговування $p_{\text{обс}}$ для деяких видів енергетичного устаткування, що використовується на сільськогосподарських підприємствах, наведені у табл. 5.А.8 додатку 5.А.

Приклад 5.1. Оцінити загальну та порівняльну економічну ефективність енергоощадних заходів, що розглядались у прикладах п.2.3, 4.7 та 4.8 (див. розділи 2 та 4). Вихідні дані наведені у табл. 5.1 (за результатами розрахунків, що проведені у зазначених прикладах). Для заходу №1 вартість старих ламп типу ЛД65 прийняти рівною $C_1=10$ грн/шт. (кількість старих ламп $n_1=150$ шт.), вартість нових ламп типу ЛБ65 – $C_2=12$ грн/шт. (кількість нових ламп $n_2=124$ шт.). В розрахунках прийняти норму прибутку $E_n = 0,1$.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані для проведення розрахунків з оцінювання економічної ефективності енергоощадних заходів (до прикладу 5.1)

| Номер заходу | Зміст заходу | Зменшення споживання електроенергії за рахунок реалізації заходу ΔW^E , тис. кВт·год |
|--------------|---|---|
| Захід №1 | Заміна ламп у світильниках тваринницького приміщення | 1,183 |
| Захід №2 | Встановлення пристрою компенсації реактивної потужності | 15,550 |
| Захід №3 | Реконструкція лінії електропередавання напругою 0,38 кВ | 29,140 |

Капітальні вкладення у реалізацію енергоощадних заходів визначаємо на основі виразу (5.10). Для заходу №1 капітальні вкладення в енергоощадне устаткування пов'язані з придбанням

нових ламп типу ЛБ65 у кількості $n_2=124$ шт. Сумарна вартість цих ламп складе

$$K_{y1} = n_2 C_2 = 124 \cdot 12 = 1488 \text{ грн.} = 1,488 \text{ тис. грн.}$$

Капітальні вкладення в монтажні та налагоджувальні роботи, пов'язані з заміною ламп, за виразом (5.11)

$$K_{m1} = k_m K_{y1} = 0,2 \cdot 1,488 = 0,298 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні капітальні вкладення в захід №1

$$K_1 = K_{y1} + K_{m1} = 1,488 + 0,298 = 1,786 \text{ тис. грн.}$$

Для заходу №2 капітальні вкладення в енергоощадне устаткування пов'язані з придбанням пристрою компенсації реактивної потужності типу УКМ58-0,4 з номінальною реактивною потужністю $Q_n = 75$ кВАр. За табл. 5.А.7 додатку 5.А вартість даного пристрою складає $K_{y2} = 13,52$ тис. грн. Капітальні вкладення в монтажні та налагоджувальні роботи, пов'язані з встановленням пристрою за виразом (5.11)

$$K_{m2} = k_m K_{y2} = 0,2 \cdot 13,52 = 2,704 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні капітальні вкладення в захід №2

$$K_2 = K_{y2} + K_{m2} = 13,52 + 2,704 = 16,224 \text{ тис. грн.}$$

Захід №3 полягає у реконструкції лінії електропередавання напругою 0,38 кВ, а саме – спорудженні кабельної лінії замість повітряної. Капітальні вкладення в захід №3 розрахуємо за укрупненими показниками на основі виразу (5.12). За табл. 5.А.2 додатку 5.А питома вартість спорудження кабельної лінії напругою 0,38 кВ з кабелем типу АСБ та перерізом фазних жил

120 мм² складає $K_{л0} = 354$ тис. грн./км. Сумарна вартість спорудження даної кабельної лінії довжиною $l=0,05$ км складе

$$K_3 = K_{л0} = K_{л0}l = 354 \cdot 0,05 = 17,7 \text{ тис. грн.}$$

За табл. 5.А.8 додатку 5.А норми амортизаційних відрахувань для енергоощадного устаткування заходів №1, №2 та №3 складають відповідно $p_{a1}=0,045$, $p_{a2}=0,064$ та $p_{a3}=0,02$. Річні амортизаційні витрати для цих заходів за виразом (5.14) складуть

$$B_{a1} = p_{a1}K_1 = 0,045 \cdot 1,786 = 0,08 \text{ тис. грн.};$$

$$B_{a2} = p_{a2}K_2 = 0,064 \cdot 16,244 = 1,04 \text{ тис. грн.};$$

$$B_{a3} = p_{a3}K_3 = 0,02 \cdot 17,7 = 0,354 \text{ тис. грн.}$$

За табл. 5.А.8 додатку 5.А норми відрахувань на обслуговування енергоощадного устаткування заходів №1, №2 та №3 складають відповідно $p_{обс1}=0,05$, $p_{обс2}=0,059$ та $p_{обс3}=0,023$. Річні витрати на обслуговування енергоощадного устаткування для цих заходів за виразом (5.15) складуть

$$B_{обс1} = p_{обс1}K_1 = 0,05 \cdot 1,786 = 0,089 \text{ тис. грн.};$$

$$B_{обс2} = p_{обс2}K_2 = 0,059 \cdot 16,244 = 0,958 \text{ тис. грн.};$$

$$B_{обс3} = p_{обс3}K_3 = 0,023 \cdot 17,7 = 0,407 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні поточні річні витрати на експлуатацію енергоощадного устаткування за виразом (5.13)

$$B_1 = B_{a1} + B_{обс1} = 0,08 + 0,089 = 0,169 \text{ тис. грн.};$$

$$B_2 = B_{a2} + B_{обс2} = 1,04 + 0,958 = 1,998 \text{ тис. грн.};$$

$$B_3 = B_{a3} + B_{обс3} = 0,354 + 0,407 = 0,761 \text{ тис. грн.}$$

Річний економічний ефект $E_{\text{еф}}$ від впровадження енергоощадних заходів визначимо за виразом (5.6). При цьому врахуємо, що для кожного з заходів №1, №2 та №3 величини $\Delta\Pi^{\text{П}}=0$, $\Delta Q^{\text{T}}=0$, $\Delta\Pi^{\text{ОХОП}}=0$. Впровадження заходу №1 дозволяє отримати деяку річну економію коштів підприємства внаслідок більшого строку служби нових ламп. Дану економію віднесемо до зменшення річних експлуатаційних витрат на підприємстві ΔE_1 , зумовлених реалізацією енергоощадного заходу №1, і розрахуємо за виразом (2.31)

$$\Delta E_1 = \left(\frac{n_1 C_1}{T_{n1}} - \frac{n_2 C_2}{T_{n2}} \right) T_{\text{в}}, \text{ грн,}$$

де T_{n1} , T_{n2} – строк служби відповідно ламп типу ЛД65 та ЛБ65, $T_{n1}=13000$ год, $T_{n2} = 15000$ год;

$T_{\text{в}}$ – річна тривалість роботи ламп, $T_{\text{в}} = 700$ год.

Отже

$$\Delta E_1 = \left(\frac{150 \cdot 10}{13000} - \frac{124 \cdot 12}{15000} \right) \cdot 700 = 11 \text{ грн} = 0,011 \text{ тис. грн.}$$

З урахуванням діючого тарифу на електроенергію для підприємств $C^E=1,0122$ грн/кВт·год (за цінами 2013 р.) та величин скорочення споживання електроенергії (див. табл. 5.1), розраховуємо річний економічний ефект від реалізації заходів №1, №2 та №3

$$E_{\text{еф}1} = C^E \Delta W_1^E + \Delta E_1 - B_1 = 1,0122 \cdot 1,183 + 0,011 - 0,169 = 1,039 \text{ тис. грн.};$$

$$E_{\text{еф}2} = C^E \Delta W_2^E - B_2 = 1,0122 \cdot 15,55 - 1,998 = 13,742 \text{ тис. грн.};$$

$$E_{\text{еф}3} = C^E \Delta W_3^E - B_3 = 1,0122 \cdot 29,14 - 0,761 = 28,735 \text{ тис. грн.}$$

За виразом (5.5), сумарний дисконтований чистий прибуток підприємства за рахунок впровадження енергоощадних заходів

$$П_{\partial c 1} = \frac{1,039 + 0,08}{0,1} - 1,786 = 9,404 \text{ тис. грн.};$$

$$П_{\partial c 2} = \frac{13,742 + 1,04}{0,1} - 16,244 = 131,576 \text{ тис. грн.};$$

$$П_{\partial c 3} = \frac{28,735 + 0,354}{0,1} - 17,7 = 273,19 \text{ тис. грн.}$$

Рентабельність інвестицій в енергоощадні заходи за виразом (5.7)

$$R_{i 1} = \frac{1,039 + 0,08}{1,786} = 0,62;$$

$$R_{i 2} = \frac{13,742 + 1,04}{16,244} = 0,91;$$

$$R_{i 3} = \frac{28,735 + 0,354}{17,7} = 1,64.$$

Строк окупності інвестицій за виразом (5.9)

$$T_{ок 1} = \frac{1}{0,62} = 1,6 \text{ року};$$

$$T_{ок 2} = \frac{1}{0,91} = 1,1 \text{ року};$$

$$T_{ок 3} = \frac{1}{1,64} = 0,6 \text{ року}.$$

Результати розрахунків для порівняння заносимо до табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Результати розрахунків з оцінювання економічної ефективності енергоощадних заходів (до прикладу 5.1)

| Техніко-економічний показник | Значення показника для енергоощадного заходу | | |
|--|--|----------|----------|
| | захід №1 | захід №2 | захід №3 |
| Зменшення споживання електроенергії за рахунок реалізації заходу ΔW^E , тис. кВт·год | 1,183 | 15,55 | 29,14 |
| Капітальні вкладення у реалізацію енергоощадного заходу K , тис. грн. | 1,786 | 16,244 | 17,7 |
| Поточні річні витрати на експлуатацію енергоощадного устаткування B , тис. грн. | 0,169 | 1,998 | 0,761 |
| Річний економічний ефект від впровадження енергоощадного заходу $E_{\text{эф}}$, тис. грн. | 1,039 | 13,742 | 28,735 |
| Сумарний дисконтований чистий прибуток від впровадження заходу $\Pi_{\text{дс}}$, тис. грн. | 9,404 | 131,58 | 273,19 |
| Рентабельність інвестицій R_i | 0,62 | 0,91 | 1,64 |
| Строк окупності інвестицій $T_{\text{ок}}$, років | 1,6 | 1,1 | 0,6 |

Як видно з результатів розрахунку, для кожного з енергоощадних заходів виконується умова $\Pi_{\text{дс}} > 0$, що говорить про їх загальну економічну ефективність (прибутковість). Максимальний дисконтований чистий прибуток підприємство отримає при впровадженні енергоощадного заходу №3 ($\Pi_{\text{дс}} = 273,19$ тис. грн.), що говорить про його найбільшу порівняльну економічну ефективність. Тому саме захід №3 повинен впроваджуватись першочергово. Далі можуть впроваджуватись заходи №2 та №1. Для кожного з енергоощадних заходів рентабельність інвестицій перевищує норму прибутку $R_i > E_n = 0,1$, тобто даний показник підтверджує загальну економічну ефективність даних заходів.

Питання для самоконтролю

1. Що таке загальна та порівняльна економічна ефективність енергоощадного заходу?
2. Які основні фактори позитивного та негативного впливу на прибуток підприємства при впровадженні енергоощадного заходу?
3. Який показник є критерієм загальної та порівняльної економічної ефективності енергоощадних заходів? Як він розраховується? Назвіть умови загальної та порівняльної економічної ефективності.
4. Що таке норма прибутку та норма дисконту?
5. Що таке рентабельність інвестицій в енергоощадний захід?
6. Що таке строк окупності інвестицій в енергоощадний захід?
7. Яким чином розраховуються капітальні вкладення у енергоощадний захід?
8. Яким чином розраховуються поточні витрати при впровадженні енергоощадного заходу?

ДОДАТОК 5.А

ДОВІДКОВІ ДАНІ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОЗРАХУНКІВ ПІД ЧАС ОЦІНЮВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГООЩАДНИХ ЗАХОДІВ (ДЛЯ НАВЧАЛЬНИХ ЦІЛЕЙ)

Таблиця 5.А.1 – Укрупнені показники вартості спорудження ПЛ напругою 0,38 кВ з проводами марки СІП (за цінами 2013 р.)

| Марка проводу | Вартість спорудження лінії, тис. грн./км |
|---------------|---|
| СІП-4×50 | 217 |
| СІП-4×70 | 247 |
| СІП-4×95 | 304 |

Таблиця 5.А.2 – Орієнтовні укрупнені показники вартості спорудження КЛ напругою 0,38 кВ, що прокладається в траншеї (за цінами 2013 р.)

| Переріз жил кабеля, мм ² | Марка кабеля | Вартість спорудження лінії, тис. грн./км |
|-------------------------------------|--------------|--|
| 1 | 2 | 3 |
| 3×35 + 1×16 | ААБ | 184 |
| | АСБ | 213 |
| 3×50 + 1×25 | ААБ | 207 |
| | АСБ | 243 |
| 3×70 + 1×25 | ААБ | 233 |
| | АСБ | 280 |
| 3×95 + 1×35 | ААБ | 264 |
| | АСБ | 317 |
| 3×120 + 1×35 | ААБ | 297 |
| | АСБ | 354 |

Таблиця 5.А.3 – Орієнтовна вартість заміни неізолюваних проводів на існуючих ПЛІ 0,38 кВ (за цінами 2013 р.)

| Марка проводу, що підвішується на ПЛІ | Капіталовкладення у демонтаж старих та підвішування нових проводів, тис. грн./км |
|---------------------------------------|--|
| АС-25/4,2 | 38,5 |
| АС-35/6,2 | 44,9 |
| АС-50/8 | 51,3 |
| АС-70/11 | 64,1 |

Таблиця 5.А.4 – Укрупнені показники вартості спорудження ПЛІ напругою 10 кВ з неізолюваними проводами (за цінами 2013 р.)

| Марка проводу | Вартість спорудження лінії, тис. грн./км |
|---------------|--|
| АС-35/6,2 | 178 |
| АС-50/8 | 195 |
| АС-70/11 | 218 |
| АС-95/16 | 249 |

Таблиця 5.А.5 – Укрупнені показники вартості спорудження КТП напругою 10/0,4 кВ (за цінами 2013 р.)

| Потужність трансформатора, встановленого на підстанції, кВА | Вартість спорудження підстанції, тис. грн. |
|---|--|
| 25 | 34,5 |
| 40 | 42,5 |
| 63 | 52,0 |
| 100 | 64,5 |
| 160 | 73,5 |
| 250 | 89,0 |
| 400 | 102,0 |
| 630 | 124,0 |

Таблиця 5.А.6 – Вартість трифазних двообмоткових трансформаторів типу ТМ напругою 10/0,4 кВ, які можуть встановлюватись на ТП у зв'язку з їх реконструкцією (за цінами 2013 р.)

| Тип трансформатора | Вартість трансформатора, тис. грн. |
|--------------------|------------------------------------|
| ТМ-25/10 | 14,5 |
| ТМ-40/10 | 15,5 |
| ТМ-63/10 | 17,0 |
| ТМ-100/10 | 22,5 |
| ТМ-160/10 | 26,5 |
| ТМ-250/10 | 35,0 |
| ТМ-400/10 | 54,0 |
| ТМ-630/10 | 70,0 |

Таблиця 5.А.7 – Вартість конденсаторних установок низької напруги типу УКМ58-0,4 (за цінами 2013 р.)

| Номінальна потужність установки $Q_{ном}$, кВАр | Вартість конденсаторної установки, тис. грн. |
|--|--|
| 75 | 13,52 |
| 100 | 20,49 |
| 112,5 | 21,05 |
| 125 | 21,55 |
| 133 | 22,87 |
| 150 | 23,46 |
| 167 | 24,75 |
| 180 | 25,67 |
| 200 | 27,71 |
| 225 | 29,33 |
| 233 | 31,45 |
| 250 | 35,36 |
| 275 | 39,55 |
| 300 | 40,45 |
| 333 | 40,80 |
| 337,5 | 41,10 |
| 360 | 42,76 |

Продовження табл. 5.А.7

| | |
|-----|-------|
| 375 | 43,45 |
| 400 | 44,03 |
| 450 | 46,56 |
| 500 | 48,88 |
| 550 | 55,25 |
| 600 | 62,00 |

Таблиця 5.А.8 – Норми амортизаційних відрахувань та відрахувань на обслуговування для енергетичного устаткування, що використовується на сільськогосподарських підприємствах

| Вид устаткування | Норма відрахувань | |
|---|-----------------------------|------------------------------------|
| | на амортизацію $p_a, \%$ | на обслуговування $p_{обс}, \%$ |
| Повітряна лінія електропередавання напругою 0,38-10 кВ на залізобетонних опорах | 3,6 | 2,1 |
| Кабельна лінія електропередавання напругою до 10 кВ, прокладена в землі: | | |
| - зі свинцевою оболонкою | 2,0 | 2,3 |
| - з алюмінієвою оболонкою | 4,0 | 2,3 |
| - з пластмасовою оболонкою | 5,0 | 2,3 |
| Силове електротехнічне обладнання, розподільні пристрої підстанцій напругою до 110 кВ | 6,4 | 5,9 |
| Машини та обладнання для тваринництва: | | |
| - сезонного використання | 16,0 | 14,0 |
| - цілорічного використання | 12,0 | 18,0 |
| Електродвигуни | 9,5 | 8,5 |
| Засоби автоматизації | 17,5 | 5,0 |
| Світильники | 4,5 | 5,0 |

ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

| | |
|---|-----|
| аналітичний паливно-енергетичний баланс | 10 |
| вимикання трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях в режимі низького завантаження, з сезонним навантаженням | 126 |
| вирівнювання графіка електричного навантаження. | 124 |
| впровадження автоматизованої системи обліку електроенергії. | 138 |
| встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності | 131 |
| електромісткість продукції | 31 |
| електромісткість основних виробничих фондів | 31 |
| електрооснащеність праці | 30 |
| енергомісткість основних виробничих фондів | 31 |
| енергомісткість продукції | 31 |
| енергооснащеність праці | 30 |
| загальний термічний опір | 74 |
| заміна проводів та кабелів на лініях електропередавання | 136 |
| коефіцієнт теплопередачі | 76 |
| коефіцієнти відбиття | 51 |
| коефіцієнти ефективності автоматизації керування освітленням | 57 |
| метод втрат напруги | 113 |
| метод коефіцієнта використання | 49 |
| метод числа годин максимальних втрат | 105 |
| мікроклімат приміщень АПК | 71 |
| паливно-енергетичний баланс | 10 |
| паливно-енергетичний баланс у вигляді балансової діаграми | 28 |
| паливно-енергетичний баланс у вигляді об'ємної кругової секторної діаграми | 25 |
| паливно-енергетичний баланс у формі таблиці | 24 |
| паливно-енергетичний баланс у вигляді площинної кругової секторної діаграми | 25 |
| паливно-енергетичний баланс у вигляді площинної смугової діаграми | 27 |
| паливно-енергетичний баланс у вигляді об'ємної лінійної діаграми | 26 |
| симетрування навантажень фаз на ПЛ 0,38 кВ | 129 |
| синтетичний паливно-енергетичний баланс | 10 |
| тепловий баланс приміщення АПК | 72 |
| тепломісткість продукції | 31 |
| характеристики графіків навантаження с.г. підприємств | 106 |

БІБЛОГРАФІЧНИЙ СПИСОК

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. N 145-р

2. Стратегія розвитку аграрного сектору економіки на період до 2020 року. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 17 жовтня 2013 р. N 806-р

3. Концепція Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010-2015 роки. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 19 листопада 2008 р. N 1446-р

4. Загальні вимоги до організації та проведення енергетичного аудиту. Типова методика. – Офіц. вид. – К.: Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів, 2010. – 21 с. – (Нормативний документ Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів. Типова методика).

5. Энергетический менеджмент / [А. В. Праховник, А. И. Соловей, В. В. Прокопенко и др.] – К.: ІЕЕ НТУУ «КПІ», 2001. – 472 с.

6. Енергозбереження. Паливно-енергетичні баланси промислових підприємств. Методика побудови та аналізу: ДСТУ 4714:2007. – [Чинний від 2007-07-01]. – К.: Держспоживстандарт України 2007. – 25 с.: табл. – (Національні стандарти України).

7. Трунова І. М. Побудова та аналіз паливно-енергетичного балансу: Методичні рекомендації та завдання щодо виконання курсової роботи студентів ННІ ЕКТ спеціальності 7.05060105 «Енергетичний менеджмент»/ І. М Трунова. – Х.: ХНТУСГ, 2013. – 40 с.

8. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г. М. Кнорринг, И. М. Фадин, В. Н. Сидоров – 2-е изд., перераб. и доп. – Спб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 1992. – 448 с.: ил.

9. Ганелин А. М. Экономия электроэнергии в сельском хозяйстве / А. М. Ганелин – М.: Колос, 1983. – 141 с.

10. Будівлі і споруди для тваринництва: ДБН В.2.2-1-95. – [Чинні з 1995-02-01]. - Держкоммістобудування України. – 40 с.

11. Трунова І. М. Проектні рішення під час енергетичного аудиту систем освітлення приміщень АПК: Методичні рекомендації та завдання щодо виконання розрахунково-графічної роботи студентів ННІ ЕКТ спеціальності 8.05060105 «Енергетичний менеджмент»/ І. М. Трунова – Х.: ХНТУСГ, 2013. – 28 с.

12. Лоскутов А. Б. Методика расчёта экономии электроэнергии в действующих осветительных установках помещений при проведении энергетического аудита / А. Б. Лоскутов, А. С. Шевченко // Электропанорама. – 2000. – Вип. 5-6. – С. 24-27. – Библиогр.: с. 27.

13. Справочная книга по светотехнике /Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Энергоатомиздат, 1983. –472 с.

14. Система планово-предупредительного ремонта и технического обслуживания электрооборудования сельскохозяйственных предприятий / Госагропром СССР. – М.: ВО Агропромиздат, 1987. – 191 с.

15. Вагин Г. Я. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике/ Г. Я. Вагин, А. Б. Лоскутов, А. А. Севостьянов – Нижний Новгород: Нижегород. гос. техн. ун-т, 2004. – 214 с. – Библиогр.: с. 212-214.

16. Казаков А. В. Физиологическое обоснование применения оптического и СВЧ-излучения нетепловой интенсивности в животноводстве: автореф. дис. на соискание наук. степени докт. биол. наук : спец. 03.00.13 «Физиология» / А. В. Казаков; ФГОУ ВПО «Нижегород. гос. с. х. акад.». – Нижний Новгород, 2009. – 41 с. : ил., табл. - Библиогр.: с. 39-41.

17. Юрков В. М. Микроклимат животноводческих ферм и комплексов / В. М. Юрков – М.: Россельхозиздат, 1985. – 223 с.

18. Юрков В. М. Влияние света на резистентность та продуктивность животных/ В. М. Юрков – М.: Росагропромиздат, 1991. – 192 с.

19. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории,

условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды: ГОСТ 15150-69. – [Введен с 1971-01-01, изм. с 1999-05-28] – М. Межгос. совет по станд., метрол. и сертиф. – 21 с.: ил., табл.

20. Мотес Э. Микроклимат животноводческих помещений/ Э. Мотес – Пер. с нем. и предисл. В. Н. Базонова. – М.: Колос, 1976. – 192 с.

21. Захаров А. А. Практикум по применению теплоты в сельском хозяйстве/ А. А. Захаров – М.: Агропромиздат, 1985. – 175 с.

22. Курсовое проектирование по теплотехнике и применению теплоты в сельском хозяйстве: Учеб. пособие для вузов / [Драганов Б. Х., Ковалёв В. А., Лазоренко В. А. и др.]; под ред. Б. Х. Драганова. – М.: Агропромиздат, 1991. – 176 с.; ил., табл. – Авт. указаны на обороте тит. л. – Библиогр.: с. 173-174.

23. Нормы технологического проектирования предприятий крупного рогатого скота: НТП 1-99. – [Введены с 1999-10-01]. Минсельхозпрод РФ. – 40 с.

24. Применение электрической энергии в сельскохозяйственном производстве. Справочник / Под ред. акад. ВАСХНИЛ П. Н. Листова. Сост. А. М. Ганелин. - М.: Колос, 1974. – 623 с.

25. Trunova I. The evaluation of energy-saving potential of microclimate systems in agriculture: Methodical recommendations and tasks for realization of calculating graphic work of students SEI PCT of a specialty 8.05060105 «Power management»/ I. Trunova – Kh.: KNTUA, 2014. – 24 p.

26. Енергозбереження. Методика розрахунку технологічних витрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0,38 до 110 кВ включно. Рекомендації: Р 50-072-98. – Офіц. вид. – К.: Державний комітет України з енергозбереження, 1999. – 65 с. – (Нормативний документ Держкоменергозбереження. Рекомендації).

27. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Методика: СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. – Офіц. вид. – К.: М-во енергетики та вугільної промисловості України, 2011. – 56 с. – (Нормативний документ М-ва енергетики та вугільної промисловості України. Методика).

28. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.

29. Лыкин А. В. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях: учеб. пособие / А. В. Лыкин – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 115 с.

30. Воротницкий В.Э. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях: учебно-методическое пособие. – 3-е стереотип. изд. – / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина – М.: ИПКГосслужбы, 2003. – 64 с.

31. Будзко И. А. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. – 2-е изд., перераб. и доп. / И. А. Будзко, М. С. Левин. – М.: Агропромиздат, 1985. – 320 с. – (Учебники и учеб. пособия для высш. с.-х. учеб. заведений).

32. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Н. М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с. – (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений).

33. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения – М.: Сельэнергопроект, 1982. – 86 с.

34. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження: ГНД 34.09.204-2004. – Офіц. вид. – К.: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

35. Правила улаштування електроустановок. 4-те вид., перероб. і доп. – Х.: Форт, 2011. – 736 с.

36. Методические указания по выбору установленной мощности силовых трансформаторов на одно- и двухтрансформаторных подстанциях в электрических сетях сельскохозяйственного назначения. – М.: Сельэнергопроект, 1987. – 33 с.

37. Методические указания по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. – М.: Сельэнергопроект, 1988. – 33 с.

38. Василега П. О. Електропостачання: навчальний посібник / П. О. Василега – Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. – 415 с.

39. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. – Офіц. вид. – К.: М-во палива та енергетики України, 2002. – 23 с. – (Нормативний документ М-ва палива та енергетики України. Методика).

40. Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів з енергозбереження: ДСТУ 2155-93. – [Чинний від 1995-01-01]. – К.: Держстандарт України, 1993. – 9 с. – (Національний стандарт України).

41. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергосистеми та електричні мережі. Методика.: ГКД 340.000.002-97. – Офіц. вид. – К.: М-во енергетики і електрифікації України, 1997. – 51 с. – (Нормативний документ М-ва енергетики і електрифікації України. Методика).

Навчальний посібник

Трунова Ірина Михайлівна
Савченко Олександр Анатолійович
Мірошник Олександр Володимирович

ПРАКТИКУМ

З ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ В АПК

*Рекомендовано Міністерством аграрної політики та
продовольства України як навчальний посібник
для підготовки фахівців ОКР «бакалавр» напрямом б.100101 «Енергетика та електротехнічні системи в агропромисловому комплексі»
у вищих навчальних закладах II-IV рівнів акредитації
Міністерства аграрної політики та продовольства України*

Комп'ютерний набір та верстка: Савченко О. А.
Підписано до друку 9.12.2014 р. Формат 60x84x/16.
Ум. друк. арк. 8,2. Тираж 500 прим.

Видавництво «Фінарт»
Свідоцтво про занесення до державного реєстру суб'єкта
видавничої діяльності ДК 589 від 07.09.2001 р.
Віддруковано у поліграфічному центрі «Доміно»
Тел. (057) 731-25-09, 731-25-49
м. Харків, вул. Квітки-Основ'яненко, 11
www.cory-cory.com.ua