**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ**
**«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ**
**імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**
**Інститут енергозбереження та енергоменеджменту**
**Кафедра електропостачання**

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ В.А. Попов
«___»_____2021 р.

# Дипломний проєкт

**на здобуття ступеня бакалавра**

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма: Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології
**на тему:** Розробка плану з енергозбереження для Долинського лінійно-виробничого управління магістральних газопроводів

Виконав (-ла):
студент (-ка) IV курсу, групи ОН-72
*Владиченко Віталій Вікторович* _____
Керівник:
*к.т.н., доц. Прокопенко Володимир Васильович* _____

**Консультанти:**

| | | |
|---|---|---|
| *Теплова частина* | *к.т.н., доц. Виноградов-Салтиков О.В.* | _____ |
| (назва розділу ) | (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали) | (підпис) |
| *Охорона праці та пожежна безпека* | *д.т.н., проф.Третякова Л.Д.* | _____ |
| (назва розділу ) | (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали) | (підпис) |
| *Нормоконтроль* | *ас. Прокопенко І.Д.* | _____ |
| (назва розділу ) | (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали) | (підпис) |
| **Рецензент** | _____ | _____ |
| | (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали) | (підпис) |

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент (-ка) _____

Київ – 2021 року

**Національний технічний університет України**
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**
**Інститут енергозбереження та енергоменеджменту**
**Кафедра електропостачання**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма: Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
_____ В.А. Попов
«___»_____2021 р.

**ЗАВДАННЯ**
**на дипломний проєкт студенту**
**Владиченку Віталію Вікторовичу**

1. Тема проєкту «Розробка плану з енергозбереження для Долинського лінійно-виробничого управління магістральних газопроводів»,
керівник проєкту к.т.н., доц. Прокопенко Володимир Васильович,
затверджені наказом по університету від «27» травня 2021 р. №1353-с

2. **Термін здачі студентом закінченого проєкту** “11” червня 2021 р.

3. **Вихідні дані до проєкту:** споживання енергетичних ресурсів, перелік електроприймачів, параметри системи теплопостачання, результати тепловізійних знімків, генеральний план підприємства, результати обстеження електромережі.

4. **Перелік розділів, які мають бути розроблені**

а) електрична частина: - Аналіз ефективності використання електричної енергії Долинського лінійно-виробничого управління магістральних газопроводів;

б) теплова частина: - Визначення рівня енергетичної ефективності та заходів з її підвищення;

в) охорона праці та пожежна безпека: - Оцінювання небезпек та визначення ризиків виникнення надзвичайних ситуацій на магістральних газопроводах.

**5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу**

1. Загальні відомості про об’єкт
2. Потенціал енергоефективності впровадження заходів з економії теплової енергії
3. Розподіл тепловтрат на об’єкті
4. Впровадження заходів з економії електричної енергії

**6. Консультанти розділів проєкту**

| Розділ (частина) | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|---|---|---|---|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| *Теплова частина* | *к.т.н., доц. Виноградов-Салтиков В.О.* | | |
| *Охорона праці та пожежна безпека* | *д.т.н., проф. Третякова Л.Д.* | | |
| *Нормоконтроль* | *ас. Прокопенко І.Д.* | | |

**7. Дата видачі завдання** “17” травня 2021 р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

**виконання дипломного проєкту**

**Студентом** **Владиченко В.В.**
(прізвище, ініціали)

| № з/п | Назва етапів виконання дипломного проєкту (роботи) | Строк виконання етапів проєкту | Позначки керівника про виконання завдань |
|---|---|---|---|
| 1 | Розрахунок електричної частини | 20.05.-05.06.21 | |
| 2 | Розрахунок теплової частини | 30.05.-07.06.21 | |
| 3 | Система енергетичного менеджменту об’єкту | 05.06-09.06.21 | |
| 4 | Оцінка можливостей застосування вторинних та відновлюваних джерел енергії на об’єкті | 25.05-02.06.21 | |
| 5 | Розрахунок частини охорони праці та пожежна безпека | 23.05-31.05.21 | |
| 6 | Підготовка графічного матеріалу | 10.06.-13.06.21 | |
| 7 | Захист дисертації | 16.06.21 | |

Студент В.В. Владиченко

Керівник проєкту В.В. Прокопенко

# РЕФЕРАТ

Дипломний проект на тему: «Розробка плану з енергозбереження для Долинського лінійно-виробничого управління магістральних газопроводів» складається з 138 сторінок основного тексту, має 52 рисунки, 39 таблиць, 29 бібліографічних найменуваннь за переліком посилань, 9 додатків та 4 робочих креслення.

Метою роботи є дослідження Долинського лінійно-виробничого управління магістральних газопроводів, що знаходиться в Івано-Франківській області, з метою підвищення якості енергетичної ефективності, постачання та використання електричної і теплової енергії. Основним із завдань дипломного проекту є вміння пропонувати енергозберігаючі заходи, знати в чому їх перевага та яку вони мають доцільність в порівнянні з іншими заходами. Також є важливим питання, як правильно розраховувати енергозберігаючі заходи відповідно до нормативної документації.

В дипломному проекті також розглянуто питання охорони праці, оцінювання небезпек та визначення ризиків виникнення надзвичайних ситуацій на магістральних газопроводах.

Ключові слова: КОМПРЕСОРНА СТАНЦІЯ, ВИТРАТИ, ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ, ЗАХОДИ З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ, СПОЖИВАННЯ, ТЕПЛОВТРАТИ, БАЛАНС ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ, ЕКОНОМІЯ, ТЕРМІН ОКУПНОСТІ.

## ABSTRACT

Diploma project on the theme: " Development of an energy saving plan for the Dolyna line production management of main gas pipelines" consists of 138 pages of the main text, 52 figures, 39 tables, 29 literary source, 9 additions and 4 working drawing.

The aim of the work is to study the Dolyna line production department of the main gas pipelines, located in the Ivano-Frankivsk region, in order to improve the quality of energy efficiency, supply and use of electricity and heat. The main task of the diploma project is the ability to propose energy saving measures, to know what their advantage is and what their expediency is compared to other measures. Also important is the question of how to correctly calculate energy saving measures in accordance with regulatory documentation.

The thesis project also examines the issues of labor protection, risk assessment and identification of risks of emergencies on main gas pipelines.



Keywords: COMPRESSOR STATION, COSTS, ENERGY CONSERVATION, ENERGY EFFICIENCY, CONSUMPTION, HEAT LOSS, POWER BALANCE, SAVINGS, PAYBACK PERIOD.

## ЗМІСТ

**ВСТУП** ..... **11**

**1 ЗАГАЛЬНИЙ ОПИС ОБ'ЄКТУ** ..... **14**

**1.1 Короткий опис об'єкту** ..... 14

**1.1.1 Компресорні станції** ..... 15

**1.1.2 Компресорний цех** ..... 16

**1.1.3 Адміністративний корпус** ..... 16

**1.1.4 Котельня** ..... 17

**1.1.5 Склад** ..... 18

**1.1.6 Осушки** ..... 18

**1.2 Аналіз динаміки виробничої діяльності за останні три роки** ..... 19

**1.3 Аналіз динаміки споживання ПЕР за останні три роки** ..... 20

**1.3.1 Аналіз динаміки споживання природного газу за останні три роки** ..... 20

**1.3.2 Аналіз динаміки споживання теплової енергії за останні три роки** ..... 22

**1.3.3 Аналіз динаміки споживання електричної енергії за останні три роки** ..... 24

**1.4 Оцінка тарифної політики щодо покупних ПЕР** ..... 25

**1.5 Коротка характеристика попередньої діяльності об'єкту у сфері енергоефективності** ..... 26

**Висновки до розділу** ..... 26

**2 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ** ..... **27**

**2.1 Схема електропостачання об'єкта та її аналіз** ..... 27

**2.2 Визначення, коротка характеристика** ..... 28

**2.3 Оцінка енергоефективності споживачів електричної енергії** ..... 30

**2.3.1 Обстеження електричної частини. Компресорна станція КС-3, закрита трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ, об'єкт АПОГ** ..... 33

**2.3.2 Обстеження електричної частини. Компресорна станція КС-3, закрита трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ, об'єкт ВЕБ** ..... 35

**2.3.3 Обстеження електричної частини. Компресорна станція КС-2, закрита трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ, об'єкт ГТК-10** ..... 38

**2.3.4 Обстеження електричної частини. Компресорна станція КС-2, закрита трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ, об'єкт Осушка** ..... 40

**2.3.5 Обстеження електричної частини. Котельня, ввід 1, живить два електродвигуни 0,4 кВ двох циркуляційних насосів** ..... 42

**2.3.6 Обстеження електричної частини. Котельня, ввід 2, живить два електродвигуни 0,4 кВ двох циркуляційних насосів** ..... 44

**2.4 Повірочний розрахунок навантажень об'єкту** ..... 46

**2.5 Повірочний розрахунок системи внутрішнього електричного освітлення** ..... 50

**2.6 Оцінка завантаженості ТП** ..... 53

**2.7 Оцінка рівня компенсації реактивної потужності об'єкту** ..... 58

**2.8 Розрахунок основних складових для складання балансу споживання електричної енергії об'єкту у аналітичній формі** ..... 60

**2.9 Оцінка стану та ефективності систем обліку та моніторингу споживання електричної енергії на об'єкті** ..... 62

**2.10 Розроблення типових заходів з енергоефективності для суттєвих споживачів електричної енергії** ..... 62

**2.10.1 ЗЕЗ№1 Модернізація системи освітлення** ..... 62

**2.10.2 ЗЕЗ№2 Компенсація реактивної потужності** ..... 64

**2.10.3 ЗЕЗ№3 Встановлення датчиків руху у місцях загального користування** ..... 67

**Висновки до розділу** ..... 68

**3 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА ТА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ** ..... **70**

**3.1 Аналіз системи паливо- та теплопостачання об'єкта** ..... 70

**3.1.1 Виробничо-технологічних витрати природного газу** ..... 70

**3.1.2 Виробничо-технологічних витрати теплової енергії** ..... 71

**3.2 Коротка характеристика та оцінка енергоефективності суттєвих споживачів палива та теплової енергії** ..... 72

**3.3 Повірочний розрахунок теплових навантажень об'єкту** ..... 74

**3.4 Оцінка стану теплової ізоляції огороджувальних конструкцій будівлі об'єкту** ..... 79

**3.5 Оцінка стану теплової ізоляції розподільних тепломереж об'єкту** .. 85

**3.6 Розрахунок основних складових для складання балансу споживання теплової енергії об'єкту у аналітичній формі** ..... 86

**3.7 Оцінка ефективності роботи джерела теплової енергії** ..... 89
**3.8 Оцінка стану та ефективності систем обліку та моніторингу споживання теплової енергії на об'єкті** ..... 91
**3.9 Розроблення типових заходів з енергоефективності для суттєвих споживачів теплової енергії** ..... 91
**3.9.1 ЗЕЗ№1 Утеплення зовнішніх стін** ..... 91
**3.9.2 ЗЕЗ№2 Утеплення даху** ..... 95
**3.9.3 ЗЕЗ№3 Утеплення підлоги** ..... 97
**3.9.4 ЗЕЗ№4 Заміна дерев'яних вікон** ..... 99
**3.9.5 ЗЕЗ№5 Промивка системи опалення** ..... 101
**Висновки до розділу** ..... 102
**4 СИСТЕМА ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ ОБ'ЄКТУ ..... 104**
**4.1 Оцінка відповідності стану існуючої на об'єкті системи енергетичного менеджменту вимогам ДСТУ ISO 50001:2020** ..... 104
**4.2 Визначення базового рівня споживання електроенергії та показника(ів) енергоефективності на рівні всього об'єкту** ..... 105
**4.3 Представлення «Енергетичної політики» підприємства** ..... 108
**4.4 Планування впровадження заходів з енергоефективності, запропонованих в розділах 2 та 3** ..... 109
**Висновки до розділу** ..... 110
**5 ОЦІНКА МОЖЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ВТОРИННИХ ТА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ ..... 111**
**5.1 Загальні положення** ..... 111
**5.2 Визначення кліматичних умов** ..... 112
**5.3 Визначення куту нахилу панелі** ..... 113
**5.4 Кліматичні зони та температури** ..... 113
**5.5 Графік сонячної інсоляції** ..... 115
**5.6 Теоретичний опис геліоколектора** ..... 117
**5.7 Визначення навантаження на ГВП** ..... 119
**5.8 Вибір геліоколектору та перевірка** ..... 119
**5.9 Фінансові розрахунки** ..... 121
**Висновки до розділу** ..... 122
**6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ..... 123**
**6.1 Тема та загальні положення** ..... 123

**6.2 Планування та організація робіт.** ..... 124
**6.3 Ідентифікація небезпек.** ..... 124
**6.4 Аналізування ризику** ..... 126
**6.5 Оцінювання ризику** ..... 127
**6.6 Оброблення ризику** ..... 128
**6.7 Моніторинг та аналізування** ..... 129
**6.8 Аварійність на магістральних газопроводах** ..... 129
**ВИСНОВОК** ..... **135**
**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ** ..... **136**
**Додаток А** ..... **139**
**Додаток Б** ..... **142**
**Додаток В** ..... **145**
**Додаток Г** ..... **146**
**Додаток Д** ..... **148**
**Додаток Е** ..... **150**
**Додаток Ж** ..... **152**
**Додаток К** ..... **153**
**Додаток Л** ..... **155**

## ПЕРЕЛІК ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

АПОГ – Агрегат повітряного охолодження газу

АСУ – Автоматизована система управління

АТГ – Автотранспортне господарство

ВТВ – Виробничо технологічні витрати

ВТП – Виробничо технологічні потреби

ГВП – Гаряче водопостачання

ГПА – Газоперекачувальний агрегат

ГРС – Газорозподільна станція

ГТД – Газотурбінний двигун

ЕХЗ – Електрохімзахист

ЗРУ – Закрита розподільна установка

КС – Компресорна станція

ЛВУМГ – Лінійне виробниче управління магістральних газопроводів

НД – Нормативний документ Товариства

НПАОП – Нормативно-правовий акт з охорони праці

ОРУ – Оперативно-ремонтне управління

ПТЗ – Програмно технічні засоби

РП – Розподільчий пристрій

САУ – Система автоматичного управління

СМБП – Система менеджменту охорони здоров’я та безпеки праці

СПГ – Скраплений природний газ

ТП – Трансформаторна підстанція

УПЗГ – Управління підземного зберігання газу

ЦПУ – Центральний пункт управління

# ВСТУП

На всіх етапах розвитку цивілізації, енергетика була і надалі залишається головною складовою виробництва. У XX ст. мінеральні види палива (нафта, газ, вугілля, горючі сланці) і електроенергетика стали основою світового промислового виробництва і науково-технічного прогресу. Ступінь енерго- і електрозабезпеченості - один з головних чинників, що визначають рівень економічного і технічного розвитку кожної країни.

У народному господарстві України паливно-енергетичний комплекс відіграє дуже важливу роль. Паливно-енергетичний комплекс є невід'ємною частиною економічного і суспільного добробуту. Ось чому ця тема для України є актуальною, особливо на сучасному етапі розвитку, коли проблема енергозабезпечення постала надзвичайно гостро. Розвивати паливно-енергетичний комплекс, забезпечувати суспільство енергетичними ресурсами - одне з найважливіших завдань будь-якої держави.

Газова промисловість України бере свій початок у Прикарпатті – одному з найстаріших нафтогазопромислових регіонів Європи. Відомо, що перші в Україні газопроводи було прокладено у 1912 р. для подачі попутного газу Бориславського нафтового родовища до промислових споживачів у містах Борислав та Дрогобич. З відкриттям першого на території України Дашавського газового родовища було побудовано газопровід завдовжки 14 км до м. Стрий, промислову експлуатацію якого розпочали у 1924 р. У цьому ж році газопровід “Дашава-Стрий” було продовжено до м. Дрогобич, а в наступному році – до м. Стебник. У 1927 р. прокладено другу нитку газопроводу “Дашава-Стрий”, а через рік – другу нитку газопроводу “Дашава-Стрий-Дрогобич” завдовжки 40 км. У 1929 р. побудовано газопровід “Дашава-Миколаїв-Львів”, довжина якого становила 82 км. Це був чи ненайбільший газопровід у Європі, побудований на досить високому рівні, а місто Львів стало першим серед великих міст континенту, яке користувалось природним газом.

Відкриття нових родовищ та збільшення потреб у газі сприяли тому, що кінець 30-х років минулого століття, як у Східному Прикарпатті (територія сучасної України), так і в Західному Прикарпатті (територія Польщі) було створено локальні газотранспортні мережі високого тиску, по яких газ подавався до місцевих споживачів.

Для забезпечення роботи газотранспортної системи витрачається велика кількість енергоресурсів, зокрема електроенергія, природній газ та теплова енергія. З метою зменшення вартості транспортування та підвищення надійності роботи газотранспортної системи необхідне впровадження системи моніторингу енергетичної ефективності. Комплексні планові та позапланові обстеження, збір інформації, вимірювання технологічних параметрів, визначення місць витоків, негерметичності технологічних систем, теплоізоляція теплотрас та технологічного обладнання систем теплопостачання, вимірювання кількості спожитих та згенерованих енергетичних ресурсів, моніторинг ККД енергетичного обладнання, інструментальні вимірювання – всі ці заходи покликані для підвищення енергетичної ефективності та здійснюються в ході проведення енергетичних аудитів.

Енергоаудит (згідно з ДСТУ 4065-2001) – вид діяльності, спрямований на зниження споживання паливно-енергетичних ресурсів суб’єктами господарювання, який полягає у проведенні енерготехнологічної і техніко-економічної експертизи, веденні обліку паливно-енергетичних ресурсів, а також у розробленні і обґрунтуванні енергоощадних заходів.

Завданням енергетичного аудиту є :

- складання карти використання об'єктом паливно-енергетичних ресурсів;
- розробка організаційних і технічних заходів, спрямованих на зниження втрат енергії;
- визначення потенціалу енергозбереження;
- фінансова оцінка енергозберігаючих заходів.

Енергоаудит відіграє ключову роль у ефективному використанні енергії в промисловості, в побуті, а також у сфері послуг. Він є інструментом для повної оцінки споживання паливно-енергетичних ресурсів, створення управлінських впливів, а також і для оцінки того, на скільки ці впливи є ефективними.

Об’єктом енергетичного аудита у даному дипломному проекті є підприємство – Долинське лінійно-виробниче управління магістральних газопроводів (Далі – Долинське ЛВУМГ).

Свою виробничу діяльність управління розпочало в час активного розвитку газотранспортної системи України - в серпні 1966 року. Уже через рік, після завершення будівництва першого транскарпатського газопроводу «Долина – Ужгород – Держкордон» працівники управління почали транспортувати український природний газ на експорт у західноєвропейські держави. З тих пір, за роки своєї діяльності, Долинське ЛВУМГ відзначається великим досвідом, високим професіоналізмом, сучасною виробничою базою.

Під час проведення обстеження підприємства було зібрано і узагальнено інформацію по споживанню енергоносіїв, ознайомлено з наявною існуючою технічною та експлуатаційною документацією. Побудовано енергобаланси використання теплової енергії та електричної енергії. Складено енергетичний профіль об’єкта та запропоновано енергоефективні заходи, щодо зниження споживання енергоносіїв даного підприємства.

# 1 ЗАГАЛЬНИЙ ОПИС ОБ’ЄКТУ

## 1.1 Короткий опис об’єкту

Об’єктом енергетичного аудиту є Долинське лінійно-виробниче управління магістральних газопроводів, що знаходиться в Івано-Франківській області.

Виробнича діяльність Долинського ЛВУМГ розпочалася у вересні 1966 р. В управлінні працює 96 чоловік, котрі забезпечують прийом від постачальників та транспортування більше 20 млрд/м$^3$ природного газу споживачам. Сьогодні воно експлуатує понад 630 км газопроводів великого діаметру, компресорні станції потужністю 170 МВт.

Таблиця 1.1 – Перелік основних об'єктів Долинського ЛВУМГ

| № п/п | Об'єкт обстеження | Площа, м$^2$ |
|---|---|---|
| 1 | Компресорний цех | 376 |
| 2 | Лабораторний корпус | 440 |
| 3 | Компресорна станція-2 | 242 |
| 4 | Компресорна станція-3 | 353 |
| 5 | Котельня | 406 |
| 6 | Адміністративний корпус | 726 |
| 7 | Склад | 289 |
| 8 | Осушка №1 | 306 |
| 9 | Осушка №2 | 306 |
| 10 | АПОГ | 232 |
| 11 | Блок підготовки газу | 286 |
| 12 | Побутовий корпус | 432 |
| 13 | ГРС | (107) |
| 14 | Насосна | 103 |
| 15 | Підстанція | 128 |
| 16 | Корпус АТГ | 421 |

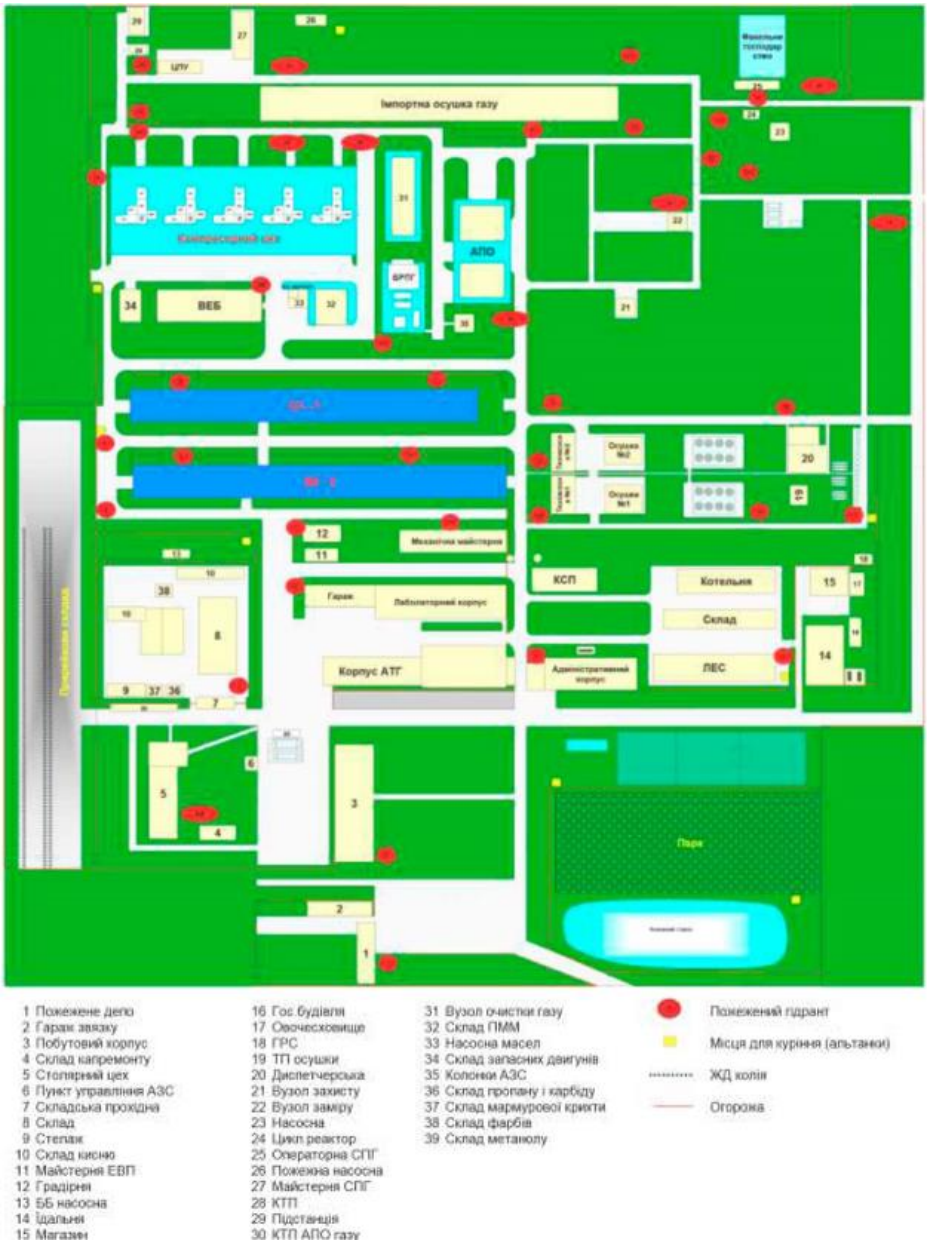



Рисунок 1.1 – Схема розташування виробничих об'єктів на КС Долина

### 1.1.1 Компресорні станції

В Долинському ЛВУМГ експлуатується дві компресорні станції: КС-2 Долина площею 242 м$^2$ та сумарним об’ємом 966 м$^3$, з ГПА типу ГТК-10 в кількості 9 шт. та КС-3 Долина площею 353 м$^2$ та сумарним об’ємом 1426 м$^3$, з ГПА типу ГПА-Ц1-16С в кількості 5 шт.; сумарна потужність ГПА - 170 МВт. КС-2 та КС-3 можуть працювати в паралельному режимі, забезпечуючи транспорт газу по газопроводу ДУД-ІІ, послідовно – вихід КС-2 на вхід КС-3 та окремо – при роботі КС-2 в газопровід ДУД-ІІ КС-3 може компресувати газ в газопроводи Прогрес, УПУ чи газопровід-перемичку Богородчани-

Долина. Наявність великої кількості вхідних (тобто таких, що подають газ на вхід КС) газопроводів – Долина-Торжок, Більче-Волиця-Долина, Іванцевичі-Долина-ІІ, Іванцевичі-Долина-ІІІ, КЗУ-ІІ дає можливість реалізувати велику кількість варіантів транзиту газу і робить КС Долина важливим вузлом ГТС України.

### 1.1.2 Компресорний цех

Компресорний цех займає площу 376 м$^2$ та загальний об'єм 1519 м$^3$. В компресорному цеху встановлено один ГПА ГТК-10-ОР, один ГПА ГТК-10-2 з нагнітачами типу 520-12-1, три ГПА ГТК-10-4Б, одинарна потужність яких 10 МВт і чотири ГПА ГТНР-10 з одинарною потужністю 10,5 МВт з такими ж нагнітачами, п'ять ГПА Ц-16С з двигунами типу ДГ-90Л2 та нагнітачами типу 16ГЦ2-395/53-76С, одинарна потужність, яких становить 16 МВт, два компресори DVK-100 потужністю 75 кВт і продуктивністю 12,4 м$^3$/хв, які введені в експлуатацію в серпні 2011р. Турбоагрегати прийняті в експлуатацію в грудні 2003 року.

ГПА ст.№ 3 прийнятий в експлуатацію в січні 1975р., ст.№№ 7, 8, 9 прийняті – в квітні 1978р., ст.№ 6 – в березні 1990р., ст.№ 5 – в лютому 1991р., ст.№ 2 – в січні 1993р., ст.№ 4 – в січні 1994 року, ст.№1 після проведеної реновації в умовах заводу «Констар» – в червні 2012 року.

### 1.1.3 Адміністративний корпус

Будівля побудована в 1982 році. Кількість працюючого персоналу 37 осіб. Корпус має 1 поверх. Тип будівлі – адміністративна. Загальна площа становить 426 м$^2$. Сумарний об'єм – 1721,056 м$^3$. Структура будівлі закріплена бетонними колонами, балками та перекриттям.

Внутрішня температура в приміщеннях адміністративного корпусу задовільна. В опалювальний період внутрішня температура коливається в межах +18 до +23°С в залежності від призначення та розміщення приміщень. Нормативне значення температури в приміщеннях складає +21°С відповідно

до ДБН В.2.2-9-99 «Громадські будинки та споруди». Щорічно відбувається промивка внутрішньої системи опалення.

Матеріали конструкцій:

- фундамент: бетон (міцність В20);
- стіни: цегла глиняна звичайна, керамзитобетон, штукатурка;
- підлога: мозаїчна, керамічна, брусчата, бетонна, дощата, із лінолеуму;
- дах: покрівля рулонна по утепленому покриттю;
- двері: дерев'яні;
- вікна: склопакети, подвійне оскління.

### 1.1.4 Котельня

Котельня представляє собою одноповерхову будівлю, призначену для розміщення комплексу теплогенеруючого та технологічного встаткування. Загальна площа становить 306 м$^2$. Сумарний об'єм – 1238,2 м$^3$. До устаткування належить котел водогрійний, пальник газовий, насоси, засувки, труби.

Матеріали конструкцій:

- фундамент: бетон (міцність В20);
- стіни: цегла глиняна звичайна, керамзитобетон, емалева фарба ПФ-115, цементно-вапняний розчин;
- підлога: цегла силікатна, щебінь, пісок, бетон, керамічна плитка ;
- дах: цементно-вапняний розчин, покрівля рулонна по утепленому покриттю;
- двері: двостулкові протипожежні;
- вікна: металопластикові з одинарним склінням ОР-24-12;
- вентиляція: паливно-витяжна з природним спонуканням із трикратним повітрообміном;
- освітлення: лампи розжарювання (18 штук);
- димові труби: дві збірні, ізольовані, нержавіючі.

### 1.1.5 Склад

Склад розміщений поряд з котельнею. Одноповерхова будівля. Загальна площа становить 289 м$^2$. Сумарний об'єм – 1167,2 м$^3$ . Будівля призначена для зберігання робочого обладнання.

Матеріали конструкцій:

- фундамент: бетон (міцність В20);
- стіни: цегла глиняна звичайна, керамзитобетон, штукатурка, емалева фарба ПФ-115;
- підлога: цегла силікатна, щебінь, пісок, бетон, керамічна плитка ;
- дах: покрівля рулонна по утепленому покриттю;
- двері: двостулкові протипожежні;
- вікна: металопластикові з одинарним склінням ОР-24-12.

### 1.1.6 Осушки

Стиснуте повітря, що виходить з компресорної установки, необхідно очищати від пари, що міститься в ньому, масла і води з метою запобігання віднесенню їх в повітрозбірник і трубопроводи. У певних умовах масло і вода можуть бути причиною аварії і навіть вибуху, тому повітря слід осушувати та очищати.

У компресорних станціях середнього і високого тисків осушення повітря, що нагнітається, здійснюється в сталевих балонах, наповнених адсорбентом. Балони встановлюються після масловодовідділювачів, до повітрозберігаючих ємкостей. Повітря, пройшовши балони, наповнені адсорбентом, залишає в них частки вологи і масла, внаслідок чого виходить відносно сухим і чистим. Адсорбент при цьому зволожується і втрачає поглинальну здатність. Регенерація, тобто відновлення адсорбенту, проводиться підігрітим повітрям низького тиску (0,03÷0,15 МПа). Споруди Осушки №1 та №2 однакові, площа кожної споруди 206 м$^2$, а об'єм 830 м$^3$.

Осушувальні установки — пристрої для осушення повітря, що нагнітається. В Осушці №1 та Осушці №2 встановлені автоматичні установки

для осушення стиснутого повітря марки УОВ-10. Кожна установка забезпечує очищення повітря від часток масла і води до точки роси мінус 40°С. Вона складається з блоку автоматичного осушення стиснутого повітря, теплообмінника, масловіддільника. До складу блоку автоматичної осушки повітря входять: 2 осушувальних башти, повітропідігрівачі, 2 чотириходових крана-перемикача, поршневий пневмопривід, блок пневматичних підсилювачів, 5 мембранних запірних клапанів з ручним управлінням МЗКР, щит управління і автоматики і обв'язування – повітряні і водяні комунікації.

Матеріали конструкцій:

- фундамент: бетон (міцність В20);
- стіни: цегла глиняна звичайна, керамзитобетон, штукатурка, емалева фарба ПФ-115;
- підлога: цегла силікатна, щебінь, пісок, бетон, керамічна плитка ;
- дах: покрівля рулонна по утепленому покриттю;
- двері: двостулкові протипожежні.

## 1.2 Аналіз динаміки виробничої діяльності за останні три роки

Виробнича діяльність Долинського ЛВУМГ полягає у прийомі від постачальників та транспортування природного газу споживачам, представлена в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Техніко-економічні показники

| № п/п | Найменування техніко-економічних показників | Одиниця, виміру | 2018 рік | 2019 рік | 2020 рік |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | **Надходження газу** | млн.м$^3$ | 14 632,90 | 8 398,20 | 10407,4 |
| | в тому числі: | | | | |
| | від Богородчанського ЛВУМГ | млн.м$^3$ | 2 647,20 | 3 218,70 | 3053,37 |
| | від Хустського ЛВУМГ | млн.м$^3$ | 1 414,90 | | 932,3 |
| | з сторони | млн.м$^3$ | 10 570,80 | 5 179,50 | 6421,7 |
| | від Закарпатського ЛВУМГ | млн.м$^3$ | | | |
| 2 | **Власні потреби і втрати газу** | млн.м$^3$ | 63 | 44,9 | 55,2 |

Продовження таблиці 1.2

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 3 | **Витрати електроенергії** | тис. кВттод | 5 525,00 | 4 820,40 | 4764,6 |
| 4 | **Витрати теплової енергії** | Гкал | 16 151,00 | 19 416,00 | 21532 |
| 5 | **Транспортований газ** | млн.м$^3$ | 14 583,30 | 8 353,20 | 10352 |
| 6 | **Товарний відпуск газу споживачам** | млн.м$^3$ | 14 585,90 | 8 355,70 | 10351 |
| | в тому числі: | | | | |
| | 1. Закарпатському ЛВУМГ | млн.м$^3$ | 8 833,00 | 1 943,40 | 6227,5 |
| | 2. Богородчанському ЛВУМГ | млн.м$^3$ | 1 978,30 | 790,9 | 1543,5 |
| | 3. Хустському ЛВУМГ | млн.м$^3$ | 168,6 | 2 337,10 | 1543,5 |
| | 4. Реалізовано споживачам, всього | млн.м$^3$ | 147,4 | 115,5 | 141,5 |
| | 5. Стрийському УПЗГ | млн.м$^3$ | 2185 | 978,4 | 875,4 |
| | 6. Бібрському ЛВУМГ | млн.м$^3$ | 13 | 82,6 | 19,3 |

## 1.3 Аналіз динаміки споживання ПЕР за останні три роки

### 1.3.1 Аналіз динаміки споживання природного газу за останні три роки

Аналітичний енергобаланс витрати природного газу Долинського ЛВУМГ зображено на рисунку А.1 в додатку А. У вигляді графіків представлені поквартальне споживання природного газу (рисунок 1.1), загальне споживання природного газу (рисунок 1.2), вартість використаного природного газу в роках (рисунок 1.3).

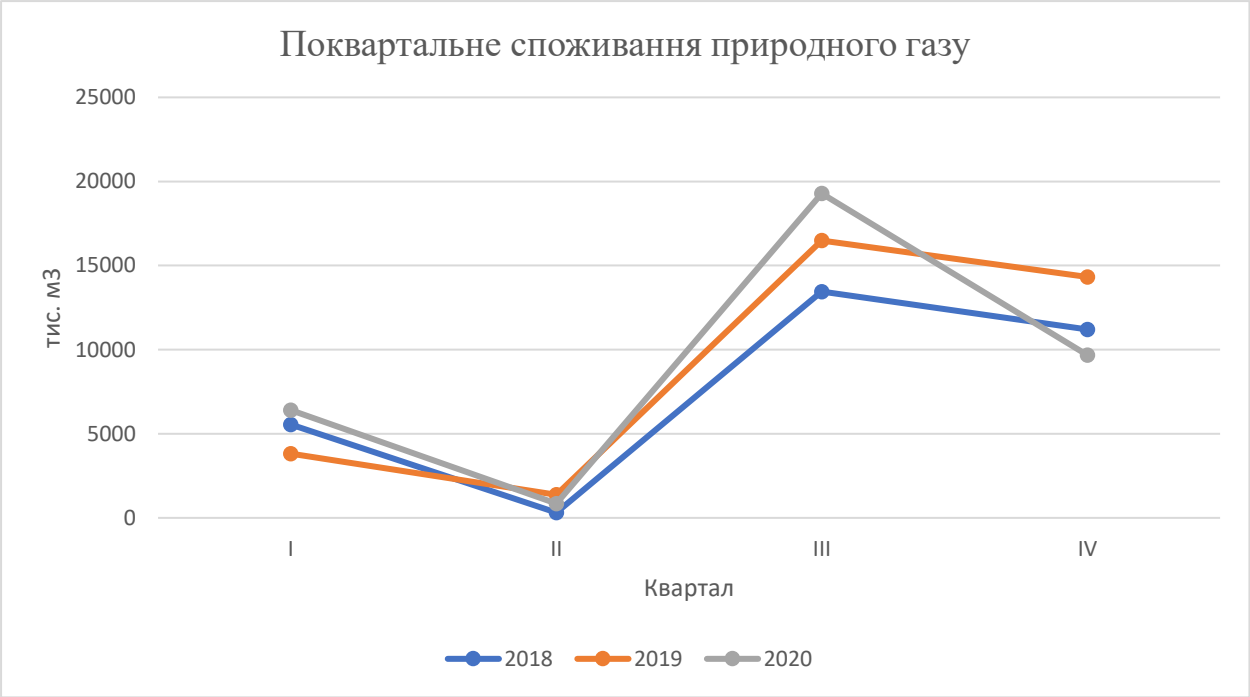



Рисунок 1.1 – Поквартальне споживання природного газу 2018-2020 роки

Рисунок 1.2 – Щорічне споживання природного газу 2018-2020 роки

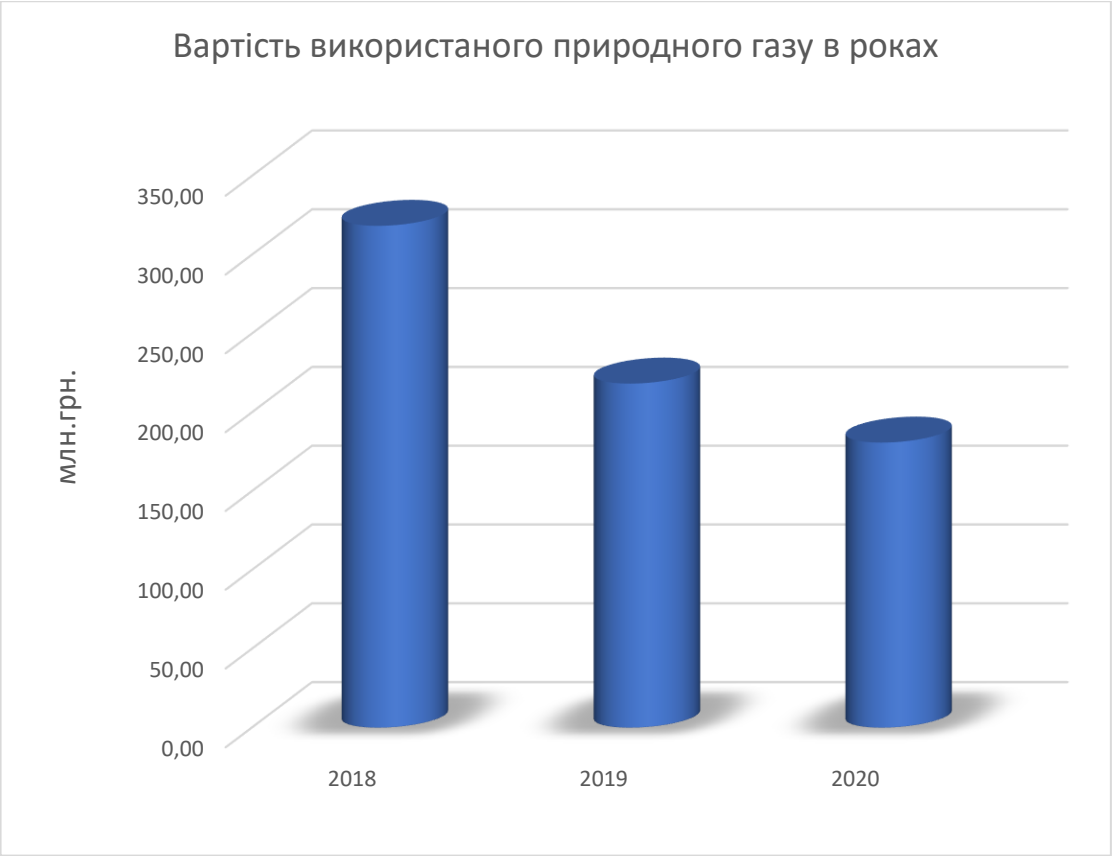



Рисунок 1.3 – Вартість використаного природного газу по роках

З даних графіків видно, що оплата за природній газ не пропорційна споживанню ресурсу. Так, наприклад, порівнявши 2018 і 2020 роки бачимо, що в 2018 році на об'єкті спожито 30527,6 тис. м$^3$, а в 2020 році на 5694,2 тис. м$^3$ більше, проте в 2018 році управління заплатило за електроенергію майже на 148 млн.грн. більше. Це відбувається за рахунок постійної зміни тарифів на природній газ.

### 1.3.2 Аналіз динаміки споживання теплової енергії за останні три роки

Аналітичний енергобаланс витрати теплової енергії Долинського ЛВУМГ представлений в таблиці А.2 додатку А. У вигляді графіків представлені поквартальне споживання теплової енергії (рисунок 1.4), загальне споживання теплової енергії (рисунок 1.5), вартість використаної теплової енергії в роках (рисунок 1.6).

Рисунок 1.4 – Поквартальне споживання теплової енергії 2018-2020 роки

Рисунок 1.5 – Щорічне споживання теплової енергії 2018-2020 роки

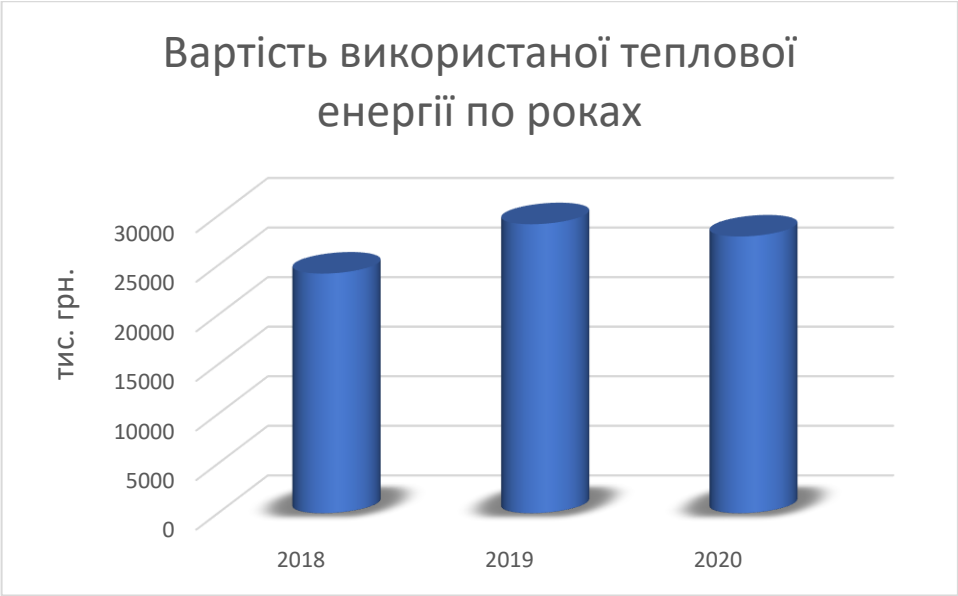



Рисунок 1.6 – Вартість використаної теплової енергії по роках

### 1.3.3 Аналіз динаміки споживання електричної енергії за останні три роки

Аналітичний енергобаланс витрати електричної енергії на ВТП ГТС представлений в таблиці А.3 додатку А. У вигляді графіків представлені поквартальне споживання електричної енергії (рисунок 1.7), загальне споживання електричної енергії (рисунок 1.8), вартість використаної електричної енергії в роках (рисунок 1.9).

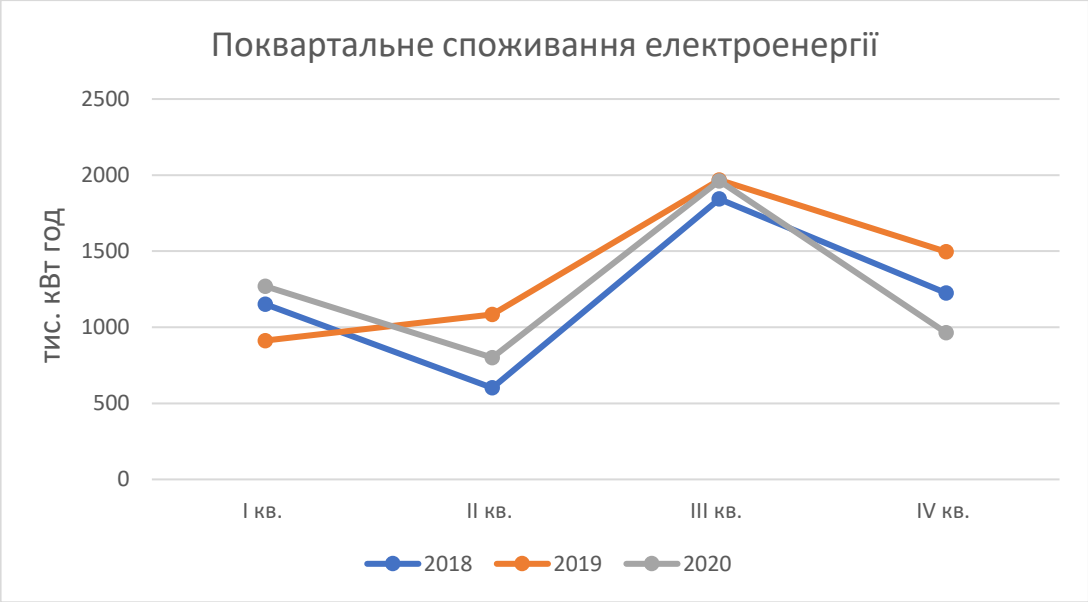



Рисунок 1.7 – Поквартальне споживання електроенергії 2018-2020 роки

Рисунок 1.8 – Щорічне споживання електроенергії 2018-2020 роки

Рисунок 1.9 – Вартість використаної електричної енергії по роках

## 1.4 Оцінка тарифної політики щодо покупних ПЕР

Тарифи на енергоносії наведені в таблицях А.1-А.3 додатку А. Тарифи вказані з урахуванням ПДВ. Тарифам на енергоносії притаманний щорічний зріст.

### 1.5 Коротка характеристика попередньої діяльності об’єкту у сфері енергоефективності

З попередніх заходів у сфері енергоефективності на об’єкті працівниками підприємства регулярно проводяться інструментальне обстеження електричної та теплової частини об’єктів, для контролю енергоефективності споживання енергоресурсів.

### Висновки до розділу

В даному розділі виконано опис обєкту дослідження, представлений генеральний план обєкту, описані головні структурні підрозділи, розглянуто виробничу діяльність Долинського ЛВУМГ, було проведено дослідження структури витрат паливноенергетичних ресурсів Долинського ЛВУМГ. В ході проведення аналізу визначено фактичні витрати паливноенергетичних ресурсів (газу, електричної та теплової енергії). Встановлено, що основними енергомісткими статтями технологічних витрат газу на потреби ЛВУМГ є витрати паливного газу на роботу ГПА (для газокомпресорної служби) та витрати газу установками підігріву, підготовки та осушування (для ГРС та СПГ). Аналогічно, для наведених статей витрат спостерігається і найбільше споживання електричної енергії.

# 2 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ

## 2.1 Схема електропостачання об'єкта та її аналіз

Об'єкт має схему «тупикового типу» електропостачання (рисунок 2.1). Долинське ЛВУМГ розташоване на великому віддалені від енергосистеми, тому електроенергію отримує від власної підстанції 110/10 кВ, яка розташована поблизу майданчика КС. Долинське ЛВУМГ має дві кабельні лінії від підстанції 110/10 кВ. Таке електропостачання називається централізованим.

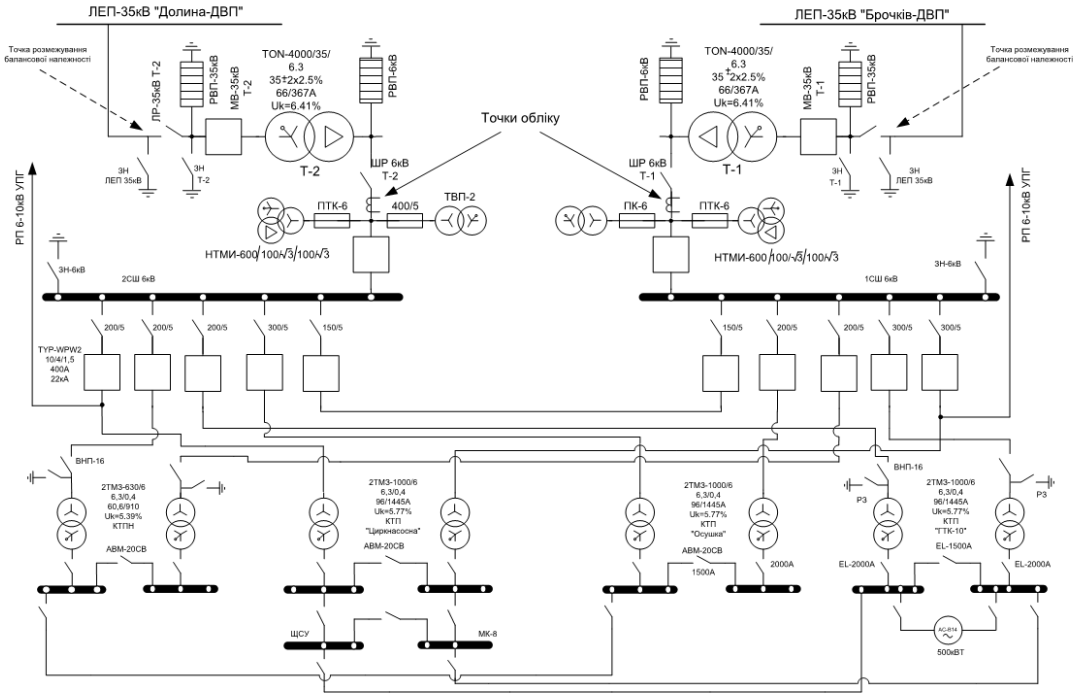



Рисунок 2.1 – Схема електропостачання підприємства

Долинське ЛВУМГ на магістральному газопроводі живиться від двох незалежних осередків №4; №20 відкритого розподільного пристрою по двох кабельних лініях 10 кВ на кабельної естакаді. Знижений напруга 10 кВ (два вводи) подається на ЗРУ 10 кВ Долинського ЛВУМГ.

Напруга мережі внутрішнього електропостачання компресорної станції 10 кВ. Напруга низьковольтних навантажень 220 і 380 В. На ЗРУ-10 кВ застосовуються шафи розподільних пристроїв комплектної заводський поставки. Станція оснащена електроприводними газоперекачуючими агрегатами, які живляться від ЗРУ через блок бокси узгоджувальних трансформаторів.

Для живлення устаткування компресорного цеху від ЗРУ використовується КТП2х630, а для власних потреб станції КТП2х400. Електропостачання підприємства здійснюється від відцентрових нагнітачів: використовують електродвигуни: АЗ-4500-1500 з к.з. ротором (4500 кВт), синхронні СТМ – 4000-2 (СДСЗ-4500-1500) – потужністю 4500 кВт, СТД (4000, 5000, 6300, 8000, 1000, 12500), продуваємі під збитковим тиском Uн = 6 і 10 кВ, n=3000 об/хв, з вентиляцією по замкнутому циклу з водним охолодженням повітря, що циркулює, СТДП – з тими ж параметрами, що СТД, але вибухозахищені.

Електродвигуни КС встановлюють поза приміщенням нагнітачів, вибухобезпечні двигуни – в загальному залі з нагнітачами.

На території Долинського ЛВУМГ також знаходиться трансформаторна підстанція, що живить корпус Осушки №1 та Осушку №2 окремо.

Схема живлення вдало спроектована та передбачає рішення на випадок аварійних ситуацій.

Переваги закритого розподільчого пристрою з двома вводами газокомпресорної станції полягають в можливість планового ремонту будь-якої системи шин, без виведення з експлуатації всього РП, поділі системи на дві частини, для підвищення надійності електропостачання, роботі персоналу в сухому, захищеному від природних впливів приміщенні.

### 2.2 Визначення, коротка характеристика

Нормування витрат електроенергії на лінійній частині та ГРС виконується за наступними статтями: витрати електроенергії на забезпечення

функціонування засобів електрохімзахисту (Далі – ЕХЗ), кранів, електронагрівальників, систем автоматики на ГРС, систем телемеханіки та АСУ на лінійній частині, на освітлення будинків лінійних обхідниківремонтників та території ГРС, освітлення кранових вузлів, втрати в електромережах, кабельних лініях, трансформаторах.

Споживання електроенергії комплексом засобів автоматики і контролю на ГРС дозволяє забезпечити:

- редукування газу до заданого тиску;
- облік витрати газу;
- автоматичний захист систем підігріву і опалення;
- автоматику горіння підігрівників газу, водогрійних котлів;
- аварійно-попереджувальну сигналізацію за тиском, температурою, одоризацією, зв'язком, енергопостачанням;
- автоматичне скидання рідини з установок очищення;
- охоронну та пожежну сигналізацію;
- автоматичний захист споживачів від підвищення номінального тиску.

На лінійній частині витрати електроенергії забезпечують функціонування засобів ЕХЗ.

Основне енергетичне обладнання підприємства з характеристиками представлено в таблиці Б.1 додатку Б. Основне енергетичне обладнання представлено у вигляді графіку (рисунок 2.2).

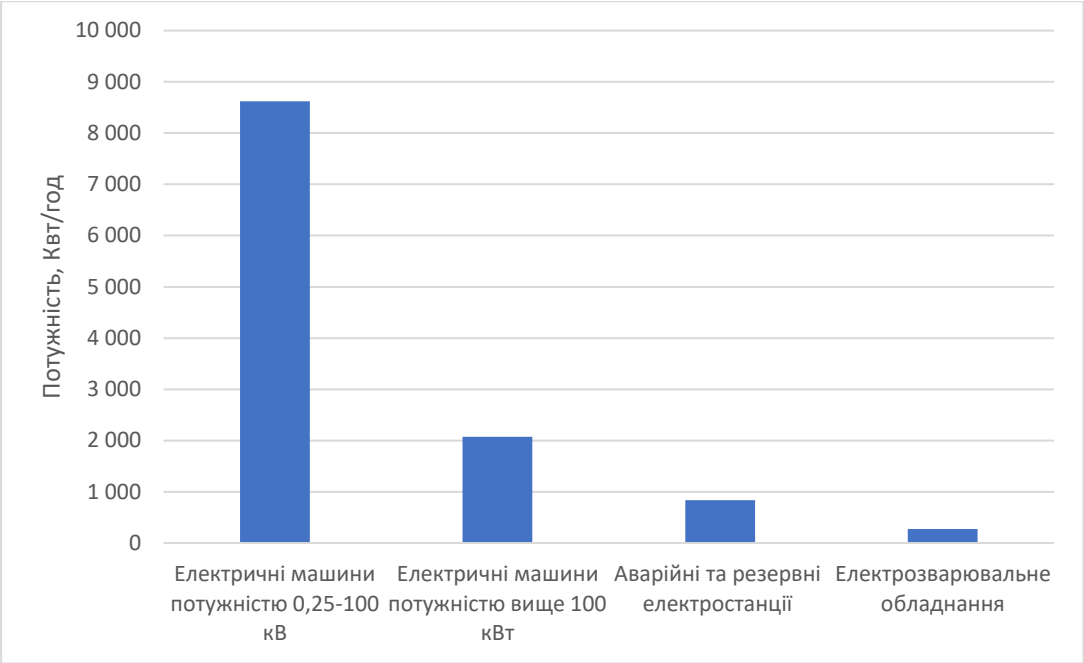



Рисунок 2.2 – Загальна потужність обладнанням, кВт

## 2.3 Оцінка енергоефективності споживачів електричної енергії

Детально розглянуто кожен зі споживачів електричної енергії, сформовано таблицю 2.1, де показано кількість обладнання, загальну потужність, середній час роботи на добу.

Таблиця 2.1 – Характеристики обладнання підприємства

| Назва обладнання | Кіль-к, шт | Загальна потужність, кВт | Тривалість роботи, год/добу |
|---|---|---|---|
| Ел.двигуни змінного струму загальнопромислового використання | 240 | 3275 | 11,4 |
| Ел.двигуни постійного струму загальонопромислового використання | 9 | 54 | 10,22 |
| Ел.двигуни занурювальні | 9 | 66 | 11,32 |
| Ел.двигуни кранові | 18 | 54 | 7,34 |
| Ел.двигуни вибухозахищені | 281 | 5174 | 6,45 |
| Ел.двигуни змінного струму потужністю вище 100 кВт | 14 | 2075 | 10,32 |
| Аварійні та резервні електростанції | 6 | 835 | 1,23 |
| Зварювальні трансформатори | 6 | 128 | 5,11 |
| Зварювальні агрегати | 8 | 90 | 5,21 |
| Всього | 591 | 11751 | |

Силові електроприймачі розраховані на напругу 380 В, струм змінний трифазний, частотою 50 Гц. Всі електроприймачі відносяться до II категорії по надійності електропостачання. Режим роботи обладнання – робота зі змінною продуктивністю. Найбільшу загальну потужність мають електричні машини потужністю 0,25-100 кВт.

Також, для об’єктивної оцінки якості електроенергії у електромережах підприємства, працівниками підприємства регулярно проводиться інструментальне обстеження електричної частини об’єктів.

Для вимірювання параметрів якості електроенергії, значення активної, реактивної та повної електричної потужності і коефіцієнту потужності у трифазних 4-провідних електромережах змінного струму класу напруги 0,4 кВ використовувався аналізатор якості електроенергії та електроспоживання METREL MI2892, вимірювання проводяться методом трьох ватметрів (рисунок 2.3). Останній оснащений комплектом струмовимірювальних кліщів A1227, які забезпечують вимірювання змінного струму в діапазоні 30А, 300А, 3000А без розриву електричного кола. Схема методу вимірювання електричних величин та схема увімкнення аналізатора показана на рисунку 2.4.

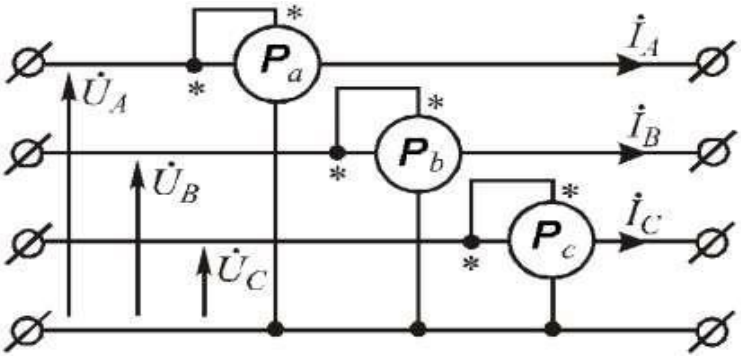



Рисунок 2.3 – Метод трьох ватметрів для вимірювання складових електричної потужності та інших електричних величин за допомогою аналізатора METREL MI2892

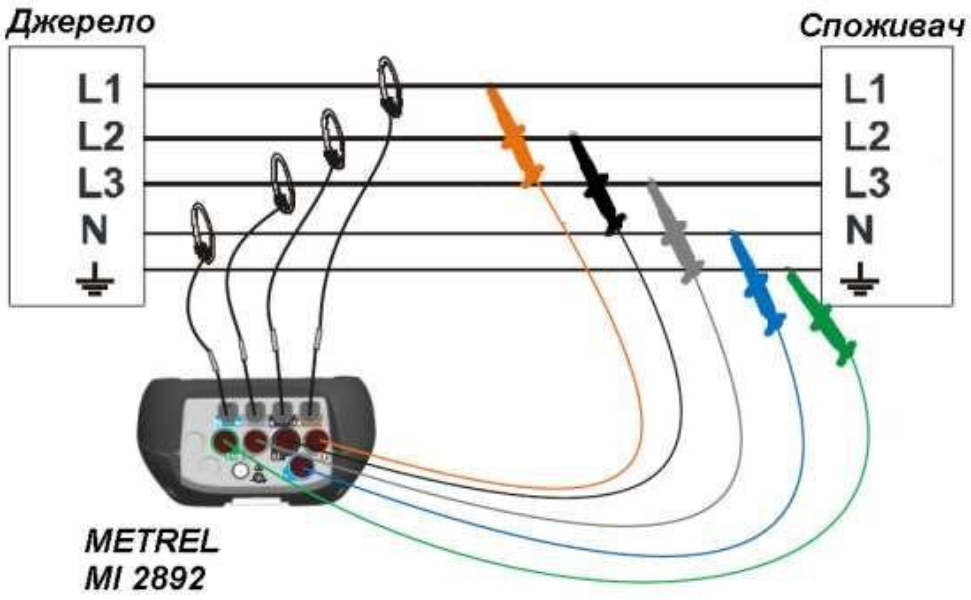



Рисунок 2.4 – Схема увімкнення аналізатора METREL MI2892 в трифазну чотири провідну електромережу

Аналізатор якості електроенергії та електроспоживання METREL MI2892 (рисунок 2.5) – це портативний багатофункціональний прилад, призначений для контролю показників якості напруги та параметрів споживання електроенергії у однофазних та трифазних електромережах змінного струму класу напруги 0,4 кВ та вторинних колах високовольтних електромереж.

Аналізатор MI2892 відповідає стандарту з якості електроенергії ГОСТ 30804.4.30 МЕК 61000-4-30, клас точності А. Аналізатор оснащений комплектом струмовимірювальних кліщів A1227, які забезпечують вимірювання змінного струму в діапазоні 30А, 300А, 3000А без розриву електричного кола та картою пам’яті microSD обсягом 8 ГБ для збереження результатів вимірювання.

В основі роботи приладу є методи вимірювання електричних величин з використанням роз’ємних датчиків струму типу котушки Роговського і датчиків напруги з гальванічною ізоляцією приладу від електромережі яка досліджується. Стандартні алгоритми цифрової обробки сигналів забезпечують коректність результатів вимірювання.

Рисунок 2.5 – Інформаційний дисплей аналізатора METREL MI2892 в режимі вимірювання потужностей трифазної електромережі

### 2.3.1 Обстеження електричної частини. Компресорна станція КС-3, закрита трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ, об’єкт АПОГ

Далі наведено фото (рисунок 2.6) підключення обладнання, а також наведені в таблицях 2.2 та 2.3 отримані результати.

Рисунок 2.6 – Процес інструментального обстеження приєднання АПОГ на ЗКТП КС-3

Таблиця 2.2 – Результати вимірювання складових електричної потужності (приєднання АПОГ на ЗКТП КС-3 в період простою)

| **Параметр** | **Виміряне значення відповідно до IEEE 1459[1]** | |
|---|---|---|
| Активна потужність ***P***, кВт | $P_A$ | 35,4 |
| | $P_B$ | 34,74 |
| | $P_C$ | 33,78 |
| | ***P*** | **103,9** |
| Реактивна потужність ***Q***, кВар | $Q_A$ | 19,84 |
| | $Q_B$ | 18,29 |
| | $Q_C$ | 19,72 |
| | ***Q*** | **57,85** |
| Повна потужність ***S***, кВА | $S_A$ | 40,57 |
| | $S_B$ | 39,26 |
| | $S_C$ | 39,11 |
| | ***S*** | **118,9** |
| Коефіцієнт потужності ***cos***j | $cosj_A$ | 0,872 |
| | $cosj_B$ | 0,885 |
| | $cosj_C$ | 0,864 |
| | ***cos***j | **0,874** |

Таблиця 2.3 – Результати вимірювання якості напруги приєднання АПОГ на ЗКТП КС-3 в період простою

| **Параметр** | **Нормативне значення відповідно до ДСТУ EN 50160:2014 [2]** | **Виміряне значення** | | **Статус** |
|---|---|---|---|---|
| Фазна напруга, В | 230 ±5 % (218 – 241) | $U_A$ | 225,2 | Норма |
| | | $U_B$ | 223,6 | Норма |
| | | $U_C$ | 224,7 | Норма |
| Лінійна напруга, В | 400 ±5 % (380 – 420) | $U_{AB}$ | 388,5 | Норма |
| | | $U_{BC}$ | 387,7 | Норма |
| | | $U_{CA}$ | 390,4 | Норма |
| Частота напруги, Гц | 50 ±0,2 Гц | $f$ | 50,01 | Норма |

Продовження таблиці 2.3

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Струм, А | Не нормується | $I_A$ | 180 | Типове |
| | | $I_B$ | 176 | Типове |
| | | $I_C$ | 174 | Типове |
| | | $I_N$ | 2,7 | Норма |
| Коефіцієнт несинусоїдності напруги, % | ±5 % | $k_{нс}$Ua | 1,38 | Норма |
| | | $k_{нс}$Ub | 1,42 | Норма |
| | | $k_{нс}$Uc | 1,25 | Норма |
| Коефіцієнт несинусоїдності струму, % | Не нормується | $k_{нс}$Ia | 7,81 | Типове |
| | | $k_{нс}$Ib | 9,12 | Типове |
| | | $k_{нс}$Ic | 8,83 | Типове |
| Коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності, % | ±2 % | $k$2U | 0,41 | Норма |
| Коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності, % | ±2 % | $k$0U | 0,3 | Норма |
| Коефіцієнт несиметрії струму по зворотній послідовності, % | Не нормується | $k$2I | 2,5 | Типове |
| Коефіцієнт несиметрії струму по нульовій послідовності, % | Не нормується | $k$0I | 16,4 | Типове |

Згідно аналізу отриманих результатів дослідження, можна зробити висновок, що основні показники якості електроенергії знаходяться в межах норми.

### 2.3.2 Обстеження електричної частини. Компресорна станція КС-3, закрита трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ, об’єкт ВЕБ

Далі наведено фото (рисунок 2.7) підключення обладнання, а також наведені в таблицях 2.4 та 2.5 отримані результати.

Рисунок 2.7 – Процес інструментального обстеження приєднання ВЕБ на ЗКТП КС-3

Таблиця 2.4 – Результати вимірювання складових електричної потужності (приєднання ВЕБ на ЗКТП КС-3 в період простою)

| **Параметр** | **Виміряне значення відповідно до IEEE 1459** | |
|---|---|---|
| Активна потужність ***P***, кВт | $P_A$ | 25,91 |
| | $P_B$ | 21,1 |
| | $P_C$ | 21,63 |
| | ***P*** | **68,7** |
| Реактивна потужність ***Q***, кВар | $Q_A$ | 19,32 |
| | $Q_B$ | 17,7 |
| | $Q_C$ | 16,7 |
| | ***Q*** | **53,7** |
| Повна потужність ***S***, кВА | $S_A$ | 32,33 |
| | $S_B$ | 27,54 |
| | $S_C$ | 27,33 |
| | ***S*** | **87,9** |
| Коефіцієнт потужності ***cos***j | $cosj_A$ | 0,802 |
| | $cosj_B$ | 0,766 |
| | $cosj_C$ | 0,791 |
| | ***cos***j | **0,78** |

Таблиця 2.5 – Результати вимірювання якості напруги приєднання ВЕБ на ЗКТП КС-3 в період простою

| **Параметр** | **Нормативне значення відповідно до EN 50160** | **Виміряне значення** | | **Статус** |
|---|---|---|---|---|
| Фазна напруга, В | 230 ±5 % (218 – 241) | $U_A$ | 225 | Норма |
| | | $U_B$ | 224,7 | Норма |
| | | $U_C$ | 223,4 | Норма |
| Лінійна напруга, В | 400 ±5 % (380 – 420) | $U_{AB}$ | 390,3 | Норма |
| | | $U_{BC}$ | 387,4 | Норма |
| | | $U_{CA}$ | 388,3 | Норма |
| Частота напруги, Гц | 50 ±0,2 Гц | $f$ | 50,01 | Норма |
| Струм, А | Не нормується | $I_A$ | 143,7 | Типове |
| | | $I_B$ | 122,6 | Типове |
| | | $I_C$ | 122,3 | Типове |
| | | $I_N$ | 23,4 | Норма |
| Коефіцієнт несинусоїдності напруги, % | ±5 % | $k_{нс}$Ua | 1,04 | Норма |
| | | $k_{нс}$Ub | 0,92 | Норма |
| | | $k_{нс}$Uc | 1,02 | Норма |
| Коефіцієнт несинусоїдності струму, % | Не нормується | $k_{нс}$Ia | 4,39 | Типове |
| | | $k_{нс}$Ib | 3,61 | Типове |
| | | $k_{нс}$Ic | 2,9 | Типове |
| Коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності, % | ±2 % | $k$2U | 0,417 | Норма |
| Коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності, % | ±2 % | $k$0U | 0,06 | Норма |
| Коефіцієнт несиметрії струму по зворотній послідовності, % | Не нормується | $k$2I | 6,87 | Типове |
| Коефіцієнт несиметрії струму по нульовій послідовності, % | Не нормується | $k$0I | 4,41 | Типове |

Основні показники якості електроенергії приєднання ВЕБ на ЗКТП КС-3 знаходяться в межах норми.

### 2.3.3 Обстеження електричної частини. Компресорна станція КС-2, закрита трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ, об’єкт ГТК-10

Далі наведено фото (рисунок 2.8) підключення обладнання, а також наведені в таблицях 2.6 та 2.7 отримані результати.

Рисунок 2.8 – Процес інструментального обстеження (приєднання ГТК-10 на ЗКТП КС-2)

Таблиця 2.6 – Результати вимірювання складових електричної потужності (приєднання ГТК-10 на ЗКТП КС-2 в період простою)

| **Параметр** | **Виміряне значення відповідно до IEEE 1459** | |
|---|---|---|
| Активна потужність ***P***, кВт | $P_A$ | 18,43 |
| | $P_B$ | 16,11 |
| | $P_C$ | 18,25 |
| | ***P*** | **52,8** |
| Реактивна потужність ***Q***, кВар | $Q_A$ | 9 |
| | $Q_B$ | 8,98 |
| | $Q_C$ | 7,35 |
| | ***Q*** | **25,3** |
| Повна потужність ***S***, кВА | $S_A$ | 20,51 |
| | $S_B$ | 18,45 |
| | $S_C$ | 19,67 |
| | ***S*** | **58,7** |
| Коефіцієнт потужності ***cos***j | $cosj_A$ | 0,899 |
| | $cosj_B$ | 0,874 |
| | $cosj_C$ | 0,928 |
| | ***cos***j | **0,9** |

Таблиця 2.7 – Результати вимірювання якості напруги приєднання ГТК-10 на ЗКТП КС-2 в період простою

| **Параметр** | **Нормативне значення відповідно до EN 50160** | **Виміряне значення** | | **Статус** |
|---|---|---|---|---|
| Фазна напруга, В | 230 ±5 % (218 – 241) | $U_A$ | 230,2 | Норма |
| | | $U_B$ | 228,8 | Норма |
| | | $U_C$ | 228,7 | Норма |
| Лінійна напруга, В | 400 ±5 % (380 – 420) | $U_{AB}$ | 397 | Норма |
| | | $U_{BC}$ | 395,7 | Норма |
| | | $U_{CA}$ | 398,5 | Норма |
| Частота напруги, Гц | 50 ±0,2 Гц | $f$ | 49,98 | Норма |

Продовження таблиці 2.7

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Струм, А | Не нормується | $I_A$ | 89,1 | Типове |
| | | $I_B$ | 80,6 | Типове |
| | | $I_C$ | 86,2 | Типове |
| | | $I_N$ | 6,34 | Норма |
| Коефіцієнт несинусоїдності напруги, % | ±5 % | $k_{нс}$Ua | 1,77 | Норма |
| | | $k_{нс}$Ub | 1,66 | Норма |
| | | $k_{нс}$Uc | 2,01 | Норма |
| Коефіцієнт несинусоїдності струму, % | Не нормується | $k_{нс}$Ia | 5,34 | Типове |
| | | $k_{нс}$Ib | 5,42 | Типове |
| | | $k_{нс}$Ic | 7,36 | Типове |
| Коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності, % | ±2 % | $k$2U | 0,42 | Норма |
| Коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності, % | ±2 % | $k$0U | 0,24 | Норма |
| Коефіцієнт несиметрії струму по зворотній послідовності, % | Не нормується | $k$2I | 1,98 | Типове |
| Коефіцієнт несиметрії струму по нульовій послідовності, % | Не нормується | $k$0I | 6,2 | Типове |

Основні показники якості електроенергії приєднання ГТК-10 на ЗКТП КС-2 знаходяться в межах норми.

### 2.3.4 Обстеження електричної частини. Компресорна станція КС-2, закрита трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ, об’єкт Осушка

Далі наведено фото (рисунок 2.9) підключення обладнання, а також наведені в таблицях 2.8 та 2.9 отримані результати

Рисунок 2.9 – Процес інструментального обстеження (приєднання Осушка на ЗКТП КС-2)

Таблиця 2.8 – Результати вимірювання складових електричної потужності (приєднання Осушка на ЗКТП КС-2 в період простою )

| **Параметр** | **Виміряне значення відповідно до IEEE 1459** | |
|---|---|---|
| Активна потужність ***P***, кВт | $P_A$ | 18,6 |
| | $P_B$ | 17,4 |
| | $P_C$ | 18,7 |
| | ***P*** | **54,7** |
| Реактивна потужність ***Q***, кВар | $Q_A$ | 3,09 |
| | $Q_B$ | 2,28 |
| | $Q_C$ | 2,08 |
| | ***Q*** | **7,45** |
| Повна потужність ***S***, кВА | $S_A$ | 18,9 |
| | $S_B$ | 17,6 |
| | $S_C$ | 18,8 |
| | ***S*** | **55,3** |
| Коефіцієнт потужності ***cos*j** | $cos j_A$ | 0,99 |
| | $cos j_B$ | 0,99 |
| | $cos j_C$ | 0,99 |
| | ***cos*j** | **0,99** |

Таблиця 2.9 – Результати вимірювання якості напруги приєднання Осушка на ЗКТП КС-2 в період простою

| **Параметр** | **Нормативне значення відповідно до ДСТУ EN 50160:2014** | **Виміряне значення** | | **Статус** |
|---|---|---|---|---|
| Фазна напруга, В | 230 ±5 % (218 – 241) | $U_A$ | 229,4 | Норма |
| | | $U_B$ | 228,3 | Норма |
| | | $U_C$ | 229,1 | Норма |
| Лінійна напруга, В | 400 ±5 % (380 – 420) | $U_{AB}$ | 396,2 | Норма |
| | | $U_{BC}$ | 395,6 | Норма |
| | | $U_{CA}$ | 397,5 | Норма |
| Частота напруги, Гц | 50 ±0,2 Гц | $f$ | 49,99 | Норма |

Продовження таблиці 2.9

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Струм, А | Не нормується | $I_A$ | 82,4 | Типове |
| | | $I_B$ | 76,9 | Типове |
| | | $I_C$ | 82 | Типове |
| | | $I_N$ | 3,04 | Норма |
| Коефіцієнт несинусоїдності напруги, % | ±5 % | $k_{нс}Ua$ | 1,04 | Норма |
| | | $k_{нс}Ub$ | 0,97 | Норма |
| | | $k_{нс}Uc$ | 1,17 | Норма |
| Коефіцієнт несинусоїдності струму, % | Не нормується | $k_{нс}Ia$ | 4,76 | Типове |
| | | $k_{нс}Ib$ | 5 | Типове |
| | | $k_{нс}Ic$ | 4,27 | Типове |
| Коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності, % | ±2 % | $k_{2U}$ | 0,29 | Норма |
| Коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності, % | ±2 % | $k_{0U}$ | 0,02 | Норма |
| Коефіцієнт несиметрії струму по зворотній послідовності, % | Не нормується | $k_{2I}$ | 3,95 | Типове |
| Коефіцієнт несиметрії струму по нульовій послідовності, % | Не нормується | $k_{0I}$ | 0,6 | Типове |

Основні показники якості електроенергії приєднання Осушка на ЗКТП КС-2 знаходяться в межах норми.

**2.3.5 Обстеження електричної частини. Котельня, ввід 1, живить два електродвигуни 0,4 кВ двох циркуляційних насосів**

Далі в таблицях 2.10 та 2.11 наведені отримані результати з обстеження електричної частини котельні, ввід 1.

Таблиця 2.10 – Результати вимірювання складових електричної потужності приєднання вводу 1 котельні в період простою

| **Параметр** | **Виміряне значення відповідно до IEEE 1459** | |
|---|---|---|
| Активна потужність ***P***, кВт | $P_A$ | 12,7 |
| | $P_B$ | 12,6 |
| | $P_C$ | 12,9 |
| | ***P*** | **38,2** |
| Реактивна потужність ***Q***, кВар | $Q_A$ | 10,1 |
| | $Q_B$ | 10,6 |
| | $Q_C$ | 8,9 |
| | ***Q*** | **29,6** |
| Повна потужність ***S***, кВА | $S_A$ | 16,2 |
| | $S_B$ | 16,4 |
| | $S_C$ | 15,7 |
| | ***S*** | **48,3** |
| Коефіцієнт потужності ***cos***j | $cos j_A$ | 0,78 |
| | $cos j_B$ | 0,77 |
| | $cos j_C$ | 0,82 |
| | ***cos***j | **0,79** |

Таблиця 2.11 – Результати вимірювання якості напруги приєднання вводу 1 котельні в період простою

| **Параметр** | **Нормативне значення відповідно до ДСТУ EN 50160:2014** | **Виміряне значення** | | **Статус** |
|---|---|---|---|---|
| Фазна напруга, В | 230 ±5 % (218 – 241) | $U_A$ | 224,5 | Норма |
| | | $U_B$ | 224 | Норма |
| | | $U_C$ | 223,8 | Норма |
| Лінійна напруга, В | 400 ±5 % (380 – 420) | $U_{AB}$ | 389 | Норма |
| | | $U_{BC}$ | 388,2 | Норма |
| | | $U_{CA}$ | 387,3 | Норма |
| Частота напруги, Гц | 50 ±0,2 Гц | $f$ | 49,98 | Норма |
| Струм, А | Не нормується | $I_A$ | 72,38 | Типове |
| | | $I_B$ | 74,5 | Типове |
| | | $I_C$ | 70,07 | Типове |
| | | $I_N$ | - | - |

Продовження таблиці 2.11

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Коефіцієнт несинусоїдності напруги, % | ±5 % | $k_{нс}Ua$ | 1,69 | Норма |
| | | $k_{нс}Ub$ | 1,61 | Норма |
| | | $k_{нс}Uc$ | 1,51 | Норма |
| Коефіцієнт несинусоїдності струму, % | Не нормується | $k_{нс}Ia$ | 3,02 | Типове |
| | | $k_{нс}Ib$ | 2,93 | Типове |
| | | $k_{нс}Ic$ | 2,62 | Типове |
| Коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності, % | ±2 % | $k_{2U}$ | 0,26 | Норма |
| Коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності, % | ±2 % | $k_{0U}$ | 0,28 | Норма |
| Коефіцієнт несиметрії струму по зворотній послідовності, % | Не нормується | $k_{2I}$ | 3,03 | Типове |
| Коефіцієнт несиметрії струму по нульовій послідовності, % | Не нормується | $k_{0I}$ | 2,88 | Типове |

Основні показники якості електроенергії приєднання вводу 1 котельні знаходяться в межах норми.

### 2.3.6 Обстеження електричної частини. Котельня, ввід 2, живить два електродвигуни 0,4 кВ двох циркуляційних насосів

Далі в таблицях 2.12 та 2.13 наведені отримані результати з обстеження електричної частини котельні, ввід 2.

Таблиця 2.12 – Результати вимірювання складових електричної потужності приєднання вводу 2 котельні в період простою

| **Параметр** | **Виміряне значення відповідно до IEEE 1459** | |
|---|---|---|
| Активна потужність ***P***, кВт | $P_A$ | 15,2 |
| | $P_B$ | 15,7 |
| | $P_C$ | 15,9 |
| | ***P*** | **46,8** |
| Реактивна потужність ***Q***, кВар | $Q_A$ | 9,09 |
| | $Q_B$ | 7,91 |
| | $Q_C$ | 8,64 |
| | ***Q*** | **25,6** |
| Повна потужність ***S***, кВА | $S_A$ | 17,7 |
| | $S_B$ | 17,6 |
| | $S_C$ | 18,1 |
| | ***S*** | **53,4** |
| Коефіцієнт потужності ***cos***j | $cos j_A$ | 0,86 |
| | $cos j_B$ | 0,89 |
| | $cos j_C$ | 0,88 |
| | ***cos***j | **0,88** |

Таблиця 2.13 – Результати вимірювання якості напруги приєднання вводу 2 котельні в період простою

| **Параметр** | **Нормативне значення відповідно до ДСТУ EN 50160:2014** | **Виміряне значення** | | **Статус** |
|---|---|---|---|---|
| Фазна напруга, В | 230 ±5 % (218 – 241) | $U_A$ | 224,2 | Норма |
| | | $U_B$ | 224,8 | Норма |
| | | $U_C$ | 224,4 | Норма |
| Лінійна напруга, В | 400 ±5 % (380 – 420) | $U_{AB}$ | 389,4 | Норма |
| | | $U_{BC}$ | 388,9 | Норма |
| | | $U_{CA}$ | 388 | Норма |
| Частота напруги, Гц | 50 ±0,2 Гц | $f$ | 49,99 | Норма |
| Струм, А | Не нормується | $I_A$ | 79,13 | Типове |
| | | $I_B$ | 78,15 | Типове |
| | | $I_C$ | 80,57 | Типове |
| | | $I_N$ | - | - |

Продовження таблиці 2.13

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Коефіцієнт несинусоїдності напруги, % | ±5 % | $k_{нс}Ua$ | 1,41 | Норма |
| | | $k_{нс}Ub$ | 0,97 | Норма |
| | | $k_{нс}Uc$ | 0,87 | Норма |
| Коефіцієнт несинусоїдності струму, % | Не нормується | $k_{нс}Ia$ | 2,26 | Типове |
| | | $k_{нс}Ib$ | 1,76 | Типове |
| | | $k_{нс}Ic$ | 1,49 | Типове |
| Коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності, % | ±2 % | $k_{2U}$ | 0,21 | Норма |
| Коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності, % | ±2 % | $k_{0U}$ | 0,55 | Норма |
| Коефіцієнт несиметрії струму по зворотній послідовності, % | Не нормується | $k_{2I}$ | 2,8 | Типове |
| Коефіцієнт несиметрії струму по нульовій послідовності, % | Не нормується | $k_{0I}$ | 1,1 | Типове |

Основні показники якості електроенергії приєднання вводу 2 котельні знаходяться в межах норми.

### 2.4 Повірочний розрахунок навантажень об’єкту

Виконаємо повірочний розрахунок навантажень підприємства для КС-2. Електропостачання компресорної відбувається безпосередньо від трансформаторної підстанції, а саме від двох трансформаторів ТМЗ-630/10/0,4. Визначимо розрахункове силове навантаження компресорної на шини низької напруги підстанції. До таблиці 2.14 занесемо перелік електроприймачів компресорної.

Таблиця 2.14 – Перелік силових електроприймачів КС-2

| № | Назва обладнання | Кіль-к, шт | Потужність, кВт | Коефіцієнт використання | Коефіцієнт реактивної потужності |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | ГПА типу ГТК-10-4Б | 3 | 10000 | 0,75 | 0,75 |
| 2 | ГПА типу ГТК-10-ОР | 1 | 10290 | 0,75 | 0,7 |
| 3 | ГПА типу ГТК-10- 2 | 1 | 9690 | 0,7 | 0,7 |
| 4 | ГПА типу ГТНР-10 | 4 | 23500 | 0,75 | 0,7 |

Проміжна активна потужність обладнання:

$$\mathrm{P_п} = \mathrm{P_н} \cdot n \cdot \mathrm{К_в}, \tag{2.1}$$

де $K_в$ - коефіцієнт використання;

$n$ – кіль-к електроприймачів;

$P_н$ – номінальна потужність одного електроприймача, кВт.

За формулою 2.1 визначимо проміжну активну потужність обладнання:

$$\mathrm{P_{п1}} = 10000 \cdot 3 \cdot 0{,}75 = 22500 \text{ кВт}$$

$$\mathrm{P_{п2}} = 10295 \cdot 1 \cdot 0{,}7 = 7717{,}5 \text{ кВт}$$

$$\mathrm{P_{п3}} = 9690 \cdot 1 \cdot 0{,}7 = 6783 \text{ кВт}$$

$$\mathrm{P_{п4}} = 23500 \cdot 4 \cdot 0{,}75 = 70500 \text{ кВт}$$

Проміжна реактивна потужність обладнання:

$$Q_п = P_n \cdot tg, \tag{2.2}$$

$$tg(\varphi) = \frac{\sqrt{1 - \cos\varphi^2}}{\cos\varphi}, \tag{2.3}$$

де $cos\,\varphi$- коефіцієнт реактивної потужності;

За формулою 2.2 та 2.3 визначимо проміжну активну потужність обладнання:

$$Q_{п1} = 22500 \cdot 0{,}88 = 19800 \text{ кВАр}$$

$$Q_{п2} = 7717{,}5 \cdot 1{,}02 = 7871{,}85 \text{ кВАр}$$

$$Q_{п3} = 6783 \cdot 1{,}02 = 6918{,}6 \text{ кВАр}$$

$$Q_{п4} = 70500 \cdot 1{,}02 = 71910 \text{ кВАр}$$

Груповий коефіцієнт використання:

$$K_в = \frac{\sum P_{пі}}{\sum P_н \cdot n}, \quad (2.4)$$

Тоді, підставивши у формулу 2.4, отримаємо:

$$К_в = \frac{22500 + 7717{,}5 + 6783 + 70500}{10000 \cdot 3 + 10295 \cdot 1 + 9690 \cdot 1 + 23500 \cdot 4} = 0{,}918$$

Ефективна кількість електроприймачів:

$$\frac{P_{мах}}{P_{мін}} = \frac{23500}{9690} = 2{,}425$$

Коефіцієнт розрахункового навантаження з РТМ 36.18.32.4 – 92[3]:

$$K_в = 0{,}85$$

Розрахункове навантаження силових електроприймачів:

$$P_р = \sum P_{ni} \cdot K_p, \quad (2.5)$$

$$Q_р = \sum Q_{ni} \cdot K_p, \quad (2.6)$$

$$S_р = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.7)$$

Підставивши у формулу (2.6), (2.7) та (2.8), отримаємо:

$$P_p = (22500 + 7717{,}5 + 6783 + 70500) * 0.85 = 91375{,}425 \text{ кВт}$$

$$Q_p = (19800 + 7871{,}85 + 6918{,}6 + 71910) * 0.825 = 87862{,}871 \text{ кВ}A\text{р}$$

$$S_р = \sqrt{91375{,}425^2 + 87862{,}87^2} = 126764{,}948 \text{ кВА}$$

Повірочний розрахунок по іншим спорудам об’єкту виконаємо методом укрупнень, за формулами:

$$P_р = \sum P_{нi} \cdot K_{вик}, \quad (2.8)$$

$$Q_р = \sum P_{нi} \cdot tg\varphi_i \cdot K_{вик}, \quad (2.9)$$

де $K_{вик}$ – коефіцієнт використання для окремих споруд, значення кофіцієнта взяті з РТМ 36.18.32.4 – 92[3].

Виконаємо такий розрахунок для всіх спорудам об’єкту, результати розрахунку занесемо до таблиці 2.15

Таблиця 2.15 – Значення розрахункових потужностей об’єктів підприємства

| Об’єкт | Встановлена потужність, кВт | Груповий коефіцієнт використання | Розрахункова активна потужність, кВт | Розрахункова рективна потужність, кВАр |
|---|---|---|---|---|
| КС-2 | 143980,000 | 0,750 | 91375,425 | 87862,871 |
| КС-3 | 51450,000 | 0,700 | 30612,750 | 30306,625 |
| Підстанція | 2340,800 | 0,619 | 1448,800 | 1404,183 |
| Лабораторний корпус | 95,500 | 0,660 | 63,177 | 46,029 |
| Склад запасних двигунів | 54,500 | 0,690 | 37,371 | 14,930 |
| Пожежне депо | 28,000 | 0,700 | 19,600 | 6,399 |
| Майстерня СПГ | 1,350 | 0,650 | 0,878 | 0,286 |
| Операторна СПГ | 5,250 | 0,750 | 3,938 | 0,831 |
| Склад | 28,700 | 0,650 | 18,655 | 13,592 |
| Пожежна насосна | 23,050 | 0,680 | 15,674 | 13,926 |
| Вузол очистки газу | 107,000 | 0,500 | 53,500 | 11,294 |
| Корпус АТГ | 13,685 | 0,500 | 6,843 | 1,445 |
| Адміністративний корпус | 61,740 | 0,700 | 29,218 | 9,539 |
| ЛЕС | 97,000 | 0,700 | 67,900 | 60,327 |
| Механічна майстерня | 13,400 | 0,670 | 8,933 | 6,509 |
| Гараж | 2,340 | 0,600 | 1,527 | 1,103 |
| Осушка №1 | 16743,580 | 0,700 | 11497,106 | 10774,505 |
| Осушка №2 | 14553,330 | 0,700 | 10154,289 | 9483,715 |
| Компресорний цех | 23554,690 | 0,750 | 14238,188 | 13426,831 |
| Насосна масел | 54,860 | 0,600 | 35,544 | 32,766 |

Продовження таблиці 2.15

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Їдальня | 43,22 | 0,76 | 29,444 | 16,151 |
| Магазин | 33,44 | 0,7 | 20,336 | 12,489 |
| Столярний цех | 75,34 | 0,65 | 51,796 | 11,876 |
| Побутовий корпус | 76,33 | 0,67 | 48,718 | 11,467 |
| Котельня | 1435,42 | 0,7 | 999,14 | 442,27 |
| ГРС | 2154,32 | 0,7 | 1302,1 | 1014,1 |
| ∑ | 257026,845 | | 162141 | 154986 |

Загальна встановлена потужність обладнання складає – 257,026 МВт, розрахункова активна потужність – 162,140 МВт, реактивна – 154.986 МВАр.

## 2.5 Повірочний розрахунок системи внутрішнього електричного освітлення

Проведемо приклад розрахунку системи освітлення для адміністративного корпусу .

В приміщеннях корпусу та коридорах встановлено люмінесцентні лампи TLD 36W/54 Ph у кількості 240 шт. Довідкові дані: $cos\varphi = 0{,}95$, $tg\varphi = 0{,}33$, коефіцієнт попиту $K_п = 1$. Розраховуємо навантаження на систему освітлення.

Розрахуємо активну потужність:

$$P_{р.осв} = K_п \cdot P_{пит} \cdot n, \quad (2.10)$$

Згідно з формулою (2.10) будемо мати:

$$P_{р.осв} = 1 \cdot 0{,}036 \cdot 240 = 8{,}64 \text{ кВт}$$

Розрахуємо реактивну потужність:

$$Q_{р.осв} = P_{р.осв} \cdot tg\varphi_{осв}, \quad (2.11)$$

За формулою (2.11) будемо мати:

$$Q_{р.осв} = 8{,}64 \cdot 0{,}33 = 2{,}85 \text{ кВАр}$$

Розрахуємо повне навантаження:

$$S_{р.осв.} = \sqrt{P^2_{р.осв.} + Q^2_{р.осв.}}, \quad (2.12)$$

Згідно з формулою (2.12) будемо мати:

$$S_{р.осв.} = \sqrt{8{,}64^2 + 2{,}85^2} = 9{,}09 \text{ кВА}$$

Проведемо повірочний розрахунок системи внутрішнього освітлення для адміністративного корпусу, методом коефіцієнта використання світлового потоку. Площа освітлення корпусу складає – 726 м$^2$, висота приміщення – 3,2 метрів. Згідно ДБН В.2.5.-28-2006[4] нормоване значення освітленості на робочому місці адміністративного корпусу складає 300 люкс. Стеля приміщення свіжопобілена $\boldsymbol{\rho_{сл}}$ = 70%, стіни мають білий колір $\boldsymbol{\rho_{сн}}$ = 60%, підлога світло-коричнева $\boldsymbol{\rho_{п}}$=30% додаток В. Висота робочої поверхні $h_p$ = 0,8 м.

Підрахуємо індекс приміщення за формуло:

$$i = \frac{a \cdot b}{\left(h \cdot (a + b)\right)}, \tag{2.13}$$

Тоді за формулою (2.13) будемо мати:

$$i = \frac{5 \cdot 6}{2{,}2 \cdot (5 + 6)} = 1{,}239$$

Де, $a$ = 5 м – довжина типового приміщення адміністративного корпусу;

$b$ = 6 м – ширина типового приміщення адмістративного корпусу;

Відомо, що висота стелі приміщення Н становить 5 м. Відстань від стелі до світильника $h_с$ = 0,2 м. Висота робочої поверхні $h_р$ = 0,8 м.

Тоді висоту підвісу світильника визначимо за формулою:

$$h = H - h_p - h_c, \tag{2.14}$$

Тоді за формулою (2.14) будемо мати:

$$h = 3{,}2 - 0{,}2 - 0{,}8 = 2{,}2 \text{ м}$$

Виходячи з індексу приміщення ($i$ = 1,239) та коефіцієнтів відбиття стелі, стін і підлоги ($\rho_{сл}$=70%, $\rho_{сн}$=60%, $\rho_{п}$=30%), визначимо коефіцієнт використання світлового потоку $\eta$ = 0,43.

Визначимо фактичне значення освітленості в приміщенні $\boldsymbol{E_ф}$:

$$E_ф = \frac{F_л \cdot N \cdot n \cdot \eta}{S \cdot k_з \cdot z}, \tag{2.15}$$

Тоді, підставивши у формулу (2.15), отримаємо:

$$E_{ф} = \frac{1800 \cdot 8 \cdot 2 \cdot 0{,}43}{30 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}1} = 288{,}671 \text{ лк}$$

де $F_л$ = 1800 лм – світловий потік лампи;

$n$ =8 – кількість світильників;

$N$ = 2 – кількість ламп в світильнику;

$k_з$ – коефіцієнт запасу;

$z$ – коефіцієнт нерівномірності;

Порівняємо фактичне значення освітленості від загального освітлення з нормативним, беручи до уваги, що допускається відхилення фактичного значення від нормативного на ±10%, оскільки зменшення освітленості неприпустимо з гігієнічної точки зору, а збільшення - економічно недоцільно.

$$\left|\frac{E_н - E_ф}{E_н}\right| \cdot 100\% = \left|\frac{300 - 288{,}671}{300}\right| \cdot 100\% = 3{,}776\%.$$

Як бачимо, відхилення фактичного значення від нормативного становить 3,776%, отже штучне освітлення приміщення задовольняє умови ДБН.

Аналогічний розрахунок проведемо для зовнішнього освітлення та внутрішнього освітлення інших приміщень, результати розрахунку по спорудах занесемо до таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 – Значення освітленості та потужності систем освітлення будівель підприємства

| Назва приміщення | $E_ф$, лк | $E_н$, лк | Кіль-к ламп, шт |
|---|---|---|---|
| Лабораторний корпус | 411,1 | 400 | 124 |
| Склад запасних двигунів | 195,5 | 200 | 50 |
| Адміністративний корпус | 288,67 | 300 | 240 |
| Котельня | 216,6 | 200 | 76 |
| Магазин | 289,9 | 300 | 120 |

Продовження таблиці 2.16

| | | | |
|---|---|---|---|
| Операторна СПГ | 299,4 | 300 | 48 |
| Майстерня СПГ | 295,08 | 300 | 98 |
| Корпус АТГ | 292,93 | 300 | 148 |
| Гараж | 192,08 | 200 | 88 |
| Механічна майстерня | 298 | 300 | 112 |
| Їдальня | 298,96 | 300 | 82 |
| Склад | 208,9 | 200 | 48 |
| Столярний цех | 293,6 | 300 | 54 |
| Побутовий корпус | 303,22 | 300 | 72 |
| Зовнішнє освітлення | 53,6 | 50 | 60 |

Внутрішнє освітлення здійснюється люмінісцентними лампами TLD 36W/54 Ph, зовнішнє освітлення лампами ДРЛ-250. Загальна активна потужність освітлення складає 63,96 кВт, загальна реактивна потужність 30,561 кВАр. Всього ламп TLD 36W/54 Ph встановлено 1360 шт, ламп ДРЛ-250 встановлено 60 шт.

## 2.6 Оцінка завантаженості ТП

На території Долинського ЛВУМГ є ряд трансформаторів: блок - бокси узгоджувальних трансформаторів, які знаходяться на ГПА, два КТП 2 × 630 кВ·А, що знаходиться в компресорному цеху; КТП 2 × 400 кВ · А, призначений для власних потреб; ТП осушки де встановлені 2 трансформатори ТМ 630. При природному повітряному охолодженні магнітопроводу, обмотки і інші частини трансформатора мають безпосереднє зіткнення з навколишнім повітрям, тому охолодження їх відбувається шляхом конвекції повітря і випромінювання. Сухі трансформатори встановлюють всередині приміщень (у виробничих цехах та ін.), при цьому головною вимогою є забезпечення пожежної безпеки.

Максимальні значення активної та реактивної потужності для трансформатора першого КТП 2 × 630 (рисунок 2.10) складають 215,3 кВт та 182,6 кВАр, для другого 211,5 кВт та 184,7 кВАр.

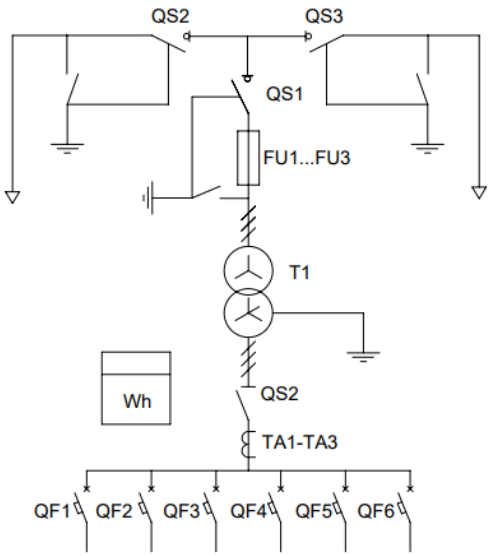



Рисунок 2.10 – Однолінійна схема КТП 2-630 (кабельний ввід)

Максимальне повне навантаження:

$$S_{\text{р ТМ}} = \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}, \tag{2.16}$$

За формулою (2.16) визначимо максимальне навантаження на трансформатори КТП 2 × 630:

$$S_{\text{р КТП 2 × 630 (1)}} = \sqrt{215{,}3^2 + 182{,}6^2} = 282{,}306 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{р КТП 2 × 630 (2)}} = \sqrt{211{,}5^2 + 184{,}7^2} = 280{,}795 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт завантаженості трансформтора розрахуємо за формулою:

$$\text{К}_{\text{з}} = \frac{S_{\text{р}}}{S_{\text{ном}}}, \tag{2.17}$$

Тоді, підставивши у формулу (2.17), отримаємо:

$$\text{К}_{\text{з КТП 2 × 630 (1)}} = \frac{282{,}306}{630} = 0{,}448$$

$$\text{К}_{\text{з КТП 2 × 630 (2)}} = \frac{S_{\text{р}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{280{,}795}{630} = 0{,}445$$

Трансформатори мають приблизно рівні коефіцієнти завантаження, вони є достатнім для двотрансформаторної підстанції. Параметри КТП 2 × 630 занесемо до таблиці 2.17. Визначимо річні втрати в трансформаторах методом поелементних розрахунків:

$$\Delta W_{\text{тп}} = \frac{1}{N_{\text{тр}}} \cdot \frac{\Delta \text{P}_{\text{кз}}}{S_{\text{н}}^2} \cdot \sum_{i=1}^{n} \left( {P_i}^2 + {Q_i}^2 \right) \cdot \Delta t_i + N_{\text{тр}} \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p, \tag{2.18}$$

де $N_{тр}$ – кількість трансформаторів ТП;

$T_p$ – час роботи трансформатора;

$\Delta P_{кз}$ – втрати короткого замикання, кВт;

$S_н$ - повна потужність трансформатора, кВА;

$\Delta P_{хх}$ – втрати холостого ходу, кВт;

$P_i$ та $Q_i$ активне та реактивне навантаження за період часу $\Delta t_i$;

Таблиця 2.17 – Параметри КТП 2 × 630

| Параметр | Значення |
|---|---|
| Номінальна напруга ВН, кВ | 6,10 |
| Номінальна напруга НН, кВ | 0,4 |
| Втрати ХХ, кВт | 1,1 |
| Втрати КЗ, кВт | 8,1 |
| Струм ХХ, % | 1,5 |
| Напруга КЗ, % | 5,5 |

Втрати потужності, за формулою (2.18) складуть:

$$\Delta W_{тп1} = \frac{1}{1} \cdot \frac{8{,}1}{630^2} \cdot \left((88{,}43^2 + 63{,}22^2) \cdot 325 + \cdots + (188{,}3^2 + 156{,}92^2) \cdot 325\right) + 1 \cdot 1{,}1 \cdot 2600 = 4720{,}588 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{тп2} = \frac{1}{1} \cdot \frac{8{,}1}{630^2} \cdot \left((86{,}12^2 + 59{,}25^2) \cdot 325 + \cdots + (176{,}4^2 + 144{,}91^2) \cdot 325\right) + 1 \cdot 1{,}1 \cdot 2600 = 4524{,}889 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Аналогічно розрахуємо втрати та коефіцієнти завантаженості в інших трансформаторах та занесемо дані в таблицю 2.18.

Таблиця 2.18 – Втрати та коефіцієнти завантаженості трансформаторів

| Трансформатор | Максимальне значення | | Коефіцієнт завантаженості | Втрати потужності, кВт*год |
|---|---|---|---|---|
| | Активної потужності, кВт | Реактивної потужності, кВАр | | |
| Перший КТП 2 × 630 | 215,3 | 182,6 | 0,448 | 4720,588 |
| Другий КТП 2 × 630 | 211,5 | 184,7 | 0,445 | 4524,889 |
| КТП 2 × 400 | 196,4 | 166,2 | 0,643 | 5433,46 |
| Перший ТМ-630 | 281,13 | 264,13 | 0,612 | 9726,43 |
| Другий ТМ-630 | 288,32 | 272,43 | 0,629 | 9654,32 |
| Сумарні втрати | | | | 34059,687 |

Коефіцієнт завантаженості трансформаторів КТП 2 × 630 низькі, при роботі двох трансформаторів паралельно він має складати близько 0,6-0,7. Можемо зробити висновок що ці трансформатори працюють в недовантаженому режимі, що пояснюється роботою компресорного цеху Долинського ЛВУМГ в режимі часткового навантаження (задіяні не всі газоперекачувальні агрегати).

Визначимо втрати потужності в лініях електропередач низької напруги, в таблиці 2.19 наведено марки, перерізи та параметри ліній, що відходять від трансформаторів.

Таблиця 2.19 – Параметри ліній електропередач

| ТР | Номер кабелю | Марка кабелю | Максимальне навантаження, кВА | Опір жил, Ом/км | | Довжина ліній, км | Струм, А |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Активний | Індуктивний | | |
| Перший ТМ-630 | 1 | АВВГ 4х150 | 126,609 | 0,204 | 0 | 0,02 | 192,363 |
| | 2 | | 142,547 | | | 0,04 | 216,578 |
| Другий ТМ-630 | 1 | АВВГ 4х150 | 151,852 | | | 0,016 | 230,714 |
| | 2 | | 144,344 | | | 0,011 | 219,308 |
| Перший КТП 2 × 630 | 1 | АВВГ 4Х150 | 202,466 | | | 0,052 | 307,616 |
| | 2 | | 203,571 | | | 0,032 | 309,294 |
| Другий КТП 2 × 630 | 1 | АВВГ 4Х150 | 200,258 | | | 0,011 | 325,765 |
| | 2 | | 215,717 | | | 0,038 | 325,765 |
| КТП 2 × 400 | 1 | АВВГ 4Х100 | 202,225 | 0,176 | 0 | 0,053 | 307,248 |
| | 2 | | 219,727 | | | 0,024 | 333,84 |

Так як відоме значення максимального навантаження, визначимо втрати електроенергії методом числа годин максимальних втрат, для цього скористаємося формулою:

$$\Delta W = \frac{P_{max}^2 + Q_{max}^2}{U_н^2} \cdot r_l \cdot L \cdot \tau_{max} = \frac{S_{max}^2}{U_н^2} \cdot r_l \cdot L \cdot \tau_{max}, \qquad (2.19)$$

де $L$ – довжина лінії, км;

$r_l$ – питомий опір, Ом/км;

$\tau_{max}$ – число годин максимальних втрати, що визначається за формулою:

$$\tau_{max} = \frac{К_з + 2 \cdot К_з^2}{3} \cdot Т_р, \quad (2.20)$$

де $К_з$ – коефіцієнт завантаженості;

$Т_р$ – час роботи трансформатора, год;

Розрахуємо втрати для першого кабелю першого трансформатора ТМ-630, за формулами (2.19) та (2.20):

$$\Delta W_{1\ АВВГ\ 4x150\ ТМ-630\ (1)} = \frac{(\frac{126,609}{1000})^2}{0,38^2} \cdot 0,204 \cdot 0,02 \cdot 1179,6 = 0,534\ МВт \cdot год = 534,265\ кВт \cdot год$$

$$\tau_{max} = \frac{0,612 + 2 \cdot 0,612^2}{3} \cdot 2600 = 1179,6\ год$$

Аналогічний розрахунок проведемо для інших ліній, результати занесемо до таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Втрати кабелів трансформаторів

| ТР | Номер кабелю | Марка кабелю | T max | Втрати, кВт*год |
|---|---|---|---|---|
| Перший ТМ-630 | 1 | АВВГ 4х150 | 1180 | 534,265 |
| | 2 | | 1180 | 1354,488 |
| Другий ТМ-630 | 1 | АВВГ 4х150 | 1231 | 644,016 |
| | 2 | | 1231 | 400,064 |
| Перший КТП 2 × 630 | 1 | АВВГ 4Х150 | 736,2 | 2225,298 |
| | 2 | | 736,2 | 1384,391 |
| Другий КТП 2 × 630 | 1 | АВВГ 4Х150 | 728,9 | 455,991 |
| | 2 | | 728,9 | 1827,826 |
| КТП 2 × 400 | 1 | АВВГ 4Х100 | 1274 | 3378,124 |
| | 2 | | 1274 | 1805,965 |
| Сумарно | | | | 14010,43 |

Загальні втрати електроенергії (в трансформаторах та лініях електропередач) складають:

$$\Delta W_{ТР+ЛЕП} = \sum \Delta W_{ТР} + \sum \Delta W_{ЛЕП}, \quad (2.21)$$

Тоді, підставивши у формулу (2.21), отримаємо:

$$\Delta W_{ТР+ЛЕП} = 34059,687 + 14010,43 = 48070,117\ кВт \cdot год$$

## 2.7 Оцінка рівня компенсації реактивної потужності об’єкту

В таблиці 2.20 показано розрахункове реактивне навантаження на кожну з трансформаторних підстанцій, яке розраховане в пункті 2.3.

Таблиця 2.20 – Навантаження на трансформатори

| Трансформатор | Максимальне значення | | | Коефіцієнт завантаженості |
|---|---|---|---|---|
| | Активної потужності, кВт | Реактивної потужності, кВАр | Повна потужність, Ква | |
| Перший КТП 2 × 630 | 215,3 | 182,6 | 282,306 | 0,448 |
| Другий КТП 2 × 630 | 211,5 | 184,7 | 280,795 | 0,445 |
| КТП 2 × 400 | 196,4 | 166,2 | 257,284 | 0,643 |
| Перший ТМ-630 | 281,13 | 264,13 | 385,7442 | 0,612 |
| Другий ТМ-630 | 288,32 | 272,43 | 396,669 | 0,629 |

Розрахуємо коефіцієнт реактивного навантаження для кожної ТП без урахування компенсації:

$$\cos\varphi = \frac{P_{тр}}{S_{тр}}, \qquad (2.22)$$

Тоді за формулою (2.22) будемо мати:

$$\cos\varphi_{КТП\ 2\times 630\ (1)} = \frac{182,6}{282,3} = 0,646$$

Аналогічно розрахуємо коефіцієнт реактивного навантаження для інших, результати занесемо до таблиці 2.21.

Таблиця 2.21 – Коефіцієнти реактивного навантаження трансформаторів

| Трансформатор | Коефіцієнт реактивного навантаження |
|---|---|
| Перший КТП 2 × 630 | 0,647 |
| Другий КТП 2 × 630 | 0,658 |
| КТП 2 × 400 | 0,646 |
| Перший ТМ-630 | 0,685 |
| Другий ТМ-630 | 0,687 |

Коефіцієнт реактивної потужності згідно договору про постачання електричної енергії має бути не менше 0,95, жоден трансформатор не задовольняє ці умови.

Розраховано значення реактивної потужності, яку необхідно компенсувати. Для цього визначимо значення реактивної потужності при якому коефіцієнт реактивної потужності буде 0,95, за формулою:

$$Q_{\text{необх ТР}} = \text{P} \cdot tg\ \varphi, \tag{2.23}$$

Тангенс розраховано за формулою:

$$tg\ \varphi = \frac{\sqrt{1 - 0{,}95^2}}{0{,}95} = 0{,}32$$

Розрахунок проведено на прикладі першого трансформатора КТП 2 × 630, підставимо відповідні значення в формулу (2.23) і отримаємо:

$$\text{Q}_{\text{необх КТП 2} \times \text{630 (1)}} = 182{,}6 \cdot 0{,}32 = \ 58{,}432 \text{ кВАр}$$

Далі від реального значення реактивної потужності віднято необхідне і виведено мінімальну величину яку потрібно компенсувати:

$$\text{Q}_{\text{компенсації КТП 2} \times \text{630 (1)}} = \text{Q}_{\text{ТР}} - \text{Q}_{\text{необх ТР}}, \tag{2.24}$$

Тоді, підставивши у формулу (2.24), буде отримано:

$$\text{Q}_{\text{компенсації КТП 2} \times \text{630 (1)}} = 182{,}6 - \ 58{,}432 = 124{,}168 \text{ кВАр}$$

Аналогічно розраховано для інших трансформаторів, результати розрахунку покажемо в таблиці 2.22.

Таблиця 2.22 – Значення реактивної потужності трансформаторів, яку необхідно компенсувати

| Трансформатор | Реактивна потужность, кВАр | Необхідне значення реактивної потужності, кВАр | Мінімальна потужність яку необхідно компенсувати, кВАр |
|---|---|---|---|
| Перший КТП 2 × 630 | 182,6 | 58,432 | 124,168 |
| Другий КТП 2 × 630 | 184,7 | 59,104 | 125,596 |
| КТП 2 × 400 | 166,2 | 53,184 | 113,016 |
| Перший ТМ-630 | 264,13 | 84,522 | 179,608 |
| Другий ТМ-630 | 272,43 | 87,178 | 185,252 |

## 2.8 Розрахунок основних складових для складання балансу споживання електричної енергії об’єкту у аналітичній формі

Електричний баланс складений за 2020 рік по об’єктам Долинського ЛВУМГ. Діаграми електричного балансу, для більш детального аналізу, розділені на два типи: споживання електричної енергії на власні потреби ЛВУМГ та на виробничо-технологічні витрати, зображені на рисунку 2.11 та рисунку 2.12 відповідно. Значення споживання електричної енергії показані в таблиці 2.23.

Споживання розраховано за формулою:

$$W_{\text{обл}} = n \cdot P_{\text{н}} \cdot \text{К}_{\text{в}} \cdot T, \quad (2.25)$$

де $n$ – кількість обладнання, шт;

$P_{\text{н}}$ – номінальна потужність одиниці, кВт;

$K_{\text{в}}$ - коефіцінєт використання;

$T$ – час роботи в рік, год;

Таблиця 2.23 – Електричний баланс за 2020 рік по об’єктам Долинського ЛВУМГ

| Структурне відділення | Споживання за 2020 рік, МВт |
|---|---|
| КС-2 | 2805,704 |
| КС-3 | 1002,594 |
| Підстанція | 45,615 |
| Лабораторний корпус | 1,861 |
| Склад запасних двигунів | 1,062 |
| Пожежне депо | 0,546 |
| Майстерня СПГ | 0,026 |
| Операторна СПГ | 0,102 |
| Склад | 0,559 |
| Пожежна насосна | 0,449 |
| Вузол очистки газу | 2,085 |
| Корпус АТГ | 0,267 |
| Адміністративний корпус | 1,203 |
| ЛЕС | 1,890 |
| Механічна майстерня | 0,261 |
| Гараж | 0,046 |

Продовження таблиці 2.23

| | |
|---|---|
| Осушка №1 | 326,278 |
| Осушка №2 | 283,597 |
| Компресорний цех | 459,005 |
| Насосна масел | 1,069 |
| Їдальня | 0,842 |
| Магазин | 0,652 |
| Столярний цех | 1,468 |
| Побутовий корпус | 1,487 |
| Котельня | 27,972 |
| ГРС | 41,981 |
| ∑ | 5008,622 |

Рисунок 2.11 – Споживання електричної енергії на власні потреби Долинського ЛВУМГ

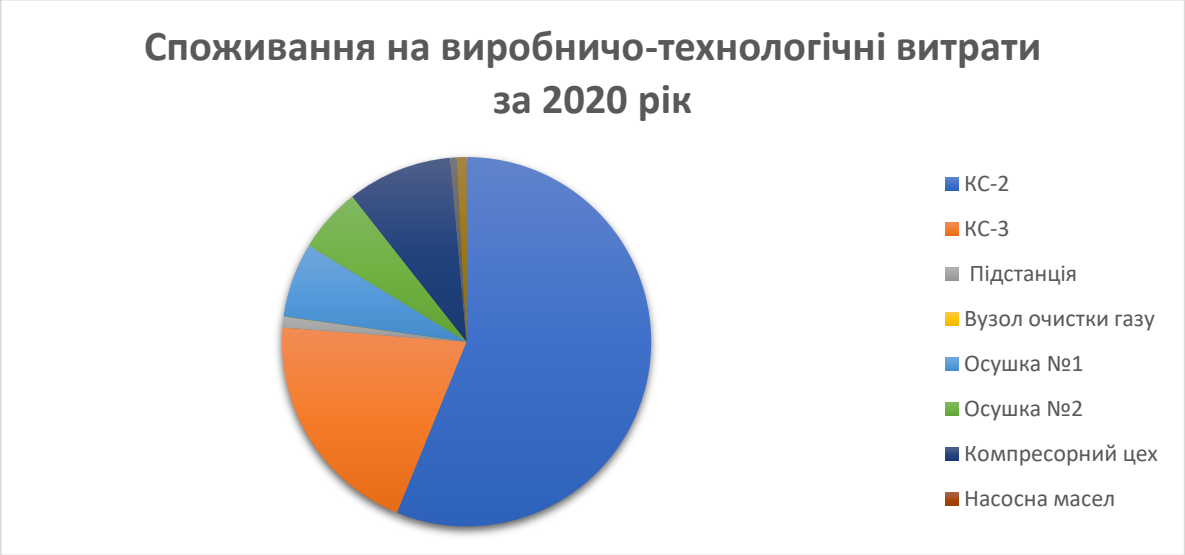



Рисунок 2.12 – споживання електричної енергії на виробничо-технологічні витрати

## 2.9 Оцінка стану та ефективності систем обліку та моніторингу споживання електричної енергії на об’єкті

Облік електроенергії виконаний на виводах кожного із трансформаторів. Наявні окремі прилади обліку на КС-2 та КС-3. На підприємстві ведеться подобовий облік обсягів спожитих енергоресурсів, транспортованої продукції, зовнішньої температури повітря. За підсумками місяця будуються графіки залежностей споживання електричної енергії та виробництва продукції. Рекомендовано впровадити систему енергетичного менеджменту на базі ISO 50001 з метою підвищення ефективності процесів управління енергією.

## 2.10 Розроблення типових заходів з енергоефективності для суттєвих споживачів електричної енергії

### 2.10.1 ЗЕЗ№1 Модернізація системи освітлення

На підприємстві присутня значна кількість люмінесцентних ламп TLD 36W/54 Ph (рисунок 2.13) низького тиску зі світловіддачею 1500 Лм (показник знижується в процесі експлуатації). На даний час з аналогічним типорозміром та цоколем випускаються світлодіодні лампи Osram LED ST8E (рисунок 2.14) зі світловіддачею 1800 Лм. Пропонується провести заміну люмінесцентних ламп TLD 36W/54 Ph на світлодіодні лампи Osram LED ST8E. Доцільність заміни окремих світильників слід визначити під час проектування та написання технічного завдання.

Паспортні параметри лампи TLD 36W/54 Ph[5] та лампи Osram LED ST8E[6] наведені в таблиці 2.24.

Рисунок 2.13 – Лампа люмінесцентна TLD 36W/54 Ph

Рисунок 2.14 – світлодіодна лампа Osram LED ST8E

Таблиця 2.24 – Параметри ламп

| Параметр | Наявні лампи | Пропоновані на заміну |
|---|---|---|
| Тип | ЛЛ | LED |
| Потужність одиниці, кВт | 0,036 | 0,016 |
| Світловий потік, Лм | 1500 | 1800 |
| Кількість, шт. | 1360 | 1360 |
| Час роботи, год/рік | 3650 | 3650 |
| Ціна, грн | 39 | 77 |
| Тип цоколя | G13 | G13 |
| Термін служби, год | 10000 | 30000 |

Заміна ламп в нашому випадку не потребує детальних розрахунків пов’язаних з освітленням. ДСТУ Б А.3.2-15:2011[7] не змінювався, старі

лампи підходили під стандарт. Світловий потік, цоколь, розміри ламп TLD 36W/54 Ph та Osram LED ST8E однакові, отже встановлюємо ту ж кількість ламп. Витрати на додаткові матеріали та монтажні роботи беремо мінімальні 10% та 15% відповідно.

Споживання електричної енергії старими ЛЛ лампами складає:

$$W_{лл} = N_{лл} \cdot P_{лл} \cdot T_р = 1360 \cdot 0{,}036 \cdot 3650 = 178404 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

Споживання електричної енергії новими LED лампами складає:

$$W_{LED} = N_{LED} \cdot P_{LED} \cdot T_р = 1360 \cdot 0{,}016 \cdot 3650 = 79424 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

Економія електричної енергії буде складати:

$$\Delta W = W_{лл} - W_{LED} = 178404 - 79424 = 99280 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

$$\Delta E = \Delta W \cdot \text{Тариф} = 99280 \cdot 3{,}86 = 383220{,}8 \text{ грн}$$

Капіталовкладення скрадатимуться з:

- вартість обладнання[6]: 115192 грн.
- монтажні роботи: 15708 грн.

Простий термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{\text{Кап. витрати}}{\Delta E} = \frac{115192 + 15708}{383220{,}8} = 0{,}34 \text{ роки}$$

Отже, простий термін окупності складе приблизно 3 місяці. Цей термін окупності є прийнятним, тому данний ЗЕЗ реально було б запровадити.

### 2.10.2 ЗЕЗ№2 Компенсація реактивної потужності

Виходячи з пункту 2.7, на підприємстві не встановлені пристрої для компенсації реактивної потужності, нормативне значення коефіцієнта на рівні 0,95 та вище не забезпечується. Пропонується встановити конденсаторні установки, для зменшення реактивної потужності. Економія при цьому буде досягатися шляхом зменшення рахунків за перетоки реактивної потужності до нуля. Значення реактивної потужності яку необхідно компенсувати для кожного трансформатора наведені в таблиці 2.22, згідно цих значень оберемо конденсаторну установку для кожного

трансформатора[8], назву установки та набір баратей занесемо до таблиці 2.25.

Таблиця 2.25 – Реактивна потужність після компенсації

| Трансформатор | Потужність яку необхідно компенсувати, кВАр | Назва установки | Набір батарей |
|---|---|---|---|
| Перший ТМ-630 | 179,608 | КРМ «ВЕГ» 0,4 170/2,5 кВАр | 2*50+20+20+12,5+10+5+2,5 |
| Другий ТМ-630 | 185,252 | КРМ «ВЕГ» 0,4 170/2,5 кВАр | 2*50+20+20+12,5+10+5+2,5 |
| Перший КТП 2 × 630 | 124,168 | Конденсаторна установка УКРМ 0.4 160 / 6-20 кВАр | 20+20+20+30+30+40 |
| Другий КТП 2 × 630 | 125,596 | Конденсаторна установка УКРМ 0.4 160 / 6-20 кВАр | 20+20+20+30+30+40 |
| КТП 2 × 400 | 113,016 | Конденсаторна установка УКРМ 0.4-100 / 4-10 кВАр | 10+20+30+40 |

Обрані конденсаторні установки мають певний набір батарей які дозволяють резулювати значення потужності згідно графіка реактивного навантаження для кожного трансформатора. Необхідно розробити закон регулювання реактивної потужності. Згідно договору про постачання електричної енергії, підприємство сплачує тариф за перетоки реактивної потужності[9], а саме 0,59 грн/кВАр*год. Розрахуємо споживання реактивної енергії, за допомогою графіків навантаження трансформаторів (додаток Г), за формулою:

$$W^{\text{реакт}} = 365 \cdot \sum_{i=1}^{n} Q \cdot \Delta t, \qquad (2.26)$$

Розраховано значення споживання в рік на прикладі першого трансформатора ТМ-630, за формулою 2.26:

$$W_{\text{ТМ}-630\ (1)}^{\text{реакт}} = 365 \cdot (210{,}12 \cdot 1 + \cdots + 641{,}19 \cdot 1) = 1665712\ \text{кВАр} \cdot \text{год}$$

Аналогічний розрахунок виконано для інших тарансформаторів, результати розрахунку занесено до таблиці 2.26.

Таблиця 2.26 – Споживання реактивної енергії

| Трансформатор | Споживання реактивної потужності, кВАр*год |
|---|---|
| Перший ТМ-630 | 692084 |
| Другий ТМ-630 | 673216 |
| Перший КТП 2 × 630 | 655324 |
| Другий КТП 2 × 630 | 648945 |
| КТП 2 × 400 | 720,4483 |
| Всього | 2670289,448 |

Вважається, що після встановлення конденсаторних установок споживання реактивної потужності буде дорівнювати 0 кВАр · год, економія в такому випадку складатиме:

$$\Delta E = \sum W_{\text{реакт}} \cdot \text{Тариф} = 2670289{,}448 \cdot 0{,}59 = 1575470{,}77 \text{ грн/рік}$$

Вартість конденсаторних установок занесемо до таблиці 2.27, підключення установок буде коштувати 10% від вартості обладнання.

Таблиця 2.27 – Вартість конденсаторних установок та їх встановлення

| Назва установки | Вартість, грн |
|---|---|
| КРМ «ВЕГ» 0,4 170/2,5 кВАр | 87000 |
| КРМ «ВЕГ» 0,4 170/2,5 кВАр | 87000 |
| Конденсаторна установка УКРМ 0.4 160 / 6-20 кВАр | 33165 |
| Конденсаторна установка УКРМ 0.4 160 / 6-20 кВАр | 33165 |
| Конденсаторна установка УКРМ 0.4-100 / 4-10 кВАр | 27269 |
| Роботи по встановленню | 26759,9 |
| Капітальні витрати | 294358,9 |

Простий термін окупності:

$$\text{Т}_{\text{ок}} = \frac{\text{Кап. Витрати}}{\Delta \text{E}} = \frac{294358{,}9}{1575470{,}77} = 0{,}186 \text{ року}$$

Отже, простий термін окупності складе приблизно 1,5 місяці. Цей термін окупності є прийнятним, тому данний ЗЕЗ реально було б запровадити.

### 2.10.3 ЗЕЗ№3 Встановлення датчиків руху у місцях загального користування

Призначення датчиків руху або присутності: для зниження витрат на освітлення. Світильники включаються тільки при виявленні руху, у випадках, якщо природного світла, наприклад від вікон, недостатньо.

Датчики пропонується встановити в коридорах адміністративного корпусу, так як в ньому значну кількість часу перебувають люди та на вуличній території підприємства. Нові лампи типу Osram LED ST8E використовуються для освітлення всередині адміністративного корпусу впродовж робочого дня. Кількість встановлених ламп в коридорах складає 44 шт. потужністю 0,016 кВт. Вони знаходяться у ввімкненому стані приблизно 10 годин на день. Присутність людей у коридорах складає приблизно 6 годин на день.

Встановлення датчиків руху дозволяє автоматично вимикати освітлення в коридорі при відсутності людей. Використаємо датчики руху бренду IEK типу ДД 024, білий. Артикул: LDD11-024-1100-001[10]. Датчики зарекомендували себе надійними в експлуатації та енергоефективними. Використаємо 44 датчики.

Розрахунок річної економії енергії

$$E = 44 \cdot 0{,}016 \cdot (10-6) \cdot 365 = 1027{,}84 \text{ кВт·год/рік}$$

Економія коштів в грошовому еквіваленті при вартості 1 кВт·год = 3,68 грн. складе:

$$E_г = 1027{,}84 \cdot 3{,}68 = 3782{,}45 \text{ грн.}$$

Витрати на введення в експлуатацію даного заходу з енергозбереження:

228 грн – ціна одного датчика руху

100 грн – ціна встановлення одного датчика руху.

$$K = (228 + 100) \cdot 44 = 14432\ грн.$$

Простий термін окупності:

$$T_{ок}^{пр} = \frac{14432}{3782{,}45} = 3{,}81\ років$$

Отже, простий термін окупності складе 3 роки і 7 місяців.

Також проведено розрахунок за допомогою програми Microsoft Excel з урахуванням ставки дисконту, яка на 16.04.21 дорівнює 7,5%, та розраховано чисту приведену вартість NPV (збиток або прибуток після реалізації проекту з урахуванням знецінення грошей у часті).

Для розрахунку IRR, задамося ставкою дисконту, при якій NPV буде приблизно дорівнювати 0. Такою ставкою буде 21 %. Результати розрахунків наведено на рисунку 2.15. Час життя проекту рівний терміну дії датчика IEK ДД 024 – 8 років[10].

| | | | | | | ставка дисконту 7,5% | | | ставка дисконту 21% | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Час життя проекту | Капітальні витрати, тис грн | Експлуатаційні витрати, тис грн | Економія, тис грн | Грошовий потік (cash flow), тис грн | Грошовий потік КУСУМ (Кумулятивний), тис грн | Коеф дисконту | Дисконтований грошовий потік | Дисконт грош потік КУСУМ | Коеф дисконту | Диск грошовий потік |
| 0 | 14432 | 0 | 0 | -14432 | -14432 | 1 | -14432 | -14432 | 1 | -14432 |
| 1 | | 0 | 3782,45 | 3782,45 | -10649,55 | 0,93023 | 3518,55814 | -10913,4 | 0,82645 | 3125,992 |
| 2 | | 0 | 3782,45 | 3782,45 | -6867,1 | 0,86533 | 3273,077339 | -7640,36 | 0,68301 | 2583,464 |
| 3 | | 0 | 3782,45 | 3782,45 | -3084,65 | 0,80496 | 3044,723106 | -4595,64 | 0,56447 | 2135,094 |
| 4 | | 0 | 3782,45 | 3782,45 | 697,8 | 0,7488 | 2832,300564 | -1763,34 | 0,46651 | 1764,541 |
| 5 | | 0 | 3782,45 | 3782,45 | 4480,25 | 0,69656 | 2634,698199 | 871,357 | 0,38554 | 1458,298 |
| 6 | | 0 | 3782,45 | 3782,45 | 8262,7 | 0,64796 | 2450,882046 | 3322,24 | 0,31863 | 1205,205 |
| 7 | | 0 | 3782,45 | 3782,45 | 12045,15 | 0,60275 | 2279,890275 | 5602,13 | 0,26333 | 996,0373 |
| 8 | | 0 | 3782,45 | 3782,45 | 15827,6 | 0,5607 | 2120,828163 | 7722,96 | 0,21763 | 823,1713 |
| | | | | | | NPV= | 7722,957831 | | NPV= | -340,1968 |
| | | | простий термін окупності 3 роки 10 місяці | | | | | дисконт термін окупності 4 роки 8 місяців | | |
| | | | | 3782,45 | 12 | | | 2634,7 | 12 | |
| | | | | 3084,65 | x | | | 1763,34 | x | |
| | | | | | 9,786196777 | | | | 8,03131 | |
| | | | | | | | | | IRR | 20,43041 |

Рисунок 2.15 – Результати розрахунків NPV та IRR

**Висновки до розділу**

В даному розділі було розглянуто основне енергетичне обладнання Долинського ЛВУМГ, проаналізовано систему електропостачання, розраховано навантаження на деякі трансформатори Долинського ЛВУМГ, проаналізовано рівень реактивної потужності, складено електричний баланс, запропоновані заходи з енергозбереження.

Також представлене інструментальне обстеження електромереж підприємства, за висновками якого визначено:

1. Технічний стан основного електрообладнання добрий і відповідає встановленим вимогам Правил технічної експлуатації електроустановок.

2. Всі приєднання класу напруги 0,4 кВ відповідають вимогам європейського стандарту якості електроенергії ДСТУ EN 50160[2].

3. Силові трансформатори закритих трансформаторних підстанцій КС-2, КС-3 працюють в недовантаженому режимі, що пояснюється роботою ГКС Долина в режимі часткового навантаження (задіяні не всі газоперекачувальні агрегати).

4. Електродвигуни приводу насосів котельні за електричними параметрами працюють в номінальному режимі.

Результати розрахунків енергозберігаючих заходів наведено в таблиці 2.28. З наведених результатів можна сказати,що впровадження заходів позитивно вплине на будівлю, зменшить теплові витрати і зекономить кошти на енергоресурси.

Таблиця 2.28 – Результати розрахунків енергозберігаючих заходів

| Назва заходу | Економія, грн/рік | Капітальні витрати, грн | Простий термін окупності, роки |
|---|---|---|---|
| Модернізація системи освітлення | 383220,8 | 130900 | 0,341578536 |
| Компенсація реактивної потужності | 1575470,8 | 294358,9 | 0,186838693 |
| Встановлення датчиків руху | 3782,45 | 14432 | 3,815516398 |
| ∑ | 1962474 | 439690,9 | |

# 3 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА ТА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ

## 3.1 Аналіз системи паливо- та теплопостачання об'єкта

### 3.1.1 Виробничо-технологічних витрати природного газу

В загальному плані структура виробничо-технологічних витрат (ВТВ) газу під час його транспортування магістральними газопроводами та експлуатації підземних сховищ газу складають:

- технологічні витрати газу (ТХВ);
- технічні витікання газу (ТВ);

Витрати газу на технологічні потреби під час його транспортування та експлуатації підземних сховищ газу можна умовно розділити на дві частини.

До першої частини відносяться витрати газу що визначаються за допомогою засобів вимірювання – лічильників, витратомірних комплексів (витратомірів) тощо:

- паливний газ ГПА;
- газ, що споживається котельнями;
- газ, що споживається електростанціями власних потреб;
- газ, що споживається установками підігрівання газу;
- газ, що споживається побутовими приладами та системами опалення будинків операторів.

До другої частини витрат газу відносяться витрати газу, що випускається під час:

- пусків-зупинок ГПА;
- роботи пневмоприводу кранів і засувок;
- продування шлейфів;
- продування свердловин;
- продування сепараторів;

- продування пилоуловлювачів;
- продування драпів, конденсатозбірників;
- спалювання промстоків відповідними установками;
- очищення газопроводів очисними поршнями, діагностування газопроводів внутрішньо трубними дефектоскопами;
- ревізій, ремонтних і аварійних робіт;
- заправлення метанольниць;
- заміни перекривної арматури і обладнання;
- проведення вогневих та газонебезпечних робіт;
- робота ГПА через свічки газовіддільників систем ущільнення та через свічки маслобаків.

До другої частини відносяться також витікання через сальникові ущільнення компресорних циліндрів ГМК, фланцеві з'єднання тощо.

### 3.1.2 Виробничо-технологічних витрати теплової енергії

Споживання теплової енергії на об’єктах ЛВУМГ складається з наступних категорій:

– витрати теплової енергії на технологічні процеси;

– витрати теплової енергії на допоміжні потреби виробництва;

– втрати теплової енергії в теплових мережах.

До витрат теплової енергії на технологічні процеси належать витрати теплової енергії, яку використовують для підігрівання газу на газорозподільчій станції (ГРС) та компресорній станції (КС), підігрівання речовин у резервуарах, підігрівання місткостей зберігання речовин та устаткування, підігрівання оливопроводів.

До витрат теплової енергії на допоміжні потреби виробництва належать:

– загальновиробничі витрати теплової енергії на опалення і вентиляцію будівель;

– витрати теплової енергії на господарсько-побутові потреби.

Втрати теплової енергії в теплових мережах складаються з втрат теплової енергії поверхнею трубопроводів і втрат теплової енергії крізь ізольовані опори конструкцій, фланці та арматуру теплопроводів.

## 3.2 Коротка характеристика та оцінка енергоефективності суттєвих споживачів палива та теплової енергії

Основним теплоенергетичним обладнанням Долинського ЛВУМГ насамперед є установки, що виконують суттєву роботу по перекачуванню газу, його нагріву, очищенні, осушенні і тому подібне. На рисунку 3.1 зображена схема теплопостачання Долинського ЛВУМГ. Споживачі та обладнання знаходяться у задовільному стані. Показники обладнання перевіряються та аналізуються відповідальними робітниками Долинського ЛВУМГ. Основне теплоенергетичне обладнання Долинського ЛВУМГ та його характеристика перераховане в таблиці 3.1.

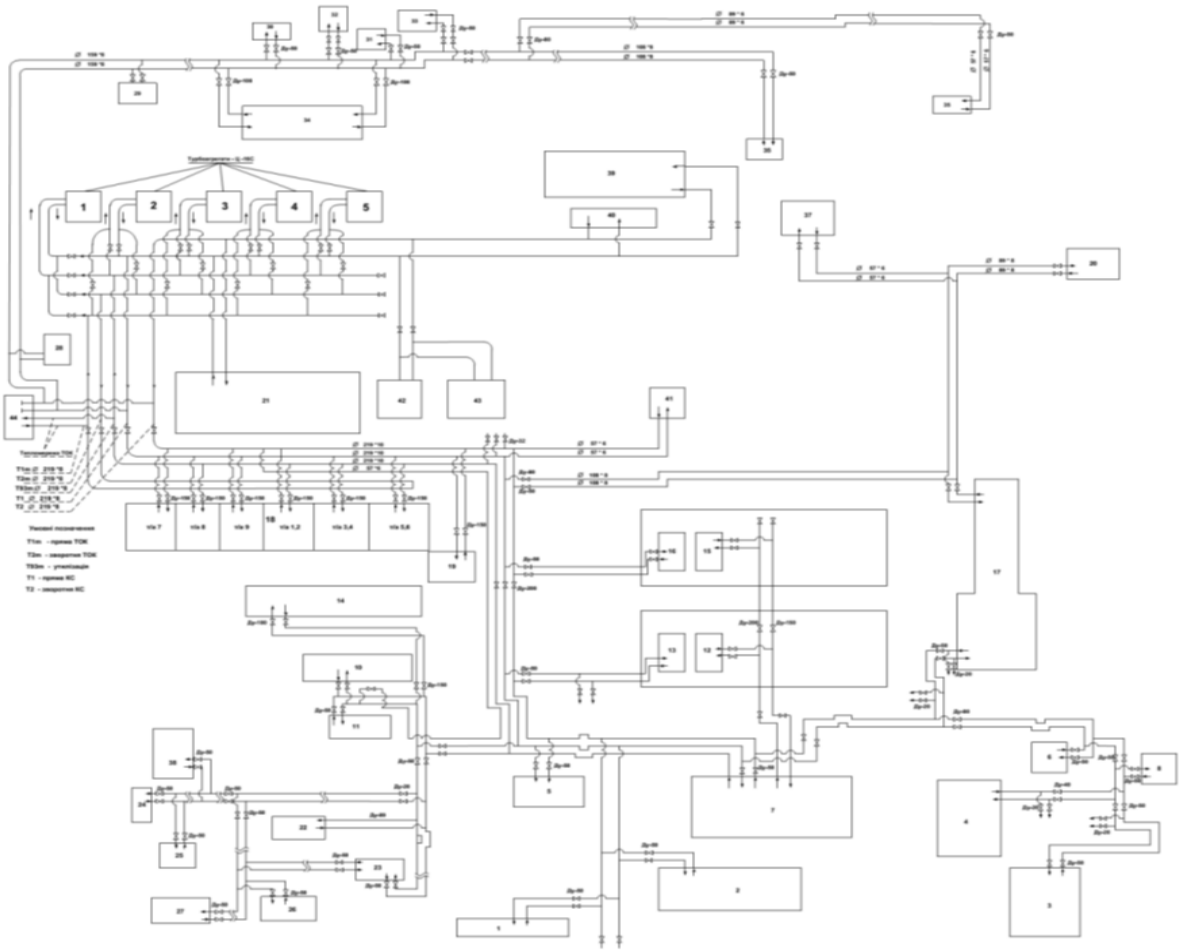


Рисунок 3.1 – Схема теплопостачання Долинського ЛВУМГ

Таблиця 3.1 – Основне теплоенергетичне обладнання Долинського ЛВУМГ

| Ч.ч. | Назва обладнання | Одиниця виміру | Місце встановлення | | Всього по ЛВУМГ |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | КС Долина | ГРС, БО | |
| **1** | **Котли** | **шт.** | **3** | **0** | 3 |
| | **потужність** | **Гкал/год** | **24** | **0** | 24 |
| 1.1 | парові | шт. | **3** | | 3 |
| | потужність | Гкал/год | **24** | | 24 |
| **2** | **Котли малопотужні (до 100 кВт)** | **шт.** | **0** | **53** | 53 |
| | **потужність** | **кВт** | **0** | **982** | 982 |
| **3** | **Утилізатори** | **шт.** | **14** | | 14 |
| | **потужність** | **Гкал/год** | **12,54** | | 13 |
| **4** | **Насоси** | **шт.** | **40** | **0** | 40 |
| 4.1 | консольні | шт. | **8** | | 8 |
| 4.2 | вихрові | шт. | **4** | | 4 |
| 4.3 | фекальні | шт. | **4** | | 4 |
| 4.4 | глибинні | шт. | **9** | | 9 |
| 4.5 | відцентрові типу "К" | шт. | 13 | | 13 |
| 4.6 | поршневі (парові) | шт. | 1 | | 1 |
| 4.7 | інші | шт. | **1** | **23** | 24 |
| **5** | **Артсвердловини** | **шт.** | **9** | | 9 |
| **6** | **Теплові мережі** | **км** | **15** | | 15 |
| **7** | **Водопроводи** | **км** | **14** | | 14 |
| **8** | **Каналізація** | **км** | **10** | | 10 |
| **9** | **Вентиляційні системи** | **км** | **0,61** | | 1 |
| 9.1 | Кількість установок вентиляції та кондиціювання повітря | шт. | 145 | | 145 |
| **10** | **Фільтруюча станція господарчо-питної води** | **станція** | 1 | | 1 |
| **11** | **Резервуар господарчопитної води** | **резервуар** | 3 | | 3 |
| | **загальна ємкість** | **м$^3$** | 2250 | | 2250 |
| **12** | **Установка хімводоочищення** | **шт.** | 1 | | 1 |
| **13** | **Підігрівачі газу** | **шт.** | | 13 | 13 |
| | **потужність** | **Гкал/год** | | **1,58** | |
| 13.1 | з проміжним теплоносієм | шт. | **0** | 11 | 11 |
| | потужність | Гкал/год | **0** | 1,54 | 2 |
| 13.2 | прямого нагріву | шт. | **0** | 2 | 2 |
| | потужність | Гкал/год | **0** | 0,04 | 0 |

### 3.3 Повірочний розрахунок теплових навантажень об’єкту

Для теплового розрахунку візьмемо адміністративний корпус, так як в ньому значну кількість часу знаходяться люди.

Будівля побудована в 1982 році. Кількість працюючого персоналу 37 осіб. Корпус має 2 поверхи (рисунок 3.2 та рисунок 3.3). Тип будівлі – адміністративна. Загальна площа підлоги становить 726 м$^2$. Сумарна площа зовнішніх стін складає 864 м$^2$. Сумарний об’єм – 2321 м$^3$. Структура будівлі закріплена бетонними колонами, балками та перекриттям.

Внутрішня температура в приміщеннях адміністративного корпусу задовільна. В опалювальний період внутрішня температура коливається в межах +18 до +23°С в залежності від призначення та розміщення приміщень. Нормативне значення температури в приміщеннях складає +21°С відповідно до ДБН В.2.2-9-18 «Громадські будинки та споруди»[11].

Долинське ЛВУМГ розташоване в Івано-Франківській області. Клімат місцевості помірно континентальний. Зима м'яка з відлигами, весна волога, тепле літо, тепла суха осінь. Максимальна кількість опадів випадає влітку у вигляді дощів.

Теплова енергія до адміністративного корпусу постачається від власної котельні.

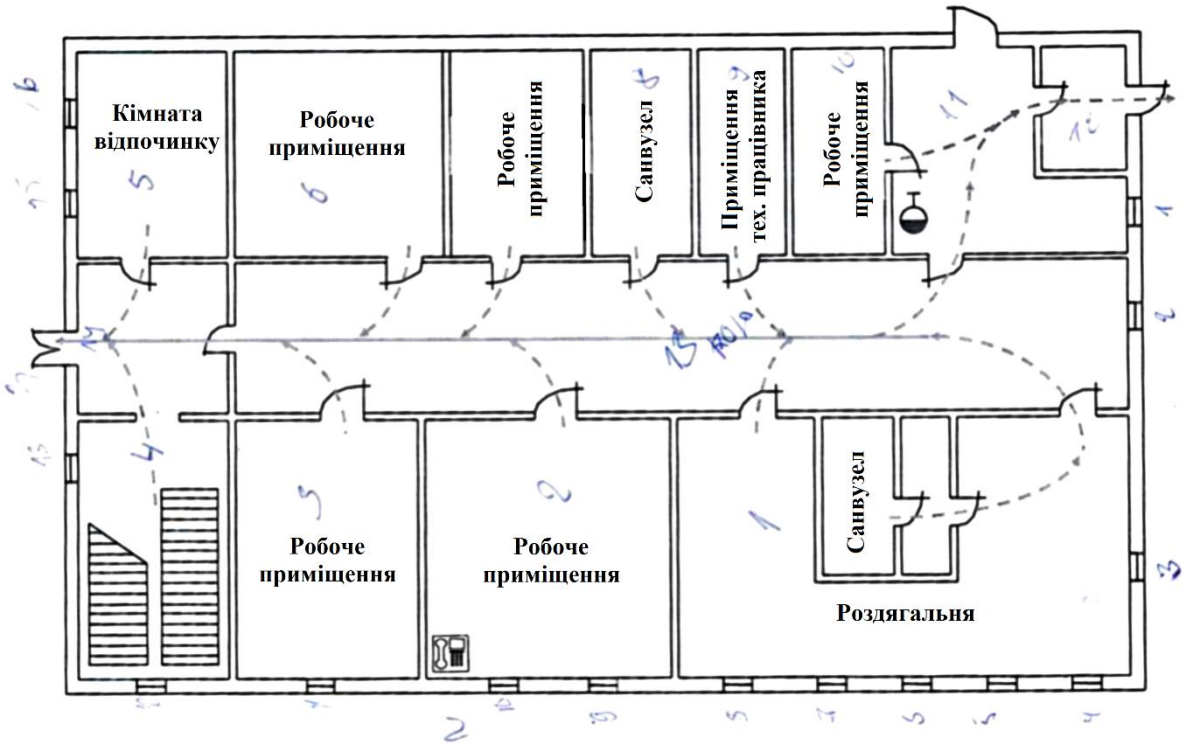



Рисунок 3.2 – План адміністративного корпусу, поверх 1

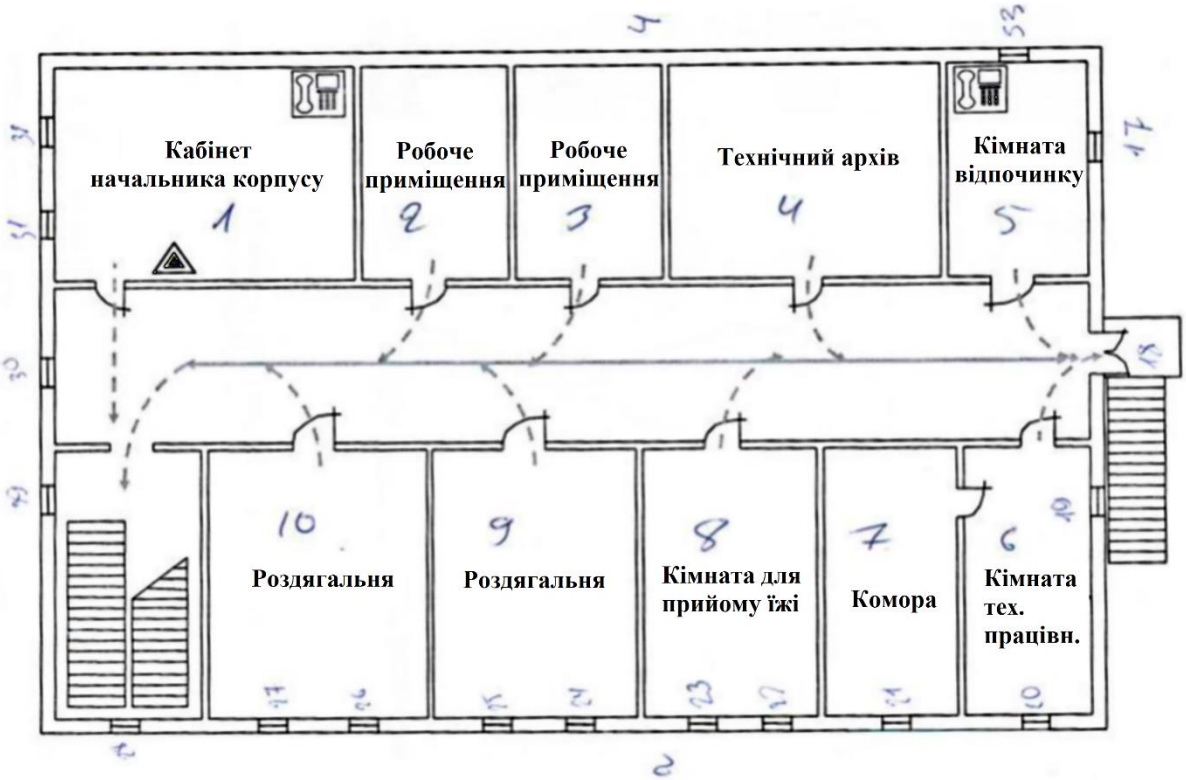



Рисунок 3.3 – План адміністративного корпусу, поверх 2

Розрахунок втрат через огороджуючи конструкції базується на врахуванні теплоізоляційних властивостей матеріалів, з яких виконаний

будинок, орієнтації відповідно до сторін світу, витрат теплоти на вентиляцію і т.п.. Усі геометричні розміри, що використовуються у розрахунках, є фактичними та визначеними за допомогою вимірювань. Теплофізичні коефіцієнти взяті з довідкової літератури.

Основою стін є силікатна цегла на цементно-піщаному розчині ρ = 1800кг/м3, інший шар – складний розчин (вапно, пісок, цемент).

Вікна мають подвійне скло.

Дах покритий 4-ма шарами руберойду, у з зв'язку з цим має задовільний стан. Він складається з наступних шарів: залізобетонні плити (0,22 м), керамзит (0,12 м), цементно-піщаний розчин (0,05 м), 4 шари*руберойд (0,004 м), гідроізоляція (0,002 м ).

Двері, тип матеріалу – дерево.

Підлога складається з наступних шарів: бетон на щебені з природного каменю (0,15 м), засипка керамзиту (0,07 м), цементно-піщаний розчин (0,01 м), плитка керамічна (0,008 м).

Розрахунок коефіцієнтів теплопередачі

1. Стіни:

- силікатна цегла на цементно-піщаному розчині $\rho$ = 1800кг/м3 з $\lambda = 0{,}87\,\frac{Вт}{м\,К}$ товщиною $\delta$ = 0,51 м

- складний розчин (вапно, пісок, цемент) з $\lambda = 0{,}87\frac{Вт}{м\,К}$

товщиною δ=0,02 м

Опір теплопередачі

$$R_{стіни} = \frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta_{цемент}}{\lambda_{цемент}} + \frac{1}{\alpha_н} + \frac{\delta_{розчин}}{\lambda_{розчин}} = \frac{1}{23} + \frac{0{,}51}{0{,}87} + \frac{1}{8{,}7} + \frac{0{,}02}{0{,}87} = 0{,}767\,\frac{м^2 \cdot К}{Вт}$$

де $\alpha_в$=8,7$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$ – коефіцієнт тепловіддачі із внутрішньої сторони будівлі згідно з ДБН В.2.6-31:2016[12];

$\alpha_з$=23 $\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$ – коефіцієнт тепловіддачі з зовнішньої сторони будівлі, згідно із ДБН В.2.6-31:2016[12];

Івано-Франківська область належить до I температурної зони. Для I зони, значення мінімального термічного опору для стін з ДБН В.2.6-31:2016[12]:

$$R_{q\,min} = 3{,}3\ \frac{м^2 \cdot К}{Вт};\ R_{q\,min} > R_{Ст}.$$

Значення термічного опору не відповідають нормативним.

Коефіцієнт теплопередачі стіни $k_{стіни} = \frac{1}{R_{стіни}} = \frac{1}{0{,}767} = 1{,}303\ \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$

2. Вікна: виконані з подвійним склінням у дерев'яних та металопластикових склопакетах.

Опір теплопередачі кожного з типів вікон:

дерев'яні вікна: $R_{B1} = 0{,}4 \frac{м^2 \cdot К}{Вт}$,

металопластикові вікна: $R_{B2} = 0{,}75 \frac{м^2 \cdot К}{Вт}$,

Для I зони, значення мінімального термічного опору для вікон з ДБН В.2.6-31:2016[12]:

$$R_{q\,min} = 0{,}75\ \frac{м2 \cdot К}{Вт};\ R_{q\,min} > R_{B1};\ R_{q\,min} = R_{B2}$$

Знайдемо коефіцієнти теплопередачі, Вт/(м$^2$·К), кожного типу вікон:

$$K_{в.1} = \frac{1}{0{,}4} = 2{,}5\ \frac{Вт}{м^2 \cdot К},$$

$$K_{в.2} = \frac{1}{0{,}75} = 1{,}33\ \frac{Вт}{м^2 \cdot К},$$

3. Дах:

1) Цементно-піщаний розчин з $\lambda$ = 0,93 $\frac{Вт}{м \cdot {}^0 С}$ товщиною $\delta$ = 0,05 м

2) Засипка керамзиту $\rho$=400 кг/м³ з $\lambda$ = 0,19 $\frac{Вт}{м \cdot {}^0 С}$ товщиною $\delta$ = 0,12 м

3) Круглопустотна з/б плита з $\lambda$ = 1,36 $\frac{Вт}{м \cdot {}^0 С}$ товщиною $\delta$ = 0,22 м

4) 4 шари руберойду з $\lambda$ = 0,17 $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot{}^0\text{С}}$ товщиною (повна) $\delta$ = 0,016 м

5) гідроізоляція з $\lambda$ = 0,7 $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot{}^0\text{С}}$ товщиною $\delta$ = 0,002 м

$$R_{\text{дах}} = \frac{1}{\alpha_{\text{в}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{н}}} + \frac{\delta_{\text{з/б}}}{\lambda_{\text{з/б}}} + \frac{\delta_{\text{керамзіт}}}{\lambda_{\text{керамзіт}}} + \frac{\delta_{\text{цемент}}}{\lambda_{\text{цемент}}} + \frac{\delta_{\text{руберойд}}}{\lambda_{\text{руберойд}}} + \frac{\delta_{\text{гідроіз}}}{\lambda_{\text{гідроіз}}} =$$

$$= \frac{1}{8{,}7} + \frac{1}{2{,}3} + \frac{0{,}22}{1{,}36} + \frac{0{,}12}{0{,}19} + \frac{0{,}05}{0{,}93} + \frac{0{,}016}{0{,}17} + \frac{0{,}002}{0{,}7} = 1{,}493\ \frac{\text{м2}\cdot\text{К}}{\text{Вт}}$$

Для I зони, значення мінімального термічного опору для даху з ДБН В.2.6-31:2016:

$$R_{q\ min} = 4{,}95\ \frac{\text{м2}\cdot\text{К}}{\text{Вт}};\ R_{q\ min} > R_{дах};$$

Коефіцієнт теплопередачі стелі $k_{\text{дах}} = \frac{1}{R_{\text{дах}}} = \frac{1}{1{,}493} = 0{,}669\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\cdot\text{К}}$

4. Двері: пластикові R $_{дверей}$ = 0,65 $\frac{\text{м2}\cdot\text{К}}{\text{Вт}}$

$$R_{q\ min} = 0{,}6\ \frac{\text{м2}\cdot\text{К}}{\text{Вт}};\ R_{q\ min} < R_{двер};$$

Коефіцієнт теплопередачі дверей $k_{дверей} = \frac{1}{R_{дверей}} = \frac{1}{0{,}65} = 1{,}538\ \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\cdot\text{К}}$

5. Підлога:

1) Бетон на щебені з природного каменю $\lambda$ = 1,86 $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot{}^0\text{С}}$

товщиною $\delta$ = 0,15 м

2) Засипка керамзиту з $\lambda$=0,075 $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot{}^0\text{С}}$ товщиною $\delta$=0,07 м

3) Цементно-піщаний розчин $\lambda$ = 0,93 $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot{}^0\text{С}}$ товщиною $\delta$ = 0,01 м

4) Плитка керамічна $\lambda$ = 1,1 $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot{}^0\text{С}}$ товщиною $\delta$ = 0,008 м

Опір теплопередачі

$$R_{\text{підлоги}} = \frac{1}{\alpha_{\text{в}}} + \frac{\delta_{\text{бетон}}}{\lambda_{\text{бетон}}} + \frac{\delta_{\text{керамзит}}}{\lambda_{\text{керамзит}}} + \frac{\delta_{\text{розчин}}}{\lambda_{\text{розчин}}} + \frac{\delta_{\text{плитка}}}{\lambda_{\text{плитка}}} =$$

$$= \frac{1}{8{,}7} + \frac{0{,}15}{1{,}86} + \frac{0{,}07}{0{,}075} + \frac{0{,}01}{0{,}93} + \frac{0{,}008}{1{,}1} = 1{,}146\ \frac{\text{м2}\cdot\text{К}}{\text{Вт}}$$

Для I зони, значення мінімального термічного опору для підлоги з ДБН В.2.6-31:2016[12]:

$$R_{q\ min} = 3{,}75\ \frac{\text{м2}\cdot\text{К}}{\text{Вт}};\ R_{q\ min} > R_{дах};$$

Коефіцієнт теплопередачі підлоги

$$k_{\text{підлоги}} = \frac{1}{R_{\text{підлоги}}} = \frac{1}{1{,}146} = 0{,}872\ \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\cdot\text{К}}$$

За результатами розрахунків сформовано таблицю 3.2, в якій показаний існуючий термічний опір, його нормативне значення, та різниця в скільки разів нормативне вище за існуюче.

Таблиця 3.2 – Порівняння існуючого та нормативного термічного опору

| **Огорожа** | ***R*існ.,** | ***R*норм.,** | **Різниця,в разів менший** |
|---|---|---|---|
| Стіни | 0,767 | 2,8 | 3,7 |
| Вікна | 0,4 | 0,6 | 1,5 |
| Двері | 0,65 | 0,5 | 0,8 |
| Дах | 1,493 | 4,5 | 3,0 |
| Підлога | 1,146 | 3,75 | 3,3 |

### 3.4 Оцінка стану теплової ізоляції огороджувальних конструкцій будівлі об’єкту

Втрати теплоти, кВт, через огороджувальні конструкції будівлі визначаються за формулою:

$$Q = F \cdot K \cdot (t_{вн.} - t_{р.о.}) \cdot (1 + \Sigma\beta) \cdot n, \qquad (3.1.)$$

де $F$ – площа огороджувальних конструкцій, м$^2$;

$K$– коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м$^2$·К);

$t_{вн.}$ – температура всередині приміщення, $t_{вн.} = 18°C$;

$t_{р.о.}$ – розрахункова температура зовнішнього повітря, приймається рівною температурі найхолоднішої п'ятиденки, $t_{р.о.}$ = -20°С для Івано-франківської області з ДСТУ Б EN 15251:2011[13];

$\Sigma\beta$ – сумарні додаткові втрати теплоти у відсотках від основних тепловтрат з ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010[14];

$n$ – коефіцієнт, який враховує зменшення розрахункової різниці температур, залежить від положення зовнішньої поверхні огороджувальної конструкції по відношенню до зовнішнього повітря ДСТУ Б EN 15251:2011[13].

**Втрати теплоти через зовнішні стіни:**

Площа стін:

- з орієнтацією на пд – 312 м$^2$;
- з орієнтацією на зх – 120 м$^2$;
- з орієнтацією на пн – 312 м$^2$;
- з орієнтацією на сх – 120 м$^2$.

$$Q_{з.ст}^{пд} = 312 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}05) \cdot 1 \cdot 1{,}303 = 16220{,}786 \text{ Вт};$$

$$Q_{з.ст}^{зх} = 120 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}1) \cdot 1 \cdot 1{,}303 = 6535{,}848 \text{ Вт};$$

$$Q_{з.ст}^{пн} = 312 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}15) \cdot 1 \cdot 1{,}303 = 17765{,}623 \text{ Вт};$$

$$Q_{з.ст}^{сх} = 120 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}15) \cdot 1 \cdot 1{,}303 = 6832{,}932 \text{ Вт};$$

$$Q_{з.ст}^{сум1} = 16220{,}786 + 6535{,}848 + 17765{,}623 + 6832{,}932 = 47355{,}19 \text{ Вт}$$

**Втрати теплоти через вікна:**

Вікна у корпусі виконані з подвійним склінням у дерев'яних та металопластикових склопакетах.

Площа вікон:

- металопластикові з орієнтацією на пд – 30 м$^2$;
- металопластикові з орієнтацією на зх – 9 м$^2$;
- металопластикові з орієнтацією на пн – 21 м$^2$;

- металопластикові з орієнтацією на сх – 18 м$^2$;

- дерев'яні з орієнтацією на пн – 9 м$^2$;

- деревяні з орієнтацією на зх – 9 м$^2$.

$$Q_{в1}^{пд} = 30 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}05) \cdot 1 \cdot 1{,}33 = 1592{,}01 \text{ Вт},$$

$$Q_{в1}^{зх} = 9 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}1) \cdot 1 \cdot 1{,}33 = 500{,}346 \text{ Вт},$$

$$Q_{в1}^{пн} = 21 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}15) \cdot 1 \cdot 1{,}33 = 1220{,}541 \text{ Вт},$$

$$Q_{в1}^{сх} = 18 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}15) \cdot 1 \cdot 1{,}33 = 1046{,}178 \text{ Вт},$$

$$Q_{в2}^{пн} = 9 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}15) \cdot 1 \cdot 2{,}5 = 983{,}25 \text{ Вт},$$

$$Q_{в2}^{зх} = 9 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}1) \cdot 1 \cdot 2{,}5 = 940{,}5 \text{ Вт},$$

$$Q_{в}^{сум} = 1592 + 500{,}3 + 1220{,}5 + 1046{,}17 + 983{,}25 + 940{,}5 = 6282{,}82 \text{ Вт}.$$

**Втрати теплоти через дах:**

Площа даху: 726 м$^2$

$$Q_{дах} = 726 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}669 = 16610{,}73 \text{ Вт}$$

**Втрати теплоти через двері**

Площа дверей:

- з орієнтацією на зх – 2 м$^2$;

- з орієнтацією на пн – 2 м$^2$;

- з орієнтацією на сх – 4 м$^2$.

$$Q_{дв}^{пн} = 2 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}15) \cdot 1 \cdot 1{,}538 = 134{,}421 \text{ Вт}$$

$$Q_{дв}^{зх} = 2 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}1) \cdot 1 \cdot 1{,}538 = 128{,}576 \text{ Вт}$$

$$Q_{дв}^{сх} = 4 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}15) \cdot 1 \cdot 1{,}538 = 268{,}842 \text{ Вт}$$

$$Q_{дв}^{сум} = 268{,}842 + 128{,}576 + 134{,}421 = 531{,}839 \text{ Вт}$$

**Втрати теплоти через підлогу**

Площа підлоги: 726 м$^2$.

$$Q_{підл} = 726 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot 0{,}6 \cdot 1 \cdot 0{,}872 = 14434{,}041 \text{ Вт}$$

Сформуємо всі данні по коефіцієнтам теплопередачі, площі огороджувальних конструкцій, додатковим втратам теплоти від основних тепловтрат та витратам теплоти в таблицю 3.3, та на її основі зробимо діаграму (рисунок 3.4).

Таблиця 3.3 – Втрати теплоти через Огороджувальні конструкції

| Адміністративний корпус | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ОК | Тип | Орієнтація ОК | Площа ОК, м$^2$ | К, Вт/(м$^2$·К) | Δt, | n | 1+Σβ | $Q_o$, Вт |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| ЗС | Залізобетонні | Пд | 312 | 1,303 | 38 | 1 | 1,05 | 16220,7864 |
| | | Зх | 120 | | | 1 | 1,1 | 6535,848 |
| | | Пн | 312 | | | 1 | 1,15 | 17765,6232 |
| | | Сх | 120 | | | 1 | 1,15 | 6832,932 |
| Вікна | Деревяні | Зх | 9 | 2,5 | | 1 | 1,1 | 940,5 |
| | | Пн | 9 | | | 1 | 1,15 | 983,25 |
| | Металоплас-тикові | Пд | 30 | 1,33 | | 1 | 1,05 | 1592,01 |
| | | Зх | 9 | | | 1 | 1,1 | 500,346 |
| | | Пн | 21 | | | 1 | 1,15 | 1220,541 |
| | | Сх | 18 | | | 1 | 1,15 | 1046,178 |
| Двері | Пластикові | Пн | 2 | 1,538 | | 1 | 1,15 | 134,4212 |
| | | Зх | 2 | 1,538 | | 1 | 1,1 | 128,5768 |
| | | Сх | 4 | 1,538 | | 1 | 1,15 | 268,8424 |
| Дах | - | - | 726 | 0,669 | | 0,9 | 1 | 16610,7348 |
| Підлога | - | - | 726 | 0,872 | | 0,6 | 1 | 14434,0416 |
| | | | | | | | $Q_{ΣОК}$ | 85214,6314 |

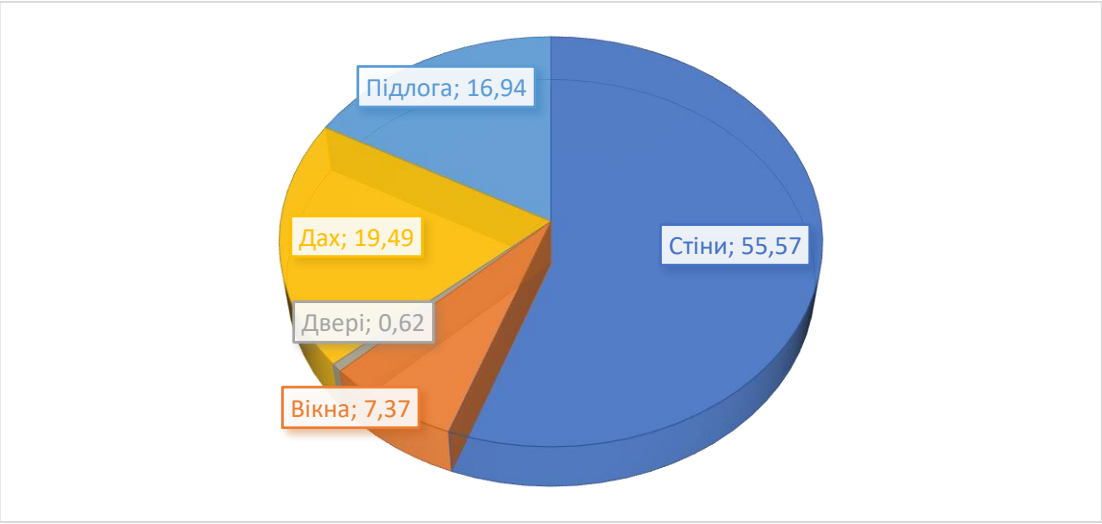



Рисунок 3.4 – Втрати скрізь огороджувальні конструкції

Визначення втрат теплової енергії через огороджуючі конструкції будівель можна проводити розрахунковим методом та з використанням технічних засобів. Розрахунковим методом визначення теплових втрат доцільно проводити на стадії проектування будівлі або на початку її експлуатації.

З часом теплоізоляційні властивості матеріалу огороджуючої конструкції під впливом градієнтів температур, вологості та старіння змінюються, в результаті чого дійсне значення теплових втрат може значно відрізнятися від розрахункового. Крім того при розрахунковому методі визначення теплових втрат практично не можливо врахувати вплив дефектів теплової ізоляції та її неоднорідність на загальну величину теплових втрат, оскільки виявити такі дефекти без спеціальних технічних засобів в більшості випадків не можливо.

Найбільш доцільним в даному випадку є тепловізійний метод. Даний метод, з використання тепловізорів, інфрачервоних пірометрів та інших приладів, дає можливість візуалізувати теплові потоки та їх розподіл по огороджуючій конструкції, тим самим точно визначити місця витоків теплової енергії та кількісно їх оцінити.

Для об’єктивної оцінки стану теплової ізоляції працівниками підприємства раз на півроку проводиться інструментальне обстеження теплової частини об’єктів. З метою виявлення місць витоків теплової енергії через огороджуючі конструкції, при проведенні тепловізійного обстеження виробничих об’єктів, розміщених на території Долинського ЛВУМГ, працівники використовують промисловий тепловізор FLUKE Ti25 та інфрачервоний пірометр FLUKE 574 таблиця 3.4.

Таблиця 3.4 – Перелік наявного обладнання, яке використовується для проведення інструментальних обстежень

| № | Найменування обладнання | Досліджувані параметри, результат | Тип приладу |
|---|---|---|---|
| 1 | Тепловізор | Оцінка теплоізоляційних властивостей огороджувальних конструкцій будівель і споруд, енергетичних втрат технологічного обладнання за розподілом температурного поля. Основний прилад для визначення тепловтрат. | FLUKE Ti25 |
| 2 | Інфрачервоний пірометр | Вимірювання температури у важкодоступних і небезпечних місцях, для віддалених об’єктів. | FLUKE 574 |

Останнє обстеження проводилось 03.03.2021 о 10 годині ранку. Тепловізійні зображення огороджуючих конструкцій адміністративного корпусу, розміщеного на території Долинського ЛВУМГ, які було отримано в результаті обстеження – представлені на рисунках Д.1 та Д.2 в додатку Д.

З рисунку Д.1, чітко видно місця втрат теплової енергії через огороджувальні конструкції будівель – це віконні отвори, двері, стіни будівлі. Значні втрати через непрозорі огороджувальні конструкції (стіни) свідчать про значне погіршення їх теплофізичних характеристик та, відповідно, про зростання їх теплопровідності.

На знімках внутрішньої частини адміністративного корпусу видно місця втрат теплової енергії через огороджувальні конструкції – це переважно кутові частини кімнати, кутові частини віконних отворів та самі вікна. Особливо багато місць теплових витоків в крайніх кімнатах будівлі, де

стіни контактують безпосередньо із навколишнім середовищем.

Дані втрати теплової енергії відбуваються в основному через невідповідність теплотехнічних показників огороджувальних конструкцій нормативним та природне старіння огороджувальних конструкцій, що призводить до підвищення теплопровідності даних елементів. Для зменшення втрат теплової енергії через огороджувальні конструкції потрібно проводити утеплення зовнішніх стін з використанням сучасних теплоізоляційних матеріалів та заміну вікон і вхідних (аварійних виходів) дверей на сучасні енергозберігаючі.

### 3.5 Оцінка стану теплової ізоляції розподільних тепломереж об'єкту

Оцінка стану теплової ізоляції розподільних мереж проводилась також шляхом інструментального обстеження з використанням промислового тепловізора FLUKE Ti25, інфрачервоного пірометра FLUKE 574 таблиця 3.4.

Промисловий тепловізор дає можливість візуалізувати теплові поля опалювальних пристроїв та визначити наскільки ефективно опалювальні пристрої випромінюють теплову енергію.

Окрім цього, тепловізійний метод дозволяє візуалізувати потік теплоносія в системі опалення за значеннями температури поверхні трубопроводі та виявити місця часткового чи повного закупорювання тепломережі, або виявити ділянки через які відбувається шунтування окремих гілок внутрішньої системи опалення.

Теплові зображення опалювальних пристроїв (батарей, системи опалення) та доступних до огляду внутрішніх теплових мереж адміністративного корпусу, наведені на рисунку Д.3 в додатку Д.

З отриманих зображень можна зробити висновки що:

– в системі опалення адміністративного корпусу, розміщеного на території Долинського ЛВУМГ присутні забруднення в опалювальних пристроях. Наявність незначних відкладень в порожнинах труб тепломережі та опалювальних приладів призводить до зниження ефективності

випромінювання теплової енергії опалювальним приладом на 40-60 %; слід передбачити роботи по очищенню системи опалення з метою підвищення ефективності її роботи;

– незначна розбалансованість системи, що може виникнути через зашлакованість (закупорування) опалювальних приладів та тепломережі, а також проведення перепланування системи без попереднього аналізу роботи системи опалення та розроблення проекту модернізації, призводить до зниження швидкості (а в деяких випадках до зупинки) циркуляції теплоносія в системі, що значно знижує ефективність роботи опалювальної системи в цілому; для підвищення ефективності роботи системи рекомендовано встановити балансувальні клапани;

– з метою підвищення ефективності роботи системи опалення корпусу необхідно провести хімічну чистку (внутрішнє промивання) опалювальних пристроїв та труб внутрішньої тепломережі, розробити проект по модернізації системи опалення;

– проблеми в роботі системи опалення (опалювальних пристроїв) у поєднання з зниженими теплотехнічними характеристиками огороджуючих конструкцій призводить до втрат теплової енергії, зниження внутрішньої температури в приміщенні нижче нормативного, а також погіршення умов роботи персоналу.

### 3.6 Розрахунок основних складових для складання балансу споживання теплової енергії об’єкту у аналітичній формі

Розрахунок теплонадходжень

Теплові надходження $Q_{над}$ в приміщення залежать від його призначення, місця розташування, кількості людей та сумарної потужності працюючого обладнання і визначаються за формулою згідно ДБН В.2.6–31:2006[12]:

$$Q_{над} = Q_л + Q_{ел} + Q_{осв} + Q_{то} + Q_{сл} + Q_п, \quad (3.2)$$

де теплові надходження: $Q_л$ - від людей; $Q_{ЕЛ}$ - від

електроустаткування і приладів; $Q_{осв}$ - від освітлювальних приладів; $Q_{то}$ - від гарячих поверхонь теплообмінних апаратів та трубопроводів; $Q_{сл}$ - від сонячної радіації крізь скління; $Q_{п}$- від сонячної радіації крізь плоскі покрівлі.

Теплонадходження від людей – це теплота, яка поступає в приміщення у вигляді явної $q_Я$ (суха тепловіддача тіла) і прихованої $q_П$ теплоти (випаровуванням з поверхні шкіри і вологою, що видихається разом з повітрям). Для встановлення розрахункового теплового навантаження системи опалення враховується тільки явна теплота, оскільки лише вона підвищує температуру приміщення. Кількість явних тепловиділень, що припадає на одну людину, залежить від характеру виконуваної роботи і від метеорологічних параметрів навколишнього повітря.

Надходження теплоти від людей $Q_Л$ визначається за формулою, Вт:

$$Q_Л = n \cdot q_Я, \tag{3.3}$$

де $q_Я$ – питома кількість явної теплоти, що виділяється однією людиною при легкій роботі та при температурі приміщення 20°С (99 Вт/люд);

$n$ – кількість людей, які одночасно знаходяться в приміщенні.

Надходження теплоти від людей за формулою 3.3 становить:

$$Q_Л = 37 \cdot 99 = 3663\ Вт.$$

Теплонадходження від освітлювальних приладів визначаються за формулою, Вт:

$$Q_{ОСВ} = N_{ОСВ} \cdot k_{ОСВ} \cdot k_{В.\ ОСВ}, \tag{3.4}$$

де $N_{ОСВ}$ – сумарна потужність освітлювальних приладів, Вт;

$k_{ОСВ}$ – коефіцієнт показує, яка частина електроенергії переходить в теплоту, що нагріває повітря в приміщенні;

$k_{В.\ ОСВ}$.- коефіцієнт використання світильників.

У корпусі освітлення здійснюється переважно люмінесцентними

лампами, теплові надходження від яких за формулою 3.4 становлять:

$$Q_{OCB} = 8064 \cdot 0{,}6 \cdot 0{,}75 = 3628{,}8\ Вт.$$

Теплота від сонячної радіації поступає в приміщення крізь світлові отвори зовнішніх огорож, а також крізь зовнішні стіни і пласкі покрівлі. Теплонадходження від сонячної радіації крізь стіни незначні і їх можна не враховувати.

Кількість теплоти, внесеної до приміщення сонячною радіацією, залежить від географічної широти місця будівництва, пори року, орієнтації огорож за сторонами світу, матеріалів зовнішньої огорожі та ін.

Теплові надходження крізь вікна від сонячної радіації протягом опалювального періоду визначаються за формулою:

$$Q_c = \xi_в \cdot \varepsilon_в \left(F_{Пн} \cdot I_{Пн} + F_C \cdot I_C + F_{Пд} \cdot I_{Пд} + F_з \cdot I_з\right) + \xi_в \cdot \varepsilon_в \cdot F_{Пд\,д} \cdot I_{Пд\,д}, \quad (3.5)$$

де $\zeta_В$, $\zeta_{ЗЛ}$ – коефіцієнти, що враховують затінення світлового прорізу відповідно вікон і зенітних ліхтарів непрозорими елементами заповнення;

$I_{Пн}$, $I_C$, $I_{Пд}$, $I_З$ – середня величина сонячної радіації за опалювальний період (таблиця 3.5)[15], що поступає на вертикальні поверхні, при дійсних умовах хмарності, відповідно орієнтовані за чотирма фасадами будинку;

$I_Г$ – середня величина сонячної радіації за опалювальний період на горизонтальну поверхню при дійсних умовах хмарності;

$\varepsilon_В$, $\varepsilon_{ЗЛ}$ – коефіцієнти відносного проникнення сонячної радіації відповідно для світлопропускаючих заповнень вікон і зенітних ліхтарів, що приймаються за паспортними даними відповідних світлопрозорих конструкцій; мансардні вікна з кутом нахилу заповнень до горизонту 45° і більше варто вважати як вертикальні вікна, з кутом нахилу менш 45° - як зенітні ліхтарі;

$F_{Пн}$ , $F_С$ , $F_{Пд}$ , $F_З$ – площа світлових прорізів фасадів будинку, відповідно орієнтованих за чотирма напрямами світу, м$^2$;

$F_{ЗЛ}$ – площа світлових прорізів зенітних ліхтарів будинку, м$^2$.

Таблиця 3.5 – Середня величина сонячної радіації, кВт·год /м$^2$

| Характеристика скляної поверхні | Орієнтація поверхні | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Південь | | | | Південний схід Південний захід | | | | Схід Захід | | | | Північний схід Північний захід | | | |
| | Градуси географічної широти | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 35 | 45 | 55 | 65 | 35 | 45 | 55 | 65 | 35 | 45 | 55 | 65 | 35 | 45 | 55 | 65 |
| | Вікна з подвійним склінням (дві рами): | | | | | | | | | | | | | | | |
| з дерев'яними рамами | 128 | 145 | 145 | 169 | 99 | 128 | 145 | 169 | 145 | 145 | 170 | 170 | 76 | 76 | 76 | 70 |
| з металевими рамами | 163 | 186 | 186 | 210 | 128 | 163 | 186 | 210 | 186 | 186 | 210 | 210 | 93 | 93 | 93 | 93 |

Для того щоб визначити потужність теплонадходжень від сонячного випромінювання, розділимо отриману енергію на тривалість опалювального періоду (4536 год). Тоді теплонадходження від сонячної радіації для адміністративного корпусу за формулою 3.5 становитимуть:

$$Q_c = 0{,}75 \cdot 0{,}65 \cdot (21 \cdot 93 + 18 \cdot 186 + 30 \cdot 186 +$$
$$+9 \cdot 186 + 9 \cdot 76 + 9 \cdot 145) \cdot 10^3/4536 = 1{,}563 \text{ кВт},$$

Тоді сумарні теплові надходження в ліцеї становитимуть:

$$Q_{НАД} = 3663 + 3628{,}8 + 1563{,}095 = 8854{,}895 \text{ Вт}.$$

<u>Розрахунок втрат на вентиляцію</u>

Розрахуємо витрати теплоти на вентиляцію будинку. Так як висота приміщення не більше 3,5 м, тоді розрахунок ведемо за формулою :

$$Q_{\text{вв}} = 0{,}337 \cdot h \cdot F_n \cdot (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}) = 0{,}337 \cdot 3{,}3 \cdot 726 \cdot (20 + 18)) = 30680{,}614 \text{ Вт}$$

де $F_n$ – опалювальна площа, м$^2$;

$h$ – висота приміщення, м.

**Розрахункова теплова потужність:**

$$Q = Q_{\sum \text{ОК}} + Q_{\text{вв}} - Q_{\text{над}} = 99{,}421 + 30{,}68 - 8{,}854 = 121{,}247 \text{ кВт},$$

### 3.7 Оцінка ефективності роботи джерела теплової енергії

На території Долинського ЛВУМГ головним джерелом теплової енергії є котельня. Звітні данні за 2020 рік представлені в таблиці 3.6. Вироблена теплова енергія по статтям зображена на діаграмі (рисунок 3.6).

В котельні працюють 3 парові котли типу ДКВР-10-13-250 (рисунок 3.5). ККД котлів згідно паспортних даних становить 92%.

Рисунок 3.5 – Котел ДКВР-10-13-250

Таблиця 3.6 – Інформація щодо виробленої та спожитої теплової енергії на потреби Долинського ЛВУМГ у 2020 році

| Місяці року | Спожито газу котельнею КС всього, (тис.м3). | Спожито газу котельнею КС на виробничі потреби, пар, (тис.м3). | Спожито газу котельнею КС на не виробничі потреби, опалення, (тис.м3). | Вироблено тепл. ен. котельнею КС всього, (Гкал). | Вироблено тепл. ен. котельнею КС на виробничі потреби для пари, (Гкал). | Вироблено тепл. ен. котельнею КС невиробничі потреби для опалення, (Гкал). |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Січень | 337 | 337 | 79,996 | 2866,24 | 2308,707 | 557,533 |
| Лютий | 257,768 | 257,768 | 84,895 | 2356,106 | 1764,483 | 591,623 |
| Березень | 211,689 | 211,689 | 71,515 | 1947,494 | 1449,062 | 498,432 |
| Квітень | 152,866 | 153,736 | 40,326 | 1329,07 | 1052,67 | 276,4 |
| Травень | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Червень | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Липень | 105,99 | 105,99 | 0 | 738,718 | 738,718 | 0 |
| Серпень | 119,457 | 119,457 | 0 | 832,579 | 832,579 | 0 |
| Вересень | 128,848 | 128,848 | 36,479 | 1152,266 | 898,032 | 254,234 |
| Жовтень | 116,31 | 50,805 | 36,809 | 610,645 | 354,095 | 256,55 |
| Листопад | 127,365 | 94,654 | 47,062 | 987,722 | 659,71 | 328,012 |
| Грудень | 199,456 | 199,456 | 76,654 | 1916,007 | 1381,773 | 534,234 |
| За рік | 473,736 | 1659,403 | 473,736 | 14736,847 | 11439,829 | 3297,018 |

Рисунок 3.6 – Виробництво газу котельнею на виробничі та невиробничі потреби

### 3.8 Оцінка стану та ефективності систем обліку та моніторингу споживання теплової енергії на об'єкті

Система обліку енергоносіїв у корпусі представлена лічильниками:

- два електронних лічильника електроенергії типу NIK 2303 APT1, встановлені в трансформаторному пункті;
- лічильник теплової енергії типу CA97/2 D=20 мм №17153, встановлений в теплопункті корпусу;
- водолічильник типу ВСКМ-40, встановлений у насосній в підвалі корпусу.

### 3.9 Розроблення типових заходів з енергоефективності для суттєвих споживачів теплової енергії

#### 3.9.1 ЗЕЗ№1 Утеплення зовнішніх стін

Існуючий опір теплопередачі зовнішніх стін адміністративного корпусу не відповідає нормативним вимогам, і потребує модернізації.

$$R_{стін} = 0{,}767\ R_{q\,min} = 3{,}3\ \frac{м^2 \cdot К}{Вт};\ R_{q\,min} > R_{Ст}.$$

Проектуючи утеплення огороджувальних конструкцій потрібно підібрати матеріали для утеплення з певним коефіцієнтом теплопровідності і покласти їх певною товщиною, щоб досягти нормованого термічного опору.

Оскільки адміністративний корпус знаходиться на території управління магістрального газопроводу, то виникає ряд певних обмежень стосовно того який матеріал для утеплення можна застосовувати. Це викликано протипожежною безпекою. Тому в якості утеплюю чого матеріалу буде використовуватись негорюча мінеральна вата Rockwool – Fasrock 50, з $\lambda_{із.}$= 0,039 $\frac{Вт}{м \cdot {}^0 C}$ для утеплення зовнішніх стін (рисунок 3.7).

Щоб закріпити мінеральну вату по будівлі робиться каркас з метало-профілю квадратами 100×50 см. на що знадобиться 1488 м. профілю. По профілю в якості облицювального матеріалу використовуємо пластикову ПВХ вагонку.

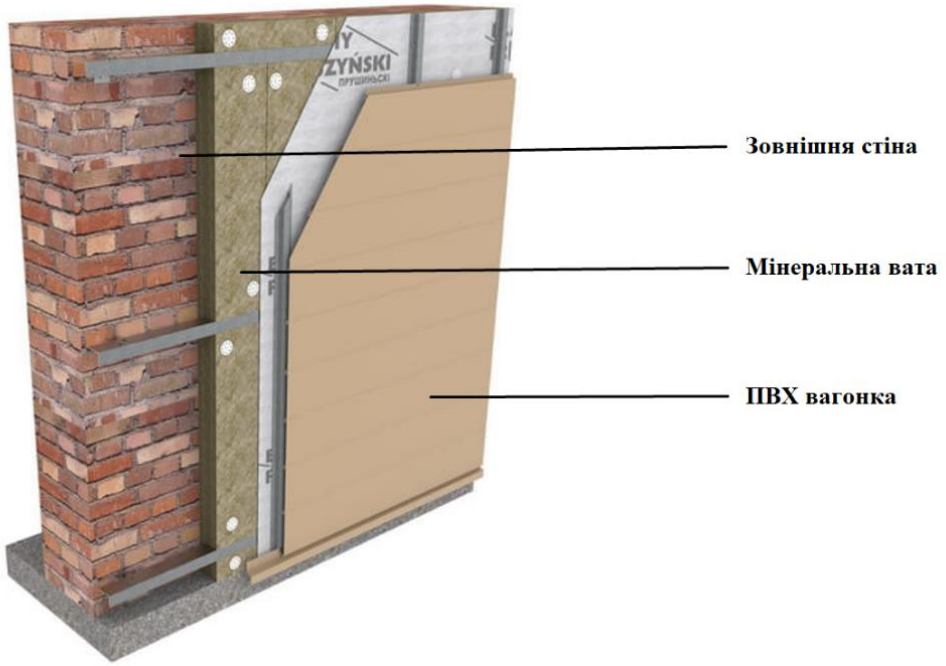



Рисунок 3.7 – Утеплення зовнішньої стіни мінеральною ватою

Основні складові зовнішніх стін:

- силікатна цегла на цементно-піщаному розчині $\rho$ = 1800кг/м3 з $\lambda$= 0,87$\frac{Вт}{м\,К}$ товщиною $\delta$= 0,51 м

- складний розчин (вапно, пісок, цемент) з $\lambda$ = 0,87$\frac{Вт}{м\,К}$ товщиною $\delta$=0,02 м;
- мінеральна вата $\lambda$= 0,039 $\frac{Вт}{м \cdot {}^0 C}$ і товщиною $\delta$= 0,15 м.

Опір теплопередачі

$$R_{стіни} = \frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta_{цемент}}{\lambda_{цемент}} + \frac{1}{\alpha_з} + \frac{\delta_{розчин}}{\lambda_{розчин}} + \frac{\delta_{мін.вата}}{\lambda_{мін.вата}} =$$

$$= \frac{1}{23} + \frac{0,51}{0,87} + \frac{1}{8,7} + \frac{0,02}{0,87} + \frac{0,15}{0,039} = 4,613 \frac{м^2 \cdot К}{Вт}$$

Коефіцієнт теплопередачі

$$К_{стіни} = \frac{1}{R_{стіни}} = \frac{1}{4,613} = 0,216 \frac{Вт}{м^2 \cdot °C}$$

де $\alpha_в$=8,7$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$ – коефіцієнт тепловіддачі із внутрішньої сторони будівлі згідно із ДБН В.2.6-31:2016[12];

$\alpha_з$=23 $\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$ – коефіцієнт тепловіддачі з зовнішньої сторони будівлі, згідно із ДБН В.2.6-31:2016[12];

Івано-Франківська область належить до І температурної зони. Для І зони, значення мінімального термічного опору для стін з ДБН В.2.6-31:2016[12]:

$$R_{q\,min} = 3,3 \frac{м2 \cdot К}{Вт};\ R_{q\,min} < R_{стіни}$$

Значення термічного опору відповідає нормативному.

Втрати теплоти через зовнішні стіни:

$$Q^{пд}_{з.ст} = 312 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0,05) \cdot 1 \cdot 0,216 = 2688,94 \text{ Вт};$$

$$Q^{зх}_{з.ст} = 120 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0,1) \cdot 1 \cdot 0,216 = 1083,456 \text{ Вт};$$

$$Q^{пн}_{з.ст} = 312 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0,15) \cdot 1 \cdot 0,216 = 2945,03 \text{ Вт};$$

$$Q^{сх}_{з.ст} = 120 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0,15) \cdot 1 \cdot 0,216 = 1132,704 \text{ Вт};$$

$$Q^{сум2}_{з.ст} = 2688,94 + 1083,456 + 2945,03 + 1132,704 = 7850,131 \text{ Вт}.$$

Існуючі втрати теплоти

$$Q_{з.ст}^{сум1} = 16220{,}786 + 6535{,}848 + 17765{,}623 + 6832{,}932 = 47355{,}19 \text{ Вт}$$

$$\Delta Q_{з.ст}^{сум} = 47355{,}19 - 7850{,}131 = 39505{,}059 \text{ Вт}$$

Річна економія енергії, Гкал/рік, з урахуванням коефіцієнту перерахунку (1 ккал/год = 1,163 Вт):

$$\Delta Q_{з.ст}^{рік} = \Delta Q_{з.ст}^{сум} \cdot \frac{t_в - t_{с.о}}{t_в - t_р} \cdot n \cdot 24 = 39505{,}059 \cdot \frac{18-0{,}4}{18-(-20)} \cdot 179 \cdot 24 \cdot \frac{10^{-6}}{1{,}163} =$$

$$= 67{,}587 \text{ Гкал/рік}$$

$t_{с.о}$ = 0,4°С, для Івано-франківської області

$n$ = 179 діб, для Івано-франківської області

Річна економія грошових витрат: індивідуальне опалення від котла з ККД 92% [16](паливо - природний газ з теплотворною здатністю $Q$н = 8000 ккал м3 )

Економія газу:

$$\Delta В = \Delta Q \cdot \frac{10^6}{Q_н \cdot \eta} = 67{,}587 \cdot \frac{10^6}{8000 \cdot 0{,}92} = 9183{,}083 \text{ м}^3$$

де $\eta$ – ККД котла ДКВР-10-13-250[16], долі %.

Економія коштів при вартості газу Ц = 8,56889 грн/м$^3$:

$$Е = \Delta В \cdot Ц = 9183{,}083 \cdot 8{,}56889 = 78688{,}83 \text{ грн/рік.}$$

Витрати на введення в експлуатацію

Ціна 1м$^2$ мінераловатної вати складає 240 грн, вартість арматурної сітки разом з штукатуркою на 1м$^2$ становить 80 грн. Вартість пластикової ПВХ вагонки становить 60 грн/м$^2$. Затрати на теплоізоляцію разом з вартістю робіт становитиме 500 грн/м$^2$.

Загальна площа стін $F_{стін}$ = 864 м$^2$. Тоді загальні витрати по впровадженню заходу дорівнюють:

$$B = Fстін \cdot Сроб, \quad (3.6)$$

$$B = 864 \cdot 500 = 432000 \text{ грн.}$$

Термін окупності

$$T = \frac{B}{\Delta E},$$

$$T = \frac{432000}{78688{,}83} = 5{,}48 \text{ років}$$

Захід має термін окупності в 5 років та 4 місяці.

Також проведено розрахунок за допомогою програми Microsoft Excel з урахуванням ставки дисконту, яка на 16.04.21 дорівнює 7,5%, та розраховано чисту приведену вартість NPV (збиток або прибуток після реалізації проекту з урахуванням знецінення грошей у часті).

Для розрахунку IRR, задамося ставкою дисконту, при якій NPV буде приблизно дорівнювати 0. Такою ставкою буде 13 %. Результати розрахунків наведено на рисунку 3.8. Час життя проекту рівний терміну експлуатації – 10 років.

| | | | | | | ставка дисконту 7,5% | | | ставка дисконту 13% | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Час життя проекту | Капітальні витрати, тис грн | Експлуатаційні витрати, тис грн | Економія, тис грн | Грошовий потік (cash flow), тис грн | Грошовий потік КУСУМ (Кумулятивний), тис грн | Коеф дисконту | Дисконтований грошовий потік | Дисконт грош потік КУСУМ | Коеф дисконту | Диск грошовий потік |
| 0 | 432000 | 0 | 0 | -432000 | -432000 | 1 | -432000 | -432000 | 1 | -432000 |
| 1 | | 0 | 78688,8 | 78688,83 | -353311,17 | 0,93023 | 73198,91163 | -358801 | 0,88496 | 69636,13 |
| 2 | | 0 | 78688,8 | 78688,83 | -274622,34 | 0,86533 | 68092,01082 | -290709 | 0,78315 | 61624,9 |
| 3 | | 0 | 78688,8 | 78688,83 | -195933,51 | 0,80496 | 63341,40541 | -227368 | 0,69305 | 54535,31 |
| 4 | | 0 | 78688,8 | 78688,83 | -117244,68 | 0,7488 | 58922,23759 | -168445 | 0,61332 | 48261,33 |
| 5 | | 0 | 78688,8 | 78688,83 | -38555,85 | 0,69656 | 54811,38381 | -113634 | 0,54276 | 42709,14 |
| 6 | | 0 | 78688,8 | 78688,83 | 40132,98 | 0,64796 | 50987,33377 | -62647 | 0,48032 | 37795,7 |
| 7 | | 0 | 78688,8 | 78688,83 | 118821,81 | 0,60275 | 47430,07793 | -15217 | 0,42506 | 33447,52 |
| 8 | | 0 | 78688,8 | 78688,83 | 197510,64 | 0,5607 | 44121,00272 | 28904,4 | 0,37616 | 29599,58 |
| 9 | | 0 | 78688,8 | 78688,83 | 276199,47 | 0,52158 | 41042,79323 | 69947,2 | 0,33288 | 26194,32 |
| 10 | | 0 | 78688,8 | 78688,83 | 354888,3 | 0,48519 | 38179,34254 | 108126 | 0,29459 | 23180,81 |
| | | | | | | NPV= | 108126,4995 | | NPV= | -5015,25 |
| | | | простий термін окупності 5 років 6 місяців | | | | | дисконт термін окупності 7 роки 4 місяців | | |
| | | | | 78688,83 | 12 | | | 44121 | 12 | |
| | | | | 38555,85 | x | | | 15216,6 | x | |
| | | | | | 5,879744304 | | | | 4,13861 | |
| | | | | | | | | | IRR | 12,7562 |

Рисунок 3.8 – Результати розрахунків NPV та IRR

### 3.9.2 ЗЕЗ№2 Утеплення даху

Існуючий опір теплопередачі даху адміністративного корпусу не відповідає нормативним вимогам, і потребує модернізації.

$$R_{дах} = 0{,}944\frac{м^2 \cdot К}{Вт};\ R_{q\,min} = 4{,}95\ \frac{м2 \cdot К}{Вт};\ R_{q\,min} > R_{дах};$$

Теплова ізоляція дозволить зменшити теплові втрати через перекриття останнього поверху. Використовувати в якості утеплювача будемо мінераловатні плити. Площа даху, яку необхідно вкрити тепловою ізоляцією складає 726 м$^2$. Пропонується теплоізоляція утеплювачем ISOVER (рисунок 3.9) з теплопровідністю 0,04 Вт/м·°С.

Рисунок 3.9 – Утеплювач ISOVER

Розрахунок ефективності утеплення:

Визначаємо необхідну товщину утеплювача ISOVER:

$$\delta_{УТ} = (R_O - R_{ДАХ}) \cdot \lambda_{ут}, \quad (3.7)$$

Підставляємо дані в формулу 3.7:

$$\delta_{УТ} = (4{,}95 - 1{,}493) \cdot 0{,}04 = 0{,}14 \text{ м.}$$

Визначаємо термічний опір дахового перекриття з утеплювачем ISOVER товщиною 0,14 м:

$$R_{дах} = \frac{1}{\alpha_в} + \frac{1}{\alpha_н} + \frac{\delta_{з/б}}{\lambda_{з/б}} + \frac{\delta_{керамзіт}}{\lambda_{керамзіт}} + \frac{\delta_{цемент}}{\lambda_{цемент}} + \frac{\delta_{руберойд}}{\lambda_{руберойд}} + \frac{\delta_{гідроіз}}{\lambda_{гідроіз}} + \frac{\delta_{утеп}}{\lambda_{утеп}} == \frac{1}{8{,}7} + \frac{1}{2{,}3} + \frac{0{,}22}{1{,}36} + \frac{0{,}12}{0{,}19} + \frac{0{,}05}{0{,}93} + \frac{0{,}016}{0{,}17} + \frac{0{,}002}{0{,}7} + \frac{0{,}14}{0{,}04} = 4{,}993 \ \frac{м2 \cdot К}{Вт}$$

Визначаємо коефіцієнт теплопровідності дахового перекриття після утеплення:

$$K_{ДАХ.УТ.} = \frac{1}{R_{ДАХ.УТ.}} = \frac{1}{4{,}993} = 0{,}2 \ \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

Після здійснення заходу розрахуємо економію теплоти:

$$\Delta Q_{ОГР}^{ДАХ} = (K_{ДАХ} - K_{ДАХ.УТ.}) \cdot F_{ДАХ} \cdot (t_{ВН} - t_{СР.О.}) \cdot n_o \cdot 24 \cdot 10^{-3}.$$

Підставивши дані в формулу маємо:

$$\Delta Q_{ОГР}^{ДАХ} = (0{,}669 - 0{,}2) \cdot 726 \cdot (18 - 0{,}4) \cdot 176 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 25313{,}141 \frac{кВт \cdot год}{рік} =$$

$= 21{,}765$ *Гкал.*

Економія газу:

$$\Delta B = \Delta Q \cdot \frac{10^6}{Q_н \cdot \eta} = 21{,}765 \cdot \frac{10^6}{8000 \cdot 0{,}92} = 2957{,}201 \text{ м}^3$$

де $\eta$ – ККД котла ДКВР-10-13-250[16], долі %.

Економія коштів при вартості газу Ц = 8,56889 грн/м$^3$[17]:

$$E = \Delta B \cdot Ц = 2957{,}201 \cdot 8{,}56889 = 25339{,}93 \text{ грн/рік.}$$

Витрати на введення в експлуатацію:

Ціна на утеплювач ISOVER складе 70 грн/м$^2$ [18]. Витрати на встановлення становитиме 80 грн/м$^2$ . Загальна площа даху 726 м$^2$.

$$T = \frac{B}{\Delta E},$$

$$T = \frac{726 \cdot (70 + 80)}{25339{,}93} = 4{,}29 \text{ років}$$

Захід має термін окупності в 4 роки та 3 місяці.

### 3.9.3 ЗЕЗ№3 Утеплення підлоги

Існуючий опір теплопередачі підлоги адміністративного корпусу не відповідає нормативним вимогам, і потребує модернізації.

$$R_{під} = 1{,}146;\ R_{q\,min} = 3{,}75\ \frac{м2 \cdot К}{Вт};\ R_{q\,min} > R_{під};$$

Теплова ізоляція дозволить зменшити наднормові втрати тепла через перекриття першого поверху над неопалювальним підвалом. Пропонується використовувати в якості утеплювача мінераловатні плити фірми BAUGUT (рисунок 3.9). Площа підлоги, яку необхідно вкрити тепловою ізоляцією складає 726 м$^2$.

Рисунок 3.10 – Мінераловатні плити BAUGUT

Розрахунок ефективності утеплення:

Визначаємо необхідну товщину утеплювача BAUGUT:

$$\delta_{УТ} = (R_О - R_{ДАХ}) \cdot \lambda_{ут}, \qquad (3.8)$$

Підставляємо дані в формулу 3.8:

$$\delta_{УТ} = (3{,}75 - 1{,}146) \cdot 0{,}04 = 0{,}11 \text{ м.}$$

Визначимо термічний опір підлоги з утеплювачем BAUGUT товщиною 0,11 м:

$$R_{підлоги} = \frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta_{бетон}}{\lambda_{бетон}} + \frac{\delta_{керамзит}}{\lambda_{керамзит}} + \frac{\delta_{розчин}}{\lambda_{розчин}} + \frac{\delta_{плитка}}{\lambda_{плитка}} + \frac{\delta_{утеп}}{\lambda_{утеп}} = \frac{1}{8{,}7} + \frac{0{,}15}{1{,}86} + \frac{0{,}07}{0{,}075} +$$

$$+ \frac{0{,}01}{0{,}93} + \frac{0{,}008}{1{,}1} + \frac{0{,}11}{0{,}04} = 3{,}896 \ \frac{м2 \cdot К}{Вт}$$

Визначаємо коефіцієнт теплопровідності дахового перекриття після утеплення:

$$K_{під.ут.} = \frac{1}{R_{підут.}} = \frac{1}{3{,}896} = 0{,}256 \ \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

Після здійснення заходу розрахуємо економію теплоти:

$$\Delta Q_{ОГР}^{під} = \left(K_{під} - K_{під.ут.}\right) \cdot F_{під} \cdot (t_{ВН} - t_{СР.О.}) \cdot n_o \cdot 24 \cdot 10^{-3}, \qquad (3.9)$$

Підставивши дані в формулу 3.9 маємо:

$$\Delta Q_{ОГР}^{під} = (0{,}872 - 0{,}256) \cdot 726 \cdot (18 - 0{,}4) \cdot 176 \cdot 24 \cdot 10^{-3} =$$

$$33247{,}11 \frac{кВт \cdot год}{рік} = 28{,}587\ Гкал.$$

Економія газу:

$$\Delta B = \Delta Q \cdot \frac{10^6}{Qн \cdot \eta} = 28{,}587 \cdot \frac{10^6}{8000 \cdot 0{,}92} = 3884{,}1\ м^3$$

де $\eta$ – ККД котла ДКВР-10-13-250[16], долі %.

Економія коштів при вартості газу Ц = 8,56889 грн/м$^3$[17]:

$$E = \Delta B \cdot Ц = 3884{,}1 \cdot 8{,}56889 = 33282{,}42\ грн/рік.$$

Витрати на введення в експлуатацію:

1 рулон мінераловатної плити складає 6 м$^2$ по ціні 450 грн[19]. На 726 м$^2$ площі підлоги нам потрібно 121 рулони, що складе 54450 грн. Укладання армосітки за 1м$^2$ 17 грн і того 12342 грн, ґрунтовки на 10164 грн. Витрати на роботу складають 11650 грн. Тоді загальні витрати складуть $B$ = 88588 грн.

Термін окупності

$$T = \frac{B}{\Delta E}, \tag{3.10}$$

$$T = \frac{88588}{33282{,}42} = 2{,}66\ років$$

Захід має термін окупності в 2 роки та 6 місяців.

### 3.9.4 ЗЕЗ№4 Заміна дерев'яних вікон

Вікна адміністративного корпусу виконані з подвійним склінням у дерев'яних та металопластикових склопакетах.

Опір теплопередачі дерев'яних вікон не відповідає нормативним вимогам.

Для І зони, значення мінімального термічного опору для вікон з ДБН В.2.6-31:2016[12]:

Дерев'яні вікна: $R_{дерев.в.} = 0{,}4 \frac{м^2 \cdot К}{Вт}$; $R_{q\ min} = 0{,}75 \frac{м2 \cdot К}{Вт}$; $R_{q\ min} > R_{дерев.в.}$;

Заміна на металопластикові вікна дозволить зменшити наднормові втрати тепла черезпрозорі конструкції. Площа вікон, які необхідно замінити складає 18 м$^2$.

Існуючі втрати при $K = 2{,}5\ \frac{Вт}{м^2 \cdot K}$:

$$Q_{в2}^{пн} = 9 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}15) \cdot 1 \cdot 2{,}5 = 983{,}25\ Вт,$$

$$Q_{в2}^{зх} = 9 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}1) \cdot 1 \cdot 2{,}5 = 940{,}5\ Вт,$$

$$Q_{дерев.в.}^{сум.існ} = 983{,}25 + 940{,}5 = 1923{,}75\ Вт,$$

Втрати після заміни на металопластикові вікна з $K = 1{,}33 \frac{Вт}{м^2 \cdot K}$

$$Q_{дерев.в.}^{пн} = 9 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}15) \cdot 1 \cdot 1{,}33 = 523{,}089\ Вт,$$

$$Q_{дерев.в.}^{зх} = 9 \cdot \big(18 - (-20)\big) \cdot (1 + 0{,}1) \cdot 1 \cdot 1{,}33 = 500{,}346\ Вт,$$

$$Q_{дерев.в.}^{сум.зам.} = 523{,}089 + 500{,}346 = 1023{,}435\ Вт,$$

$$\Delta Q_{дерев.в.}^{сум} = Q_{дерев.в.}^{сум.існ} - Q_{дерев.в.}^{сум.зам.} = 1923{,}75 - 1023{,}435 = 900{,}315\ Вт$$

Річна економія енергії, Гкал/рік, з урахуванням коефіцієнту перерахунку (1 ккал/год = 1,163 Вт):

$$\Delta Q_{з.ст}^{рік} = \Delta Q_{дерев.в}^{сум} \cdot \frac{t_в - t_{с.о}}{t_в - t_р} \cdot n \cdot 24 = 900{,}315 \cdot \frac{18 - 0{,}4}{18 - (-20)} \cdot 179 \cdot 24 \cdot \frac{10^{-6}}{1{,}163} =$$

$= 1{,}540$ Гкал/рік

$t_{с.о}$ = 0,4°С, для Івано-франківської області

$n$ = 179 діб, для Івано-франківської області

Річна економія грошових витрат: індивідуальне опалення від котла з ККД 92% [16](паливо - природний газ з теплотворною здатністю $Q$н = 8000 ккал м3 )

Економія газу:

$$\Delta B = \Delta Q \cdot \frac{10^6}{Q_н \cdot \eta} = 1{,}54 \cdot \frac{10^6}{8000 \cdot 0{,}92} = 209{,}281\ м^3$$

де $\eta$ – ККД котла ДКВР-10-13-250[16], долі %.

Економія коштів при вартості газу Ц = 8,56889 грн/м$^3$[17]:

$E = \Delta B \cdot$ Ц = 209,281 · 8,56889 = 1793,3 грн/рік.

Витрати на введення в експлуатацію:

Вартість заміни 8 деревяних вікон площою 2,25 м$^2$ на металопластикові включає в себе: ціну за металопластикові вікна (1 вікно

1748 грн) та монтажні роботи 180 грн/м$^2$. Тоді загальні витрати складуть В = 88588 грн.

Термін окупності

$$T = \frac{B}{\Delta E},$$

$$T = \frac{14024}{1793{,}3} = 7{,}8 \text{ років}$$

Захід має термін окупності в 7 років та 7 місяців.

### 3.9.5 ЗЕЗ№5 Промивка системи опалення

В системі опалення адміністративного корпусу, присутні забруднення в опалювальних пристроях. Наявність незначних відкладень в порожнинах труб тепломережі та опалювальних приладів призводить до зниження ефективності випромінювання теплової енергії опалювальним приладом на 40-60 %; слід передбачити роботи по очищенню системи опалення з метою підвищення ефективності її роботи;

Незначна розбалансованість системи, що може виникнути через зашлакованість (закупорування) опалювальних приладів та тепломережі, а також проведення перепланування системи без попереднього аналізу роботи системи опалення та розроблення проекту модернізації, призводить до зниження швидкості (а в деяких випадках до зупинки) циркуляції теплоносія в системі, що значно знижує ефективність роботи опалювальної системи в цілому; для підвищення ефективності роботи системи рекомендовано встановити балансувальні клапани;

З метою підвищення ефективності роботи системи опалення будівель необхідно провести хімічну чистку (внутрішнє промивання) опалювальних пристроїв та труб внутрішньої тепломережі, розробити проект по модернізації системи опалення.

За останні 16 років промивка системи опалення адміністративного корпусу не відбувалася. Отже в елементах системи опалення відклався накип

приблизною товщиною в 1мм, а коефіцієнт тепловіддачі відповідно зменшився на 10%.

Пропонується провести промивку системи опалення. При якісній очистці ми можемо видалити майже весь накип, в першу чергу іржу та бруд, а отже отримати економію в витраті теплоносія в 10%.

Розрахунок втрат

$\Delta Q = 0{,}1 \cdot Q_{рік} = 0{,}1 \cdot 1600 = 160$ Гкал.

$Q_{рік}$ – річні витрати теплової енергії адміністративного корпусу

Розрахунок економії

$E = \Delta Q \cdot 1654{,}41 = 160 \cdot 1616{,}48 = 258636$ грн/Гкал

де 1616,48 грн – діючий тариф на теплову енергію за 1 Гкал.

Витрати на введення в експлуатацію

Всього у місцях загального користування адміністративного корпусу 52 радіатори. Вартість очистки одного радіатора складає 450 грн.

Тоді:

$$B = 52 \cdot 450 = 23400 \text{ грн.}$$

Термін окупності

Розрахуємо простий термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{B}{E},$$

$$T_{ок}^{пр} = \frac{23400}{258636} = 0{,}09 \text{ року}$$

Захід є доцільним.

**Висновки до розділу**

В даному розділі було розглянуто основне теплоенергетичне обладнання Долинського ЛВУМГ,проаналізовано систему теплопостачання управління, розраховано тепловтрати адміністративного корпусу Долинського ЛВУМГ, через огороджувальні конструкції та вентиляцію, визначено місця найбільших втрат тепла, а саме через стіни, підлогу та дах.

Результати розрахунків енергозберігаючих заходів наведено в таблиці 3.7. З наведених результатів можна сказати,що впровадження заходів позитивно вплине на будівлю, зменшить теплові витрати і зекономить кошти на енергоресурси.

Таблиця 3.7 – Результати розрахунків енергозберігаючих заходів

| Назва заходу | Економія, грн/рік | Капітальні витрати, грн | Простий термін окупності, роки |
|---|---|---|---|
| Утеплення зовнішніх стін | 78688,83 | 432000 | 5,49 |
| Утеплення підлоги | 33282,42 | 88588 | 2,66 |
| Утеплення даху | 25339,93 | 108900 | 4,30 |
| Заміна вікон | 1793,3 | 14024 | 7,82 |
| Промивка системи опалення | 258636 | 23400 | 0,09 |
| ∑ | 403809,48 | 666912 | |

# 4 СИСТЕМА ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ ОБ'ЄКТУ

## 4.1 Оцінка відповідності стану існуючої на об'єкті системи енергетичного менеджменту вимогам ДСТУ ISO 50001:2020

ISO 50001 це стандарт, що забезпечує організації практичною настановою стосовно того, як відповідати вимогам пов'язаним зі створенням, використанням та підтриманням показників енергоефективності (ПЕЕ) та базових рівнів енергоспоживання (БРЕ) під час вимірювання рівня досягнутої енергоефективності та змін рівня досягнутої енергоефективності.

Для забезпечення роботи газотранспортної системи витрачається велика кількість енергоресурсів, зокрема електроенергія, природній газ та теплова енергія. З метою зменшення вартості транспортування та підвищення надійності роботи газотранспортної системи необхідне впровадження системи моніторингу енергетичної ефективності. Комплексні планові та позапланові обстеження, збір інформації, вимірювання технологічних параметрів, визначення місць витоків, негерметичності технологічних систем, теплоізоляція теплотрас та технологічного обладнання систем теплопостачання, вимірювання кількості спожитих та згенерованих енергетичних ресурсів, моніторинг ККД енергетичного обладнання, інструментальні вимірювання – всі ці заходи покликані для підвищення енергетичної ефективності та здійснюються в ході проведення енергетичних аудитів.

Проведемо оцінку стану існуючої системи енергоменеджменту на об'єкті. Створимо таблицю оцінювання стану за 5-бальною шкалою(таблиця 4.1) та за результатами побудуємо діаграму (рисунок 4.1).

Таблиця 4.1 – Попередня оцінка стану

| Питання | Оцінка | Назва пункту |
|---|---|---|
| Чи визначені цілі та завдання? | 3/5 | Цілі та завдання |
| Чи розроблений план дій? | 3/5 | План дій |
| Чи проводяться внутрішні аудити? | 3/5 | Внутрішній аудит |
| Чи існує система енергоменеджменту на об'єкті? | 2/5 | Система енергоменеджменту |
| Чи є потенціал у енергозбереженні? | 3/5 | Потенціал енергозбереження |
| Чи ведеться облік досягнутої енергоефективності? | 3/5 | Облік існуючого рівня |
| Чи зацікавлене керівництво у енергозбереженні? | 4/5 | Підтримка керівництва |

Рисунок 4.1 – Оцінка існуючої системи енергоменеджменту на підприємстві

На підприємстві система енергетичного менеджменту впроваджена на 3 бали з 5. Проводяться регулярні внутрішні обстеження, є достатній потенціал енергозбереження, керівництво зацікавлене в енергозбереженні, але системний підхід не на достатньому рівні.

## 4.2 Визначення базового рівня споживання електроенергії та показника(ів) енергоефективності на рівні всього об’єкту

Базовий рівень енергоспоживання характеризує та кількісно визначає рівень досягнутої енергоефективності організації протягом певного періоду часу.

На підприємстві впроваджена методика визначення базового рівня споживання енергоресурсів. Основними енергоресурсами є природний газ, електроенергія та теплоенергія. Розраховується нормування витрат на виробничо-технологічні потреби та на власні потреби ЛВУМГ.

Розрахунок нормативних витрат налічує велику кількість статей по кожному енергоресурсу. Для прикладу представлено загальні відомості про нормування витрат теплової енергії на Долинському ЛВУМГ[21].

Сумарні планові щомісячні витрати теплової енергії визначають за формулою:

$$Q = Q_{дпв} + Q_{тм} + Q_{тех}, \quad (4.1)$$

де $Q$ – сумарні планові щомісячні витрати теплової енергії, ГДж;

$Q_{дпв}$ – планові щомісячні витрати теплової енергії на допоміжні потреби виробництва, ГДж;

$Q_{тм}$ – планові щомісячні втрати теплової енергії в теплових мережах, ГДж;

$Q_{тех}$ – витрати теплової енергії на технологічні процеси, ГДж.

Обсяг відпущеної теплової енергії з джерел теплопостачання визначають згідно з приладовим обліком теплової енергії. В разі відсутності приладів обліку теплової енергії витрати теплової енергії визначають розрахунковим методом.

Кількість виробленою котельнею теплової енергії розраховують за формулою:

$$Q_{вир} = B_г \cdot Q_{тг} \cdot \eta_{сер.кот} \cdot 10^{-8}, \quad (4.2)$$

де $Q_{вир}$ – кількість виробленою котельнею теплової енергії, кДж;

$B_г$ – загальний використаний обсяг газу, приведений до стандартних умов, тис.м$^3$;

$Q_{тг}$ – середня за звітний період нижча теплотворна здатність газу за сертифікатом якості,кДж/м$^3$;

$\eta_{сер.кот}$ – середній ККД котельні, %.

Середній ККД котельні визначають за формулою:

$$\eta_{сер.кот} = \eta_{сер.к} - K_{вп}, \quad (4.3)$$

де $\eta_{сер.к}$ – середній ККД котлів у котельні, %;

$K_{вп.}$– показник, що враховує витрату палива на власні потреби котельні у відсотках від витрати палива на виробництво теплової енергії (для газових котелень з водогрійними котлами приймають $K_{вп}$ = 1%; для газових котелень з паровими котлами потужністю до 20 т/год $K_{вп}$ = 3%), %.

Середній ККД котлів у котельні визначають за формулою:

$$\eta_{сер.к} = \frac{\sum \eta к(i) \cdot Q к(i) \cdot \tau к(i)}{\sum Q к(i) \cdot \tau к(i)}, \quad (4.4)$$

де $\eta_к(i)$ – середній ККД $i$ котла, наведений у картах режимно-налагоджувальних і еколого-теплотехнічних випробувань, %;

$Q_к(i)$ – теплова потужність $i$ котла в котельні, кДж/год;

$\tau_к(i)$ – кількість годин роботи $i$ котла, год;

$N$ – кількість котлів.

За відсутності даних теплотехнічних випробувань ККД котла приймається на підставі їх паспортних значень згідно з додатком М.

Кількість виробленої теплової енергії за годину ($Q_{ут}$) утилізаторами визначають за формулою:

$$Q_{ут} = G_в \cdot ( t_{вихут} - t_{вхут}) \cdot C \cdot \rho_т, \quad (4.5)$$

де $G_в$ - витрата теплоносія, яку визначають згідно паспортних характеристик утилізатора або згідно паспортних характеристик циркуляційних насосів, що знаходяться в роботі, м$^3$/год;

$t_{вихут}$ - температура теплоносія на виході з утилізатору, °С;

$t_{вхут}$- температура теплоносія на вході в утилізатор, °С;

$C$ - питома теплоємність теплоносія, кДж/(кг·°С);

$\rho_т$ - середня густина теплоносія, кг/м$^3$.

### 4.3 Представлення «Енергетичної політики» підприємства

Енергетична політика ТОВ "Оператор газотранспортної системи України", до якого належить Долинське ЛВУМГ, спрямована на економію паливно-енергетичних ресурсів та постійне підвищення енергетичної результативності процесів транспортування природного газу.

Енергетична політика є основою для встановлення та аналізування цілей у сфері енергетичного менеджменту.

Основні зобов'язання у сфері енергетичного менеджменту:

- забезпечувати надійне транспортування природного газу, використовуючи енергоефективне устаткування та сучасні технології;
- дотримуватися вимог чинного законодавства, міжнародних угод, нормативних документів України і ТОВ "Оператор газотранспортної системи України" у сфері використання енергетичних ресурсів та енергоощадності;
- забезпечувати енергетичну результативність за рахунок модернізації устаткування, упровадження енергоощадних заходів та раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів;
- забезпечувати закупівлю продукції, послуг та устаткування з поліпшеними енергетичними характеристиками та проектування устаткування, що поліпшують енергетичну результативність;
- підвищувати обізнаність, інформованість та мотивацію персоналу з питань енергозаощадження, раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів та функціонування системи енергетичного менеджменту;
- забезпечувати доступність інформації про діяльність ТОВ "Оператор газотранспортної системи України" з енергоощадності і надання потрібних ресурсів для досягнення визначених цілей та завдань;
- забезпечувати впровадження, функціонування та постійне поліпшення енергетичної результативності та системи енергетичного менеджменту відповідно до вимог ISO 50001.

Дотримання положень Енергетичної політики є основою постійного поліпшення іміджу ТОВ "Оператор газотранспортної системи України", до якого належить Долинське ЛВУМГ, як компанії, орієнтованої на зменшення витрат паливно-енергетичних ресурсів та підвищення рівня енергетичної результативності виробництва.

Керівництво ТОВ "Оператор газотранспортної системи України" бере на себе відповідальність за реалізацію цієї Енергетичної політики[22].

### 4.4 Планування впровадження заходів з енергоефективності, запропонованих в розділах 2 та 3

Заходи з енергозбереження запропоновані в розділі 2 та 3 можна поділити на короткострокові (до 1 року), середньострокові та довгострокові (більше 3 років). Сформовано таблицю 4.2 по заходам з енергозбереження на підприємстві. Для рейтингування обрано простий термін окупності з метою об’єктивного оцінювання.

Таблиця 4.2 – План впровадження запропонованих заходів з енергозбереження

| Тип заходу | Захід з енергозбереження | Термін окупності, роки | Капітальні витрати, грн | Економія, грн/рік |
|---|---|---|---|---|
| Короткостроковий | Промивка системи опалення | 0,09 | 23400 | 258636 |
| | Компенсація реактивної потужності | 0,187 | 294358,9 | 1575470,8 |
| | Модернізація системи освітлення | 0,342 | 130900 | 383220,8 |
| Середньостроковий | Утеплення підлоги | 2,66 | 88588 | 33282,42 |
| Довгостроковий | Встановлення датчиків руху | 3,816 | 14432 | 3782,45 |
| | Утеплення даху | 4,3 | 108900 | 25339,93 |
| | Утеплення зовнішніх стін | 5,49 | 432000 | 78688,83 |
| | Заміна вікон | 7,82 | 14024 | 1793,3 |

В першу чергу доцільно впровадити короткострокові заходи для отримання швидкої економії. За умови достатнього фінансування впровадити заходити можна за перший рік.

**Висновки до розділу**

В даному розділі була проведена оцінка відповідності системи енергетичного менеджменту Долинського ЛВУМГ вимогам ДСТУ ISO 50001:2020[20], представлено енергетичну політику підприємства, представлено розрахунок базового рівня по витратам теплової енергії на підприємстві, розроблений план впровадження запропонованих, в попередніх розділах, заходів з енергозбереження.

Долинське ЛВУМГ прагне до впровадження найкращих міжнародних практик та належних механізмів корпоративного управління на шляху інтеграції з європейським газовим ринком та європейською мережею операторів газотранспортних систем.

# 5 ОЦІНКА МОЖЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ВТОРИННИХ ТА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ОБ'ЄКТІ

## 5.1 Загальні положення

Низькі показники енергоефективності традиційних систем теплозабезпечення (мереж централізованого опалення й гарячого водопостачання) призводять до невиправданих перевитрат палива. Тому із підвищенням екологічних вимог до виробництва теплової енергії, підвищенням цін на викопне паливо та зменшення частки природного газу в паливному балансі країни необхідність у застосуванні відновлюваних джерел енергії для потреб теплопостачання є особливо гострою. Поєднання традиційних котелень із установками, які використовують відновлювані джерела енергії (ВДЕ), може забезпечити відчутну економію органічного палива і зменшити гостроту природоохоронних і соціальних проблем у місцевостях, де відсутнє централізоване енергопостачання.

В Україні актуальною є задача утилізації променистої енергії Сонця видимого та інфрачервоного спектру для підвищення температури теплоносія в автономних опалювальних мережах − для обігріву помешкань та гарячого водопостачання, зокрема за допомогою інтегрованих колекторних установок з накопичувачами. Такі установки можуть слугувати ефективним і довговічним джерелом тепло забезпечення. Собівартість теплової енергії знижується завдяки технологічним зрушенням у побудові геліоколекторів. Використання сучасних сонячних колекторів дозволяє скоротити витрати на постачання гарячої води в середньому до 60÷70% за рік і на опалюванні до 30% щорічно з врахуванням зростання цін на енергоносії.

Розробимо захід по встановленню геліоколектора для нагрівання гарячої води, яка постачається в їдальню Долинського ЛВУМГ, що знаходиться в Івано-Франківській області.

### 5.2 Визначення кліматичних умов

Потенціал розвитку сонячних систем теплопостачання найперше залежить від рівня сонячного випромінювання та кількості сонячних днів в регіоні. Для України, показник середньорічної сонячної радіації коливається в межах від 800 до 1400 кВт·год./м$^2$ залежно від регіону (рисунок 5.1).

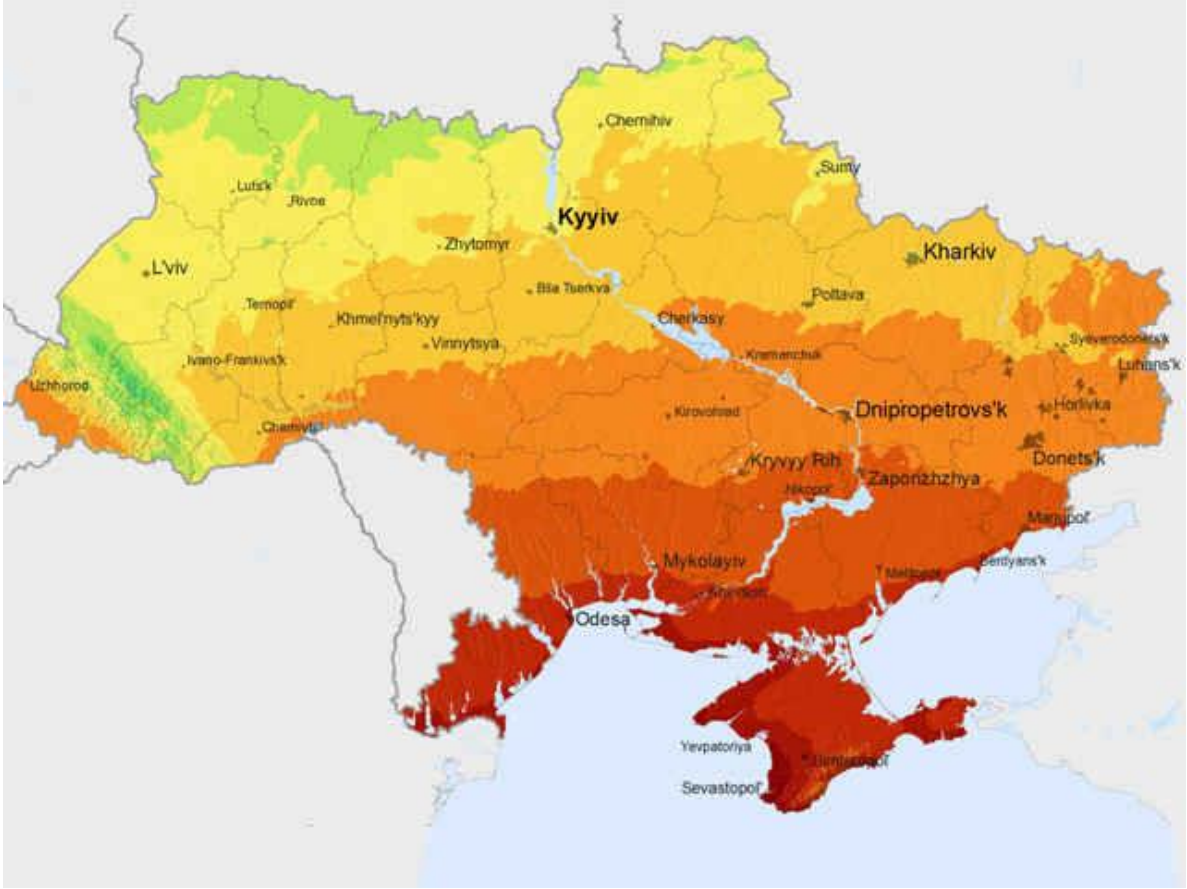



Рисунок 5.1 – Карта середніх річних показників сонячного випромінювання в Україні

Клімат Івано-Франківської області має перехідний характер від помірно теплого вологого Західноєвропейського до континентального Східноєвропейського. Клімат області помірно-континентальний. Територія області лежить в атлантико-континентальній кліматичній області і формується під переважаючим впливом вологих повітряних мас Атлантичного океану та

Середземного моря. Вторгнення арктичних повітряних мас з Північного Сходу взимку спричиняє різке зниження температури повітря, середземноморського повітря, з Південного Заходу влітку - підвищення температури повітря та інтенсивність посушливих явищ. Зима м'яка з середньою температурою січня - 5 °С, літо тепле з середньою температурою липня + 18° С. У Карпатах клімат суворіший і змінюється з наростанням висоти. Середні температури тут на 3-5°С нижчі ніж у перед-гірській зоні[23].

### 5.3 Визначення куту нахилу панелі

Розрахунок оптимального кута нахилу панелей рахуємо за формулою:

$$\text{Широта}^{\circ} * 0{,}76 + 3{,}1^{\circ} = \alpha_{\text{опт}}$$

Місто Івано-Франківськ знаходиться на 48,923 ширині, тому:

$$\alpha_{\text{опт}} = 48{,}923 * 0{,}76 + 3{,}1^{\circ} = 40{,}2814$$

Отже, ми розрахували оптимальний кут нахилу панелі колектора $\alpha_{\text{опт}} = 40{,}2814$ .

### 5.4 Кліматичні зони та температури

Клімат України — середній багаторічний режим погоди на території всієї держави. Один із природних ресурсів України. Клімат різноманітний і має суттєві відмінності в залежності від місцевості. Згідно з класифікацією кліматів Кеппена на території країни існують щонайменше 7 типів клімату, котрі традиційно об'єднують у чотири кліматичні зони: континентального клімату (D), помірного клімату (C), сухого клімату (B) та полярного клімату (E).

Кордони між різними кліматичними регіонами нечіткі й плавно перетікають з одного типу в інший, що зумовлено великою територією країни й переважно рівнинним рельєфом. Через глобальне потепління та його наслідки, клімат України постійно змінюється. Зона континентального клімату покриває більшу частину території України. Вона щороку суттєво зменшується в розмірах, поступаючись своїм місцем помірній та сухій зонам

клімату, які поширені лише на півдні країни. Зона полярного клімату трапляється виключно на найвищих вершинах Українських Карпат. Постійні зміни клімату в країні можуть спричинити довготривалі переміни в навколишньому середовищі та спричинити серйозні економічні й соціальні проблеми для населення держави.

Згідно мапи (рисунок 5.2) Івано-Франківська область входить до вологого континентального клімату зі спекотним літом. Щоб клімат місцевості відповідав цьому типові, середня температура її найтеплішого місяця року повинна бути нижче +22 °С. Зими за такого типу клімату є помірно холодними: середні температури січня для Західної України — -3…-5 °С, для Північної — -4…-6 °С. Січень і лютий зазвичай є місяцями з найнижчими температурами протягом року — деколи вони знижуються до -20…-25 °С, а в окремі роки короткостроково до -30 °С. Літо в місцевостях із таким кліматом тепле, не спекотне: середня температура найтеплішого літнього місяця на заході країни — +18…+20 °С, на півночі та на сході — +20…+21 °С). Деколи, однак, можливі короткострокові підвищення температур аж до +35 °С[24]. Кліматограма Івано-Франківської області зображена на рисунку 5.3.

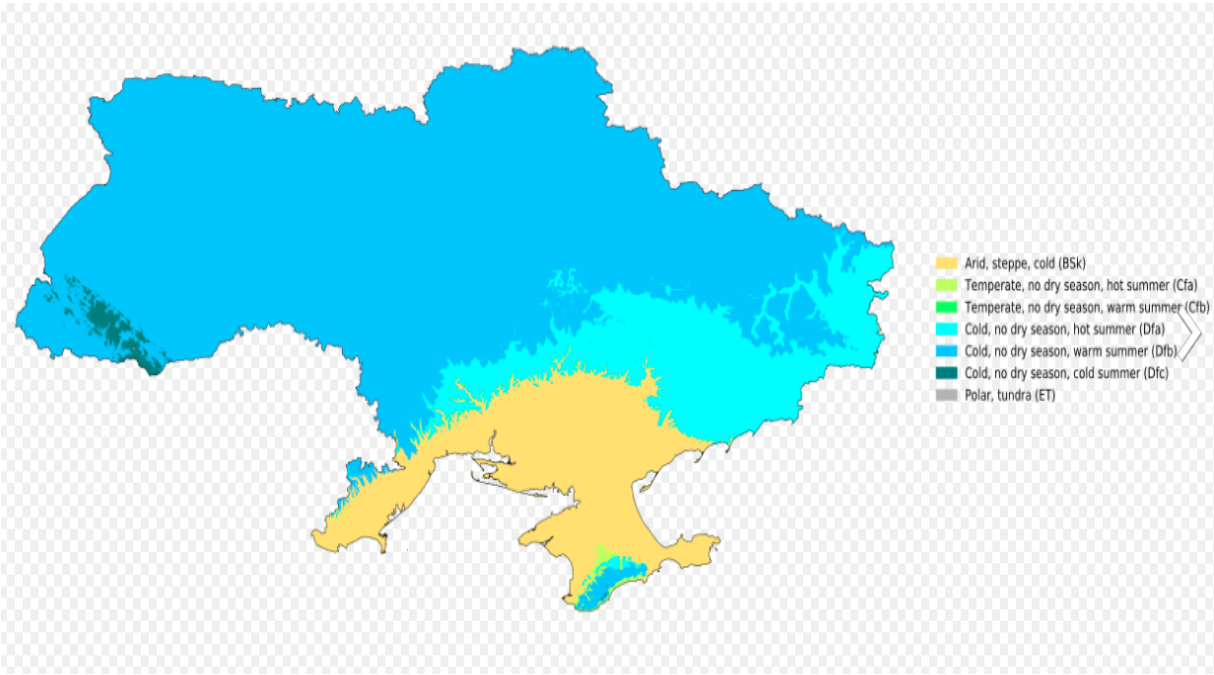



Рисунок 5.2 – Кліматична мапа України

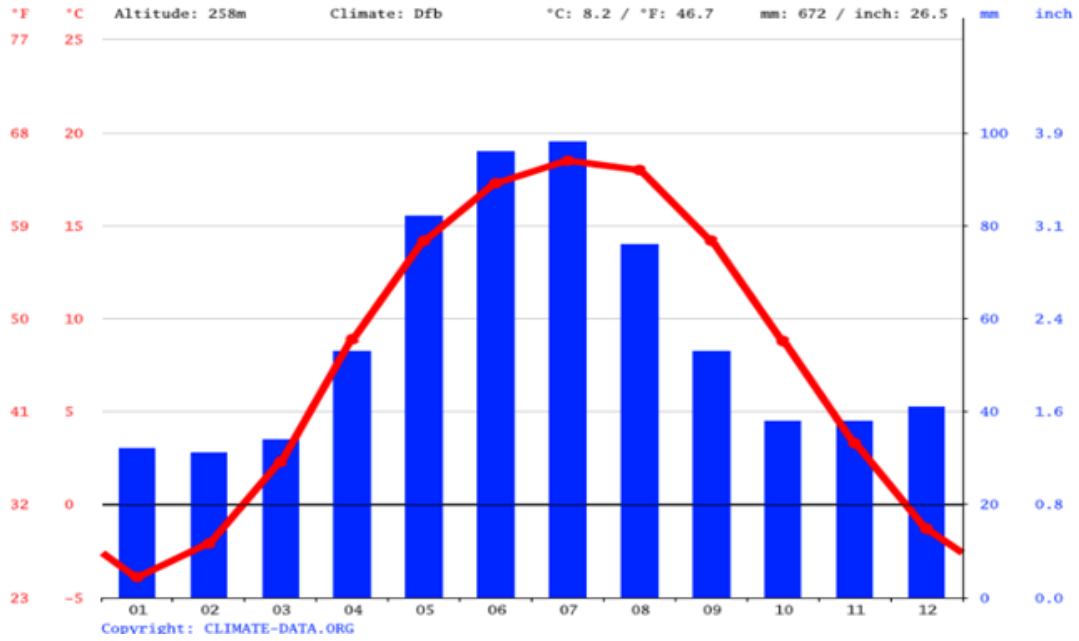



Рисунок 5.3 – Кліматограма Івано-Франківськ

### 5.5 Графік сонячної інсоляції

За допомогою сайту re.jrc.ec.europa.eu[25] ми можемо дізнатися та побачити річний графік сонячної інсоляції. Для цього нам потрібен кут нахилу панелі.

Розрахунок оптимального кута нахилу панелей рахуємо за формулою:

$$\text{Широта}^{\circ} \cdot 0{,}76 + 3{,}1^{\circ} = \alpha_{опт}$$

Місто Івано-Франківськ знаходиться на 48,923 ширині, тому:

$$\alpha_{опт} = 48{,}923 \cdot 0{,}76 + 3{,}1^{\circ} = 40{,}2814$$

Отже, ми розрахували оптимальний кут нахилу панелі колектора $\alpha_{опт} = 40{,}2814$.

Обираємо місто Івано-Франківськ та вводимо кут нахилу панелі. В результаті отримуємо рівень інсоляції міста Івано-Франківськ для нашого кута (рисунок 5.4)

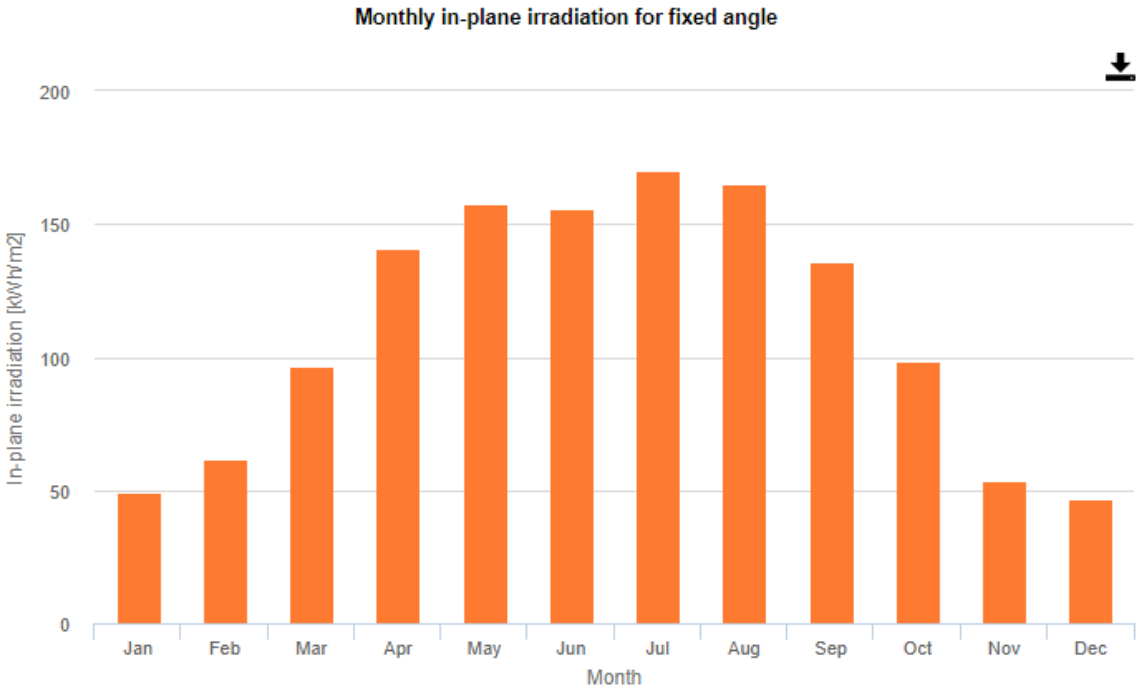



Рисунок 5.4 – Рівень інсоляції для міста Івано-Франківськ з кутом нахилу 40,2814

Також на цьому сайті[25] побудуємо пряме (променеве) нормальне опромінення (рисунок 5.5).

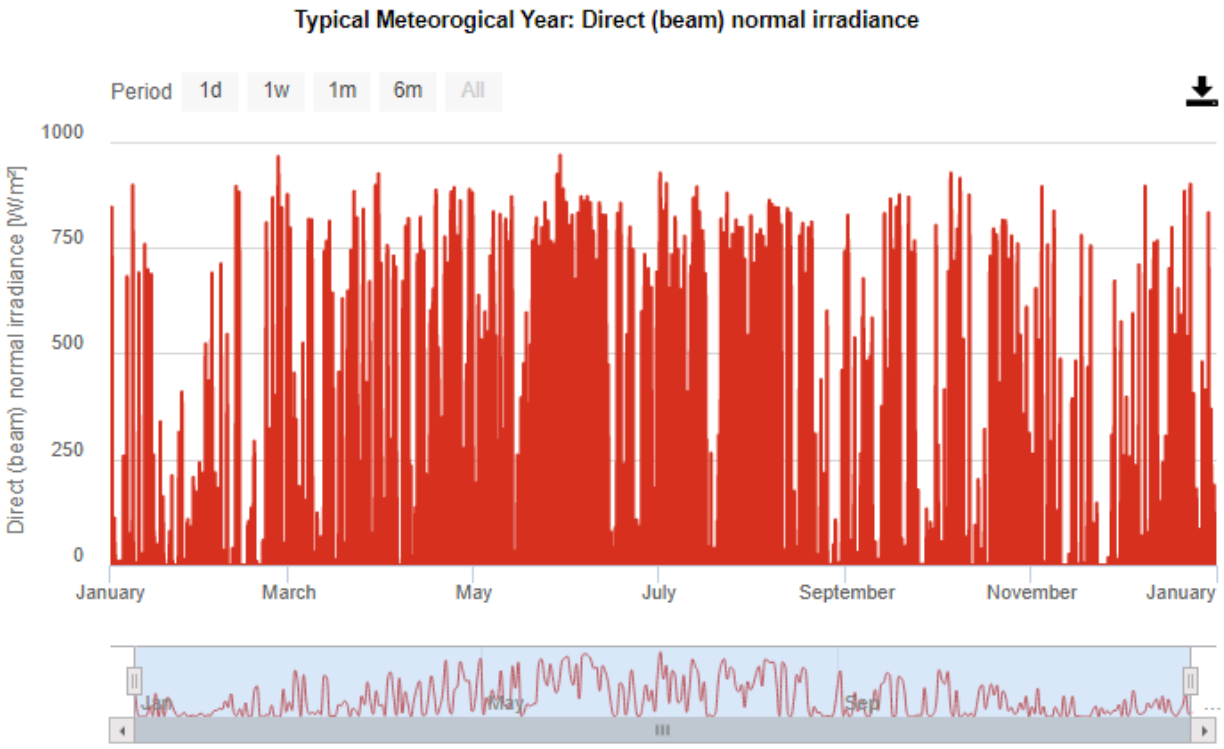



Рисунок 5.5 – Пряме нормальне опромінення

### 5.6 Теоретичний опис геліоколектора

Геліоколектор – це система, яка поглинає сонячну енергію і завдяки цьому нагріває теплоносій, наприклад, воду. Простота принципу роботи геліоколектора обумовлює простоту його елементів. Колектор складається з:

- плити-абсорбера, тобто матеріалу, який поглинає енергію;
- теплопровідної системи, в якій розміщується теплоносій;
- бака.

З огляду на такий елементарний набір елементів для працездатності геліоколектора, не складно здогадатися, що його ціна нижча, ніж, наприклад, електростанціїКлючові напрямки для застосування теплової енергії сонячних колекторів – це:

- опалення;
- гаряче водопостачання, а також підігрів води в басейнах;
- промислове використання.

Для обігріву будинку існує два типи систем – без і з сезонною акумуляцією енергії. Перші просто монтуються, не потребують великих вкладень, тому зустріти їх можна набагато частіше. Вони здатні перекрити до 25% витрат на обігрів будинку, особливо навесні і восени. Другі системи більш складні з технічної конструкції, але можуть забезпечити 80% енергії для опалювального сезону.

В залежності від принципу пристрою геліоколектори можуть бути:

а) Відкриті б) Вакуумні в) Плоскі.

Рисунок 5.6 – Типи сонячних колекторів

Відкриті являють собою поверхню, нічим не перекриту, з матеріалу, який характеризується високим рівнем поглинання енергії сонця. Використовуються для підігріву води в басейнах і частіше на півдні України. Головний недолік відкритих колекторів - обмеження в областях застосування.

Вакуумні колектори – це щось схоже на термос. Головною частиною їх структури є ряд скляних трубок. Це не звичайні трубки, а подвійні, між якими знаходиться вакуум для якісної теплоізоляції. Завдяки цьому використовується 95% енергії. До плюсів колектора належить доступність установки в країнах з помірним чи холодним кліматом (він працює навіть при -30 º С). Ключовий недолік – значна сума початкових інвестицій. Плоскі колектори зараз займають лідируючі позиції завдяки оптимальним показникам ефективності, довговічності і прийнятною ціною.

Плоскі колектори мають іншу конструкцію. Це проста панель з абсорбера, зверху з прозорим покриттям, найкраще із загартованого скла. Як його плюси, так і недоліки пов'язані з зимовим періодом року. Він здатний до самоочищення від снігу та інею, що є безсумнівним плюсом, але в той же час, його результативність в холодний сезон значно падає.

Переваги геліоколектора:

- незалежність від централізованих постачальників тепла;
- менші витрати на оплату опалення або гарячої води;
- відсутність шкоди для природи;
- відсутність необхідності спеціального обслуговування;
- довговічність.

Недоліки геліоколектора:

- залежність від погоди;
- сезонність показників виробітку;
- висока початкова вартість проекту;
- можливі складнощі з установкою габаритних систем.[26]

### 5.7 Визначення навантаження на ГВП

Об’єкт для якого виконуються ТЕО є їдальня на 37 людей. Для того щоб визначити навантаження на ГВП нам потрібно звернутися до ДБН 2.5 – 64 (таблиця Е.1 додатку Е).

$$Q_T^h = 12 \text{ л/добу}$$

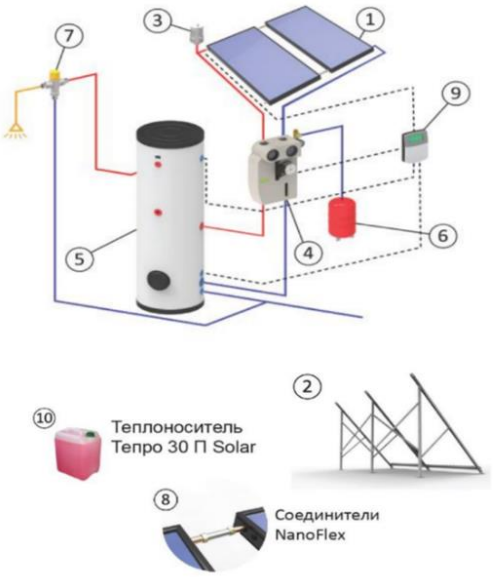
Так як їдальню відвідують 37 працівників:

$$Q_T^h = 12 \cdot 37 = 444 \text{ л/добу}$$

Отже, ми дізналися скільки нам потрібно літрів гарячої води на добу. Перейдемо до наступного етапу.

### 5.8 Вибір геліоколектору та перевірка

Через каталог «Atmosfera» обираємо геліоколектор об’ємом на 500 літрів (таблиця Е.2 додатку Е). Вартість обладнання: 3766 $. Детально розберемо складові нашого геліоколектора рисунок 5.7.




| | |
|---|---|
| 1 | Плоский солнечный коллектор СПК-2m2 |
| 2 | Крепления на наклонную крышу для 2-х коллекторов |
| 3 | Автоматический воздухоотводчик + кран |
| 4 | Насосная группа, 3/4" 2-12 l/min Grundfos Solar 15-65 |
| 5 | Бак накопительный ATMOSFERA (Польша) 200л., 2т/о |
| 6 | Бак расширительный СР 18л 3/4" |
| 7 | Крепление расш. бака 3/4" |
| 8 | Контроллер для солнечный систем СК91 |
| 9 | Жидкость для гелиосистем ТЕПРО-30П Солар |
| 10 | Трубопровод гофртрованный Nanoflex DN16 |
| 11 | Крестовина 3/4" с гильзой для датчика |

Рисунок 5.7 – Принципова схема геліосистеми

Для того, щоб перевірити геліоколектор нам потрібно порівняти кількість тепла на одиницю площі, яку потребує колектор, із кількістю тепла, яка виробляється в нашому регіоні. Якщо в регіоні виробляється більше

тепла ніж того потребує колектор, то це означає, що колектор може бути встановлений в нашому районі.

$$\frac{Q_{\text{гел.}}}{S_{\text{гел.}}} < Q$$

$Q_{\text{гел.}}$ – кількість тепла, що виробляє геліосистема, в нашому випадку дорівнює 4,0 кВт·год (рисунок 5.8).

$S_{\text{гел.}}$ – Монтажна площа на похилу поверхню, дорівнює 8,8 м$^2$ (таблиця Е.2 додатку Е).

$Q$ – кількість тепла, що виробляється в нашому регіоні (рисунок 5.9).

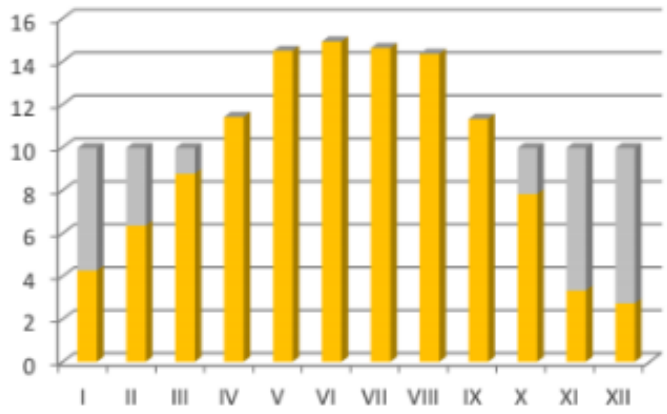



Рисунок 5.8 – Потужність системи сонячних колекторів

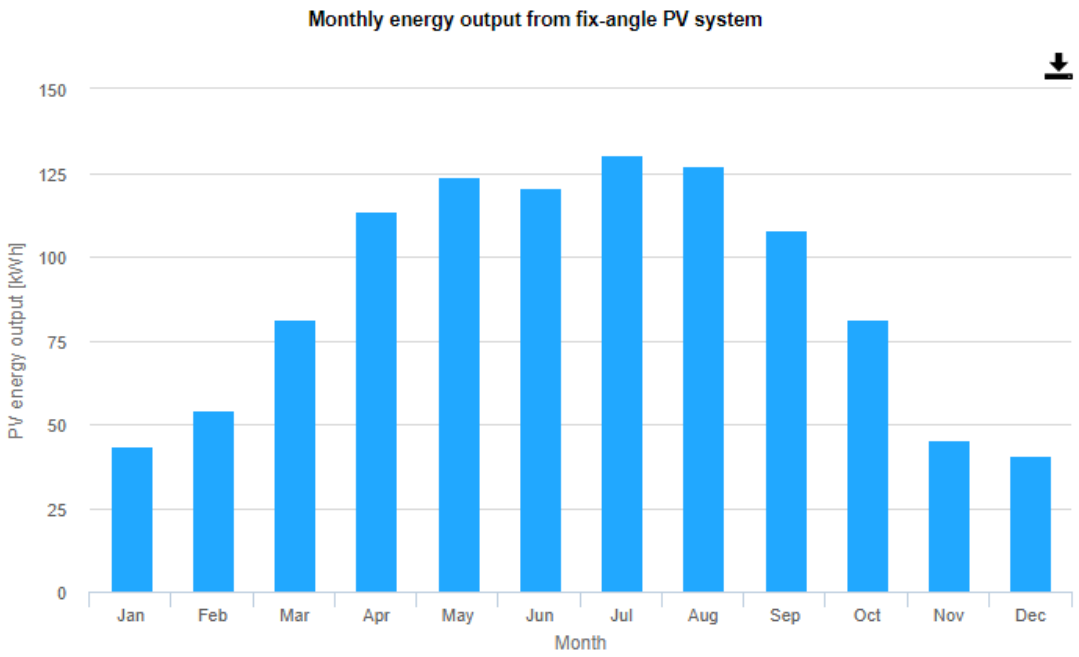



Рисунок 5.9 – Рівень сонячної інсоляції в Івано-Франківській області

Отже, зробимо перевірку (для січня):

$$\frac{4,0}{8,8} < \frac{43,62}{30}$$

$$0,454 < 1,454 \text{ кВт*год}$$

Як бачимо обрана геліоколекторна система нам підходить. Отже колектори відповідають умовам припустимої сонячної інсоляції.

Додаткову перевірку обраної геліоколекторної системи здійснюємо порівнянням розрахункового довантаження на ГВП на об'єкті та у паспорті обраної системи:

$$\text{A} = \text{C} \cdot m \cdot \Delta t = \frac{1,1676 \cdot 500 \cdot 365 \cdot 45}{1000} = 9588,915 \ \frac{\text{кВт·год}}{\text{р}}$$

$$A_{\text{Г}} = \text{A}_{\text{c}} = 6976 \text{ кВт год / р}$$

$$A_{Г} < \text{A}$$

Іншу частину теплового навантаження покриє бойлер чи централізоване ГВП.

**5.9 Фінансові розрахунки**

Згідно комерційної пропозиції (таблиця Е.2 додатку Е), капітальні витрати складаються з:

1. Вартість основного обладнання системи: 27,66 · 3766 $ = 104167,56 грн (при курсі 1 до 27,66)
2. Додаткові матеріали 10%
3. Монтажні роботи 15%

Отже, капітальні витрати становлять: 130209,45 грн

Згідно сайту https://bank.gov.ua/ua/monetary/stages/archive-rish облікова ставка Національного банку становить 6,5%

Згідно сайту https://bankchart.com.ua/spravochniki/indikatory_rynka/tarify_na_goryachu_vodu/6 тариф на гаряче та на холодне водопостачання в Івано-Франківській області становить 82,83 грн/м$^3$ та 25,248 грн/м$^3$ відповідно.

Експлуатаційні витрати приймаємо 1% від капітальних, інфляцію рівну 10%, термін експлуатації 20 років.

Провівши фінансовий розрахунок (таблиця Е.3, Е.4 додатку Е) ми бачимо, що термін окупності перевищує 20 років. Економія недостатньо велика, щоб покрити капітальні витрати. З фінансової точки зору проект не є вигідним.

**Висновки до розділу**

В ході виконання 5-го розділу, було проведено аналіз кліматичних умов Івано-Франківської області, досліджено кліматичні зони та температури України, виведено графіки інсоляції та прямого опромінення Івано-Франківської області за допомогою сайту re.jrc.ec.europa.eu, виконано техніко-економічний розрахунок геліоколекторів, розраховано навантаження на систему гарячого водопостачання.

За результатами розрахунків (таблиці Е.3 та Е.4 додаток Е ) для їдальні на 37 людей в Івано-Франківській області отримано висновок, що встановлення геліоколекторної установки є невигідним і термін окупності становить більше 20 років.

# 6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА

## 6.1 Тема та загальні положення

Тема: Оцінювання небезпек та визначення ризиків виникнення надзвичайних ситуацій на магістральних газопроводах

Прикладами надзвичайних ситуацій є: аварійні ситуації та аварії, ситуації техногенного та природного походження, терористичний акт, бойові дії, пандемія тощо.

Основною метою керування ризиками на робочих місцях є усунення або зниження рівня ризику відповідно до принципу ALARP («as low as reasonably practicable» – «настільки низький, наскільки це практично доцільно»).

«Ідентифікація небезпек та оцінювання ризику» є процесом, який має постійний і превентивний характер та складається з наступних етапів:

1. Планування та організація робіт;
2. Ідентифікація небезпек;
3. Аналізування ризику;
4. Оцінювання ризику;
5. Обробляння ризику;
6. Моніторинг та аналізування.

До можливих небезпек на обєктах магістрального газопроводу відносять:

- розгерметизація ділянки трубопроводу, що супроводжується витіканням природного газу в навколишнє середовище;

- розрив ділянки трубопроводу, що супроводжується вибухом газу без займання;

- розрив ділянки трубопроводу, що супроводжується вибухом газу з займанням (виникненням пожежі);

### 6.2 Планування та організація робіт.

Роботу з ідентифікації небезпек та оцінювання ризику проводить робоча група, що призначається наказом ЛВУМГ. В групу входять: керівник робочої групи, керівники структурних підрозділів, інженерно-технічний персонал структурних підрозділів, представник трудового колективу з питань охорони та безпеки праці, один (або декілька) кваліфікованих працівників, що працюють за професією та/або виконують певний вид робіт на робочому місці постійно або періодично.

### 6.3 Ідентифікація небезпек.

Ідентифікацію небезпек спрямовано на визначення та облік усіх джерел (чинників) небезпеки, ситуацій чи дій (або їх поєднання), які пов'язані з діяльністю працівників на робочому місці і несуть потенційну загрозу з точки зору людських травм або погіршення стану здоров'я.

Ідентифікацію небезпек та оцінювання ризиків у структурних підрозділах Товариства виконує робоча група. Для зручності робота по ідентифікації небезпек розподілена на два етапи.

На першому етапі робоча група має визначити сферу діяльності структурного підрозділу, а саме: склад працівників структурного підрозділу відповідно до штатного розпису (керівники, професіонали, фахівці, працівники основних професій тощо); всі виробничі завдання, робочі місця та види робіт (технологічні процеси/операції), які виконуються працівниками постійно (звичайні) або періодично (незвичайні). Вся ця інформація заноситься у «Перелік професій, видів робіт та робочих місць структурного підрозділу» (далі – Перелік), форму якого наведено у на рисунку Ж.1 додатку Ж. Перелік зберігається у керівника структурного підрозділу.

На другому етапі робоча група почергово розглядає інформацію з Переліку та заповнює відповідну кількість бланків «Форма ідентифікації

небезпек та оцінювання ризику» (далі – Форма), яку наведено на рисунку Ж.2 у додатку Ж.

У процесі заповнення кожної Форми робоча група має провести додатковий збір інформації за професіями, видами робіт, виробничим процесам та робочим місцям структурного підрозділу, здійснивши наступні дії:

а) провести спілкування з фахівцями, які мають необхідні знання про виробничі процеси, завдання або системи.

б) провести спостерігання за поведінкою та методами виконання роботи працівниками, розглянути та проаналізувати основні причини небезпечної поведінки, подумати про можливі небезпеки та постаратися зрозуміти, що є тими джерелами (чинниками) небезпеки, процесами або речовинами, які могли б травмувати або завдати шкоду здоров'ю працівників і інших зацікавлених осіб;

в) під час заповнення Форми важливо знайти відповіді на наступні питання:

– Які небезпеки виникають в діяльності на робочому місці?

– Що є причинами небезпеки?

– Де проявляється небезпека?

– На кого може впливати небезпека?

– За яких умов чи в яких ситуаціях можуть постраждати працівники (або інші особи, які можуть бути присутніми – персонал, підрядники, відвідувачі, інші)?

г) розглянути документацію вимог безпеки: до технологічного процесу, виробничого обладнання, інструментів і пристроїв, небезпечних речовин, що застосовуються при виконанні відповідних робіт, а також вимог безпеки, що містяться в експлуатаційній та ремонтній документації і в технологічному регламенті[27];

д) розглянути інформацію попередньої оцінки ризиків (якщо проводилась);

е) інформацію про інциденти та результати розслідування інцидентів за останні 3 роки;

ж) розглянути повідомлення від зацікавлених сторін, у тому числі скарги працівників на умови праці або пропозицій щодо їх поліпшення.

Ідентифікуючи небезпеки робоча група має враховувати, як звичайні види діяльності та ситуації, так і незвичайні.

### 6.4 Аналізування ризику

Аналізування ризику забезпечує вхідну інформацію для оцінювання рівня ризику згідно встановлених критеріїв та подальшого прийняття рішення стосовно потреби обробляння ризику (висновку щодо прийнятності або необхідності впливу на ризик та визначення засобів контролю). Аналізування ризику полягає у визначенні важкості наслідків та ймовірності виникнення небезпечної події, що потенційно може призвести до інциденту, враховуючи наявність і результативність засобів контролю.

Робоча група проводить аналізування ідентифікованої небезпеки та визначає категорію важкості (*B*) можливого наслідку від негативного впливу джерела небезпеки за таблицею К.1, наведеною у додатку К. При визначенні категорії важкості наслідків (*B*) слід враховувати найгірший, але максимально правдоподібний результат негативного впливу джерела небезпеки.

Після визначення важкості наслідків (*B*), необхідно визначити рівень ймовірності (*I)* виникнення небезпечної події, що може призвести до інциденту, враховуючи наявність і результативність засобів контролю ризику. Ймовірність (*I*) визначають за таблицею К.2, наведеною у додатку К. Всі визначені показники після проведеного аналізування вносять у відповідні стовбці Форми та виконують розрахунок рівня ризику за формулою:

$$P = I \cdot B,$$

де $P$ – рівень (величина) ризику, пов’язаного з визначеною небезпекою;

$I$ – ймовірність виникнення небезпечної події;

$B$ – важкість наслідків.

Рівень ризику визначають за матрицею наведеною у таблиці К.3 додатку К, в якій по вертикалі розташована шкала ймовірності виникнення небезпечної події (внаслідок впливу небезпек) (*I*), а по горизонталі – шкала важкості наслідків (*B*). Точка перетину ймовірності виникнення небезпечної події і важкості наслідків є значенням рівня ризику. Якщо точка перетину потрапляє в зелену зону, то рівень ризику «низький», в жовту – рівень ризику «середній», в червону – «високий»[28].

### 6.5 Оцінювання ризику

Оцінювання ризику забезпечує отримання інформації на доказовій основі для прийняття обґрунтованих рішень щодо потреби у оброблянні конкретного ризику.

Використовуючи у якості вхідних даних показники рівня ризику (отримані за таблицею К.3 додатку К) робоча група визначає категорію ризику за таблицею К.4 додатку К.

Ризики, які було віднесено до категорії «низький» вважаються «прийнятними», допустимими і керованими відповідно до існуючих засобів контролю ризику.

Ризики, які було віднесено до категорії «середній» вважаються «прийнятними», але потребують додаткового аналізу з боку робочої групи та прийняття рішення щодо потреби у зниженні рівня ризику відповідно до принципу ALARP («настільки низький, наскільки це практично доцільно»).

Всі ризики, які віднесено до категорії «високий», є «неприйнятними» та потребують обробляння, тобто оперативного впровадження додаткових ефективних засобів контролю та зниження категорії ризику до «прийнятний».

Рішення щодо припинення (заборони) діяльності на конкретному робочому місці, де встановлено ризики, які було віднесено до категорії «високий» («неприйнятний»), приймає керівник структурного підрозділу, за погодженням головного інженера на його рівні керування.

### 6.6 Оброблення ризику

Для ризиків, які було віднесено до категорії «неприйнятний», робоча група та керівник структурного підрозділу мають визначити необхідні засоби контролю для зниження рівня ризику до категорії «прийнятний». Засоби контролю визначають та впроваджують за принципом ієрархії зверху вниз – від найбільш ефективних до менш ефективних засобів контролю зниження ризику. Принцип ієрархії впровадження засобів контролю наведено на рисунку 6.1.

Рисунок 6.1 - Принцип ієрархії впровадження засобів контролю

При застосуванні принципу ієрархії впровадження засобів контролю ризику потрібно звернути увагу на витрати фінансів та часу на їх впровадження, ризику зниження корисності та надійності наявних засобів контролю, а також можливості утворення нових ризиків.

### 6.7 Моніторинг та аналізування

Метою проведення моніторингу функціювання процесу ідентифікації небезпек та оцінювання ризику є:

– отримання вхідних даних для проведення аналізування найвищим керівництвом ефективності функціонування СМБП;

– оцінювання результативності та адекватності засобів контролю ризику на робочих місцях Товариства;

– отримання інформації для постійного поліпшування процесу ідентифікації небезпек та оцінювання ризику.

### 6.8 Аварійність на магістральних газопроводах

У багатьох європейських країнах ведуться офіційні статистичні дані щодо кількісних змін як загальної довжини газопроводів, так і кількості аварій протягом певного періоду. Однак в Україні велика частина цієї інформації є конфіденційною і, відповідно, закритою для громадськості або записується тільки на місці на підприємстві.

Проаналізуємо статистичні дані про аварії на газопроводах, щоб побачити чіткий опис причин аварій. Для цього аналізу скористаємось данними 11-го звіту European Gas Pipeline Incident Data Group[29] (Далі – EGIG), яка проводить дослідження аварій на газопроводах, за загальними показниками аварій на магістральних газопроводах деяких європейських країн.

На графіку (рисунок 6.2), спостерігається тенденція до збільшення довжини магістральних трубопроводів EGIG. Станом на 2010 рік протяжність газопроводів становить більше 140 000 км. Насправді ця статистика охоплює близько 50% всіх газопроводів Європи. Протяжність магістральних газопроводів України становить понад 38 тис. км, нафтопроводів - близько 5 тис. км.

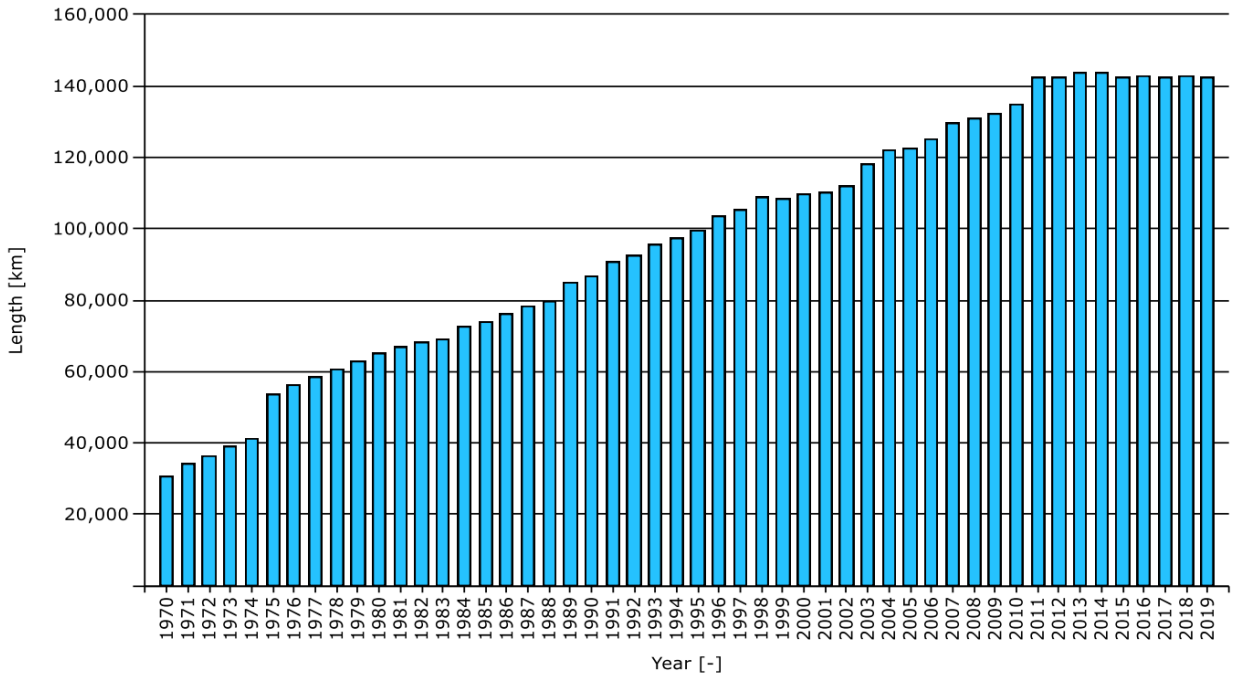



Рисунок 6.2 – Загальна довжина газотранспортної мережі EGIG

На рисунку 6.3 наведено графік кількості аварій при експлуатації магістральних трубопроводів протягом 49 років, демонструє тенденцію до зниження.

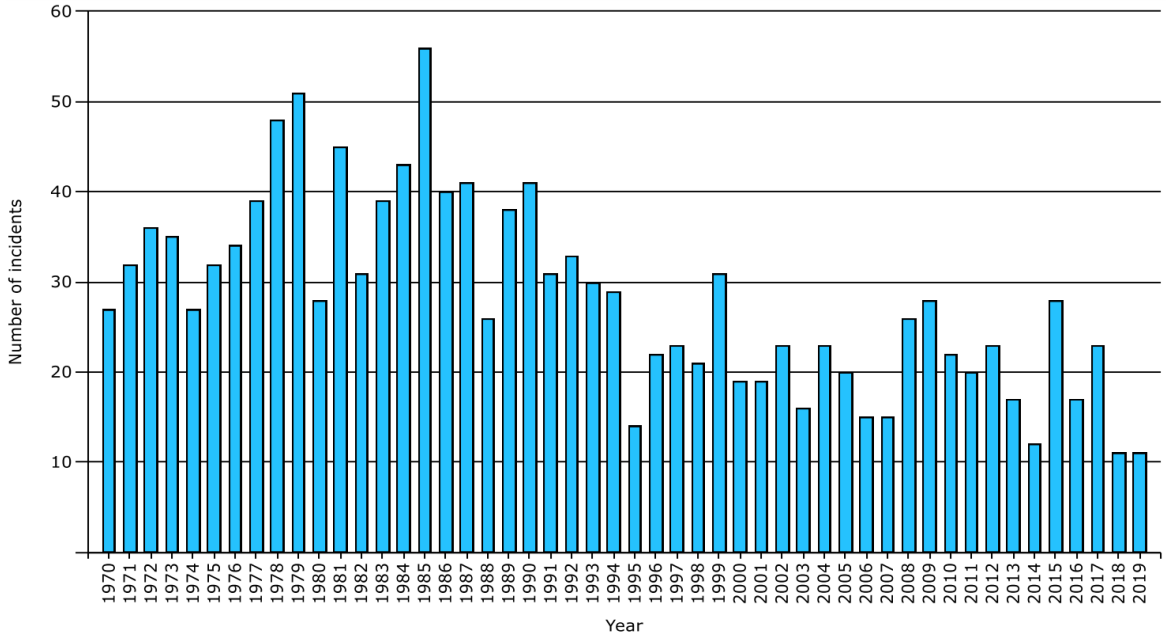



Рисунок 6.3 – Динаміка кількості аварій газотранспортної мережі EGIG

Статистика аварій на трубопроводах розподіляється відповідно до причин їх виникнення і наочно представлена на рисунку 6.4.

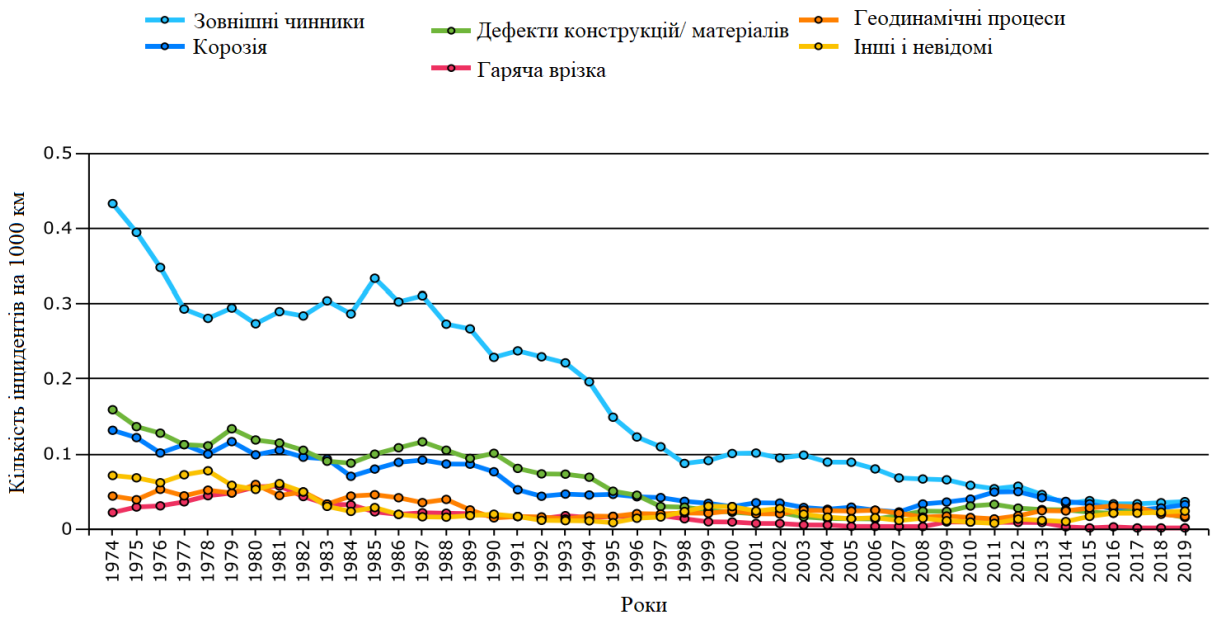



Рисунок 6.4 – Динаміка кількості аварій газотранспортної мережі EGIG [29] за причинами виникнення

Загальний розподіл з причин виникнення аварій на магістральних газопроводах за період (2010-2019)[29]:

17% - зовнішні (механічні) фактори (пошкодження в результаті діяльності третіх осіб);

19% - дефекти конструкцій / матеріалів (перш за все, заводські дефекти);

38% - корозія (факторами, що впливають на цю категорію, слід вважати фактори, що збільшують або зменшують процеси корозії, такі як: внутрішня корозія, атмосферна корозія, корозія металу в грунті. До них відносяться: корозійна активність транспортного продукту, наявність ізоляції, інгібітори корозії , властивості корозії грунту і т.д.);

9% - геодинамічні процеси (пошкодження трубопроводів в результаті діяльності земної поверхні: зсуви, селі та ін.)

1% - гаряче введення (виникнення аварій через "гаряче введення" в робочий газопровід або неправильної його роботу);

16% - інші і невідомі.

Як бачимо, основною причиною аварій на магістральних трубопроводах є корозія. Магістральні газопроводи, прокладені вземлі, що

містить вологу з розчиненими в ній різними солями, кислотами і лугами, знаходяться в корозійному середовищі. Для захистувід корозії тіло труби покривають ізоляцією. Проте досягти повної ізоляції газопроводу від навколишнього середовища за допомогою захисних покриттів (так званого пасивного захисту) практично неможливо. Поверхня труби контактує з вологим ґрунтом в місцях пошкодження ізоляції, які з'являються при переміщенні трубопроводу в процесі його укладання в траншею, опускання на дно траншеї, при засипанні твердими сухими грудками землі (особливо в літній період за високої температури навколишнього повітря).

Шляхом вирішення проблеми впливу руйнівних чинників, які спричиняють аварії, є робоча група, яка проводить перевірку на об’єктах магістрального газопроводу.

На об’єктах Долинського ЛВУМГ проводяться щотижневі перевірки робочою групою. З метою оцінювання параметрів мікроклімату всередині приміщень будівель Долинського ЛВУМГ проводяться вимірювання вологості та температури повітря за допомогою вимірювача вологості та температури FLUKE 971 (рисунок 6.5), а також за допомогою аналізатора якості повітря CEM DT-802 (рисунок 6.6).

Рисунок 6.5 – Вимірювання вологості та температури всередині приміщень

Рисунок 6.6 – вимірювання концентрації вуглекислого газу, а також температури та вологості в приміщеннях

З метою оцінювання роботи системи вентиляції в приміщеннях корпусів проведиться вимірювання концентрації $CO_2$ за допомогою аналізатора якості повітря CEM DT-802.

Також проводиться визначення рівня CO в приміщеннях з можливими викидами чадного газу (приміщення котельні, будівля КС-2) за допомогою детектора чадного газу GM8805 (рисунок 6.7).

Рисунок 6.7 – Вимірювання вмісту чадного газу в приміщеннях

З метою виявлення та локалізації витоків природного газу з трубопроводів і газового обладнання використовується газовий течешукач Eurotron Mini Gas Sniffer (рисунок 6.8).

Рисунок 6.8 – Виявлення витоків природного газу з системи газопроводів та газового обладнання

Проведяться тепловізійні вимірювання газопроводів, ГПА та теплопроводів вихлопних газів ГПА для встановлення температурних величин та оцінювання ефективності використання наявних теплових потоків. Приклади тепловізійних обстежень на рисунках Л.1-Л.6, Додатку Л.

Тепловізійні обстеження наявного електрообладнання, щитових, електричних контактів дозволяють визначити наявні місця перегріву з метою запобігання можливим аварійним ситуаціям внаслідок виходу з ладу якогось обладнання. Приклади обстеження на рисунках Л.7-Л.9, Додатку Л.

# ВИСНОВОК

У дипломному проєкті досліджено виробничу діяльність Долинського ЛВУМГ, запропоновано заходи з підвищення енергоефективності Долинського ЛВУМГ, можливості впровадження альтернативних джерел енергії, проаналізовано та оцінено систему енергетичного менеджменту на підприємстві, досліджено визначення ризиків виникнення надзвичайних ситуацій на магістральних газопроводах.

В результаті енергетичного обстеження Долинського ЛВУМГ було встановлено, що для підвищення рівня енергозбереження необхідно впровадити такі заходи:

1. Система електропостачання:
   - встановлення датчиків руху;
   - модернізація системи освітлення;
   - компенсація реактивної потужності.
2. Система теплопостачання:
   - утеплення підлоги адміністративного корпусу;
   - утеплення даху адміністративного корпусу;
   - утеплення зовнішніх стін адміністративного корпусу;
   - заміна вікон у адміністративному корпусі.

Також було оцінено економічні складові таких заходів, а саме: вартість впровадження та термін їх окупності. Впровадження заходів дасть можливість зекономити близько 2 млн. грн. в рік при сумарних витратах на ці заходи близько 1 млн. 100 тис. грн.

Підвищення рівня енергоефективності Долинського ЛВУМГ сприятиме покращенню його фінансово-енергетичних показників та більш продуктивній роботі.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ


1. IEEE Std 1459-2010. Definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions. March 2010. IEEE Standard 1459.– 40 с.

2. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності, 2014.

3. РТМ 36.18.32.4 – 92 Указания по расчету электрических нагрузок , 1990 г.

4. ДБН В.2.5.-28-2006 Природне і штучне освітлення, 2006.

5. Каталог продукції [Електронний ресурс] https://www.lighting.philips.ua/ru/prof/lamps/fluorescent-lamps-and-starters/tl-d/tldstd/928048505451_EU/product

6. Каталог продукції [Електронний ресурс] https://rozetka.com.ua/ua/osram_4058075817852/p79939106/?gclid=Cj0KCQjw8IaGBhCHARIsAGIRRYoNHaRPcRAxvFZc8W8YB8JlrS4ibUF2FDntROK4HUvjCSiRcKYsph0aAsNnEALw_wcB

7. ДСТУ Б А.3.2-15:2011 Система стандартів безпеки праці. Норми освітлення будівельних майданчиків (ГОСТ 12.1.046-85, MOD), 2011.

8. Каталог продукції [Електронний ресурс] https://electrocontrol.com.ua/elektroshhitovoe-oborudovanie/kondensatornye-ustanovki-aku-04

9. Тимчасовий порядок розрахунку плати для компенсації втрат від перетоків реактивної електроенергії, яка споживається чи генерується електроустановками споживачів (Наказ Міністерства енергетики України 23.04.99 N 139), Київ, 1999.

10. Каталог продукції [Електронний ресурс] https://001.com.ua/uk/datchyk-ruhu-dd-024-bilyy-kut-oglyadu-120-360-grad-dalnist-6-m-ip33-iek

11. ДБН В.2.2-9-18 «Громадські будинки та споруди», 2018.

12. ДБН В.2.6-31:2016 Теплова ізоляція будівель, 2016.

13. ДСТУ Б EN 15251:2011 Розрахункові параметри мікроклімату приміщень для проектування та оцінки енергетичних характеристик будівель по відношенню до якості повітря, теплового комфорту, освітлення та акустики [Чинний від 2013-01-01]. Вид. Офіц. Київ: Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України, 2013, 71с.

14. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 Будівельна кліматологія [Чинний від 2010-16-12]. Вид. Офіц. Київ: Державний науково-дослідний інститут будівельних конструкцій, 2011, 142с.

15. ДСТУ-Н Б А.2.2-5:2007 Настанова з розроблення та складання енергетичного паспорта будинків при новому будівництві, 2007.

16. Каталог продукції [Електронний ресурс] https://kotle.ru/parovye-kotly/dkvr

17. Роздрібні ціни на природний газ для потреб населення [Електронний ресурс] http://gaspostach.com/info/accounting/

18. Каталог продукції [Електронний ресурс] https://www.isover.ua/products/list

19. Каталог продукції [Електронний ресурс] https://baugut.ua/ua/product-cat/uteplyuvach-i-teploizolyaciya/

20. ДСТУ ISO 50001:2020 Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанова щодо використання (ISO 50001:2018, IDT), 2020.

21. Методика визначення витоків газу на компресорних станціях магістральних газопроводів.- К.: УкрНДІгаз, 2002 р

22. ТОВ "Оператор ГТС України" [Електронний ресурс] https://tsoua.com/

23. Клімат України / За ред. В. М. Ліпінського, В. А. Дячука, В. М. Бабіченко. - К.: Вид-во Раєвського, 2003. - 343 с.

24. Географічне розташування та природні умови прикарпаття [Електронний ресурс] https://lib.if.ua/exhib/1534076504.html

25. Фотографічна географічна інформаційна система [Електронний ресурс] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

26. Сонячні колектори: види, принцип роботи, влаштування системи [Електронний ресурс] https://isu.org.ua/sonyachni-kolektory-vydy-pryntsyp-roboty-vlashtuvannya-systemy/

27. Положення про розробку інструкцій з охорони праці (Наказ 30.03.2017 № 526), Київ

28. НДТОВ 06-011:2020 Система менеджменту охорони здоров'я та безпеки праці, 2020. – 41 с.

29. Gas pipeline incidents. 8 11th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2019) [Електронний ресурс] https://www.egig.eu/reports.

Додаток А

Споживання ПЕР підприємством

Таблиця А.1 – Аналітичний енергобаланс витрати природного газу на ВТП ГТС

| Показник | Розмірність | Значення показника | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | I КВ. | II КВ. | III КВ. | IV КВ. | **За 2018 рік** | I КВ. | II КВ. | III КВ. | IV КВ. | **За 2019 рік** | I КВ. | II КВ. | III КВ. | IV КВ. | **За 2020 рік** |
| 1 Фактична витрата газу на ВТП ГТС усього, у т.ч. | тис. $м^3$ | 5556,4 | 313,6 | 13454,4 | 11203,2 | 30527,6 | 3823,3 | 1374,3 | 16487,9 | 14320 | 36005,4 | 6401,2 | 851,2 | 19284,5 | 9684,9 | 36221,8 |
| 1.1 Паливний газ | тис. $м^3$ | 4444,6 | 0 | 19843,6 | 10405 | 34693,2 | 3212,4 | 0 | 15792,7 | 13221 | 32226,5 | 5214,4 | 0 | 18643,2 | 8753,2 | 32610,8 |
| 1.2 Технологічні витрати ГТС усього, у т.ч. | тис. $м^3$ | 984,1 | 206,1 | 1235,2 | 699,8 | 3125,2 | 514,3 | 975,4 | 583,3 | 944,3 | 3017,3 | 1054,4 | 703,2 | 543,1 | 855,3 | 3156 |
| 1.2.1 витрата газу на ТВ КС | тис. $м^3$ | 26,3 | 0,3 | 27 | 35,3 | 88,9 | 16,1 | 1,4 | 19 | 39,3 | 75,8 | 31,3 | 0,7 | 34,3 | 21,3 | 87,6 |
| 1.2.2 витрата газу на ТВ ЛЧ | тис. $м^3$ | 957,8 | 205,8 | 1123,7 | 664,5 | 2951,8 | 633,6 | 775,4 | 564,3 | 1575,3 | 3548,6 | 1234,5 | 803,8 | 345,2 | 1532,4 | 3915,9 |
| 1.3 Технічні витікання газу, у т.ч. | тис. $м^3$ | 127,7 | 107,5 | 165,3 | 98,4 | 498,9 | 96,6 | 398,6 | 110,2 | 154,2 | 759,6 | 132,1 | 147,8 | 98,2 | 76,4 | 454,5 |
| 1.3.1 ТВТ газу наКС | тис. $м^3$ | 105,8 | 96,8 | 1556,3 | 89,1 | 1848 | 105,8 | 345,6 | 101,6 | 99,2 | 652,2 | 84,1 | 134,1 | 93,2 | 66,3 | 377,7 |
| 1.3 .2 ТВТ газу на ЛЧ | тис. $м^3$ | 21,9 | 10,7 | 16,4 | 9,3 | 58,3 | 21,9 | 14,2 | 8,6 | 16,5 | 61,2 | 25,3 | 24,7 | 6,1 | 11,5 | 67,6 |
| 2 Втрати газу через аварії | тис. $м^3$ | 0 | 0 | 0 | 0,7 | 0,7 | 0 | 0,3 | 1,7 | 0 | 2 | 0,3 | 0,2 | 0 | 0 | 0,5 |
| Тариф на природній газ | грн./тис. $м^3$ | 9440,60 | 8999,47 | 9771,16 | 11753,25 | | 9204,88 | 6976,50 | 5469,89 | 5819,8 | | 5764,30 | 3701,52 | 4238,69 | 6101,31 | |
| **Вартість природного газу** | **млн.грн.** | **52,46** | **2,82** | **131,47** | **131,67** | **318,42** | **35,19** | **9,59** | **90,19** | **83,34** | **218,31** | **36,90** | **3,15** | **81,74** | **59,09** | **180,88** |

Таблиця А.2. – Аналітичний енергобаланс витрати теплової енергії на ВТП ГТС

| Показник | Розмірність | Значення показника | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | І кв. | ІІ кв. | ІІІ кв. | IV кв. | За 2018 рік | І кв. | ІІ кв. | ІІІ кв. | IV кв. | За 2019 рік | І кв. | ІІ кв. | ІІІ кв. | IV кв. | За 2020 рік |
| 1 Фактична витрата теплової енергії всього, у т.ч. | Гкал | **6804,52** | **1109,8** | **5224,06** | **6341,84** | **19480,22** | **8293,2** | **1750** | **4223,9** | **7211,8** | **21478,91** | **6127,9** | **1589,9** | **4539,2** | **6037,5** | **18294,44** |
| 1.1 На технологічні потреби основного виробництва (ТПОВ) | Гкал | **4073,19** | **1052,67** | **2469,32** | **2395,58** | **9990,767** | **5146,3** | **1562,6** | **1468,2** | **3042,8** | **11219,9** | **3653,4** | **1455,7** | **2521,9** | **1897,64** | **9528,525** |
| 1.2 На технологічні потреби допоміжного виробництва (ТПДВ) | Гкал | **188,838** | **44,436** | **0** | **109,614** | **342,888** | **328,21** | **32,76** | **7,4** | **67,97** | **436,34** | **325,76** | **101,46** | **0** | **265,634** | **692,854** |
| 1.3 На невиробничі потреби | Гкал | **1501,49** | **12,698** | **1204,73** | **3366,65** | **6085,569** | **1257,7** | **154,68** | **1094,4** | **3459** | **5965,67** | **904,75** | **32,8** | **964,28** | **2942,23** | **4844,06** |
| 2 Вироблено власними котельнями | Гкал | **5522,25** | **1052,67** | **2469,33** | **3080,13** | **12124,38** | **6346,8** | **2462,7** | **2387,9** | **2983,8** | **14181,16** | **4722,4** | **1354,7** | **1989,9** | **2786,48** | **10853,57** |
| 3 Відпущено споживачам на сторону | Гкал | **1041** | **0** | **1550** | **470** | **3061** | **1561** | **0** | **1654** | **642** | **3857** | **1244** | **0** | **1053** | **932** | **3229** |
| Тариф на теплову енергію | грн./ Гкал | **1173,88** | **1175,67** | **1175,67** | **1378,47** | | **1385,00** | **1385,00** | **1385,00** | **1302,64** | | **1527,34** | **1521,95** | **1519,13** | **1531,21** | |
| Вартість теплової енергії | Тис. грн. | **7987,69** | **1304,76** | **6141,77** | **8742,04** | **24176,26** | **11486,05** | **2423,76** | **5850,14** | **9394,37** | **29154,33** | **9359,33** | **2419,79** | **6895,56** | **9244,68** | **27919,36** |

Таблиця А.3 – Аналітичний енергобаланс витрати електричної енергії на ВТП ГТС

| Показник | Розмірність | Значення показника | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | І кв. | ІІ кв. | ІІІ кв. | IV кв. | За 2018 рік | І кв. | ІІ кв. | ІІІ кв. | IV кв. | За 2019 рік | І кв. | ІІ кв. | ІІІ кв. | IV кв. | За 2020 рік |
| 1 Фактична витрата електроенергії на ВТВ ГТС усього, у т.ч. | тис. кВт год | **1150,74** | **601,48** | **1842,7** | **1225,04** | **4819,97** | **912,64** | **1083,2** | **1968,2** | **1497,1** | **5461,1** | **1269,8** | **800,41** | **1962,5** | **963,22** | **4995,9** |
| 1.1 На стиснення газу | тис. кВт год | **147,63** | **15,40** | **473,75** | **166,91** | **803,68** | **109,43** | **45,3** | **498,93** | **207,33** | **860,99** | **169,96** | **32,5** | **521,49** | **145,35** | **869,3** |
| 1.2 ТВ ГТС усього, у т.ч. | тис. кВт год | **1003,12** | **586,08** | **1368,95** | **1058,14** | **4016,29** | **803,21** | **1037,9** | **1469,2** | **1289,8** | **4600,1** | **1099,8** | **767,91** | **1441** | **817,87** | **4126,6** |
| 1.2.1 Витрата електроенергії на ТВ КС | тис. кВт год | **166,53** | **110,77** | **629,49** | **227,04** | **1133,82** | **125,67** | **470,43** | **689,56** | **298,45** | **1584,1** | **198,44** | **224,67** | **675,63** | **196,53** | **1295,3** |
| 1.2.2 Витрата електроенергії на ТВ ЛЧ | тис. кВт год | **836,59** | **475,31** | **739,47** | **831,10** | **2882,47** | **677,54** | **567,45** | **779,66** | **991,32** | **3016** | **901,36** | **543,24** | **765,37** | **621,34** | **2831,3** |
| Тариф на електроенергію | грн./ тис. кВт год | | | | | **1,68** | | | | | **2,74** | | | | | **3,86** |
| Вартість електроенергії | грн. | **1933,25** | **1010,5** | **3095,74** | **2058,07** | **8097,55** | **1533,2** | **1819,7** | **3306,5** | **2515,1** | **9174,6** | **2133,2** | **1344,7** | **3297** | **1618,2** | **8393,1** |

Додаток Б

Основне енергетичне обладнання Долинського ЛВУМГ

Таблиця Б.1 – Основне енергетичне обладнання Долинського ЛВУМГ

| **Ч.ч.** | **Назва обладнання** | **Од. вим.** | **Місце встановлення** | | **Належність до служби** | | | **Всього по ЛВУМГ (ВУПЗГ)** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | **КС Долина** | **ГРС** | **ЕВП** | **ЕХЗ** | **АТГ** | |
| **1** | **Трансформатори силові-всього** | шт | 28 | 5 | 28 | 5 | | 33 |
| | **потужність** | кВА | 106070 | **330** | 106070 | 330 | | 106 400 |
| | в.т.ч.: | | | | | | | 0 |
| 1.1 | 1-3 габаритів | шт. | 26 | 5 | 26 | 22 | | 53 |
| | потужність | кВА | 26070 | 330 | 26070 | 220 | | 26 620 |
| 1.2 | 4 габариту та вище | шт. | 2 | 0 | 2 | 0 | | 2 |
| | потужність | кВА | 80000 | 0 | 80000 | 0 | | 80 000 |
| 1.3 | Трансформатори силові, лінійна частина (крім п.1.1) | шт. | 0 | 5 | 0 | 22 | | 27 |
| | потужність | кВА | 0 | 330 | 0 | 220 | | 550 |
| **2** | **Електропідстанції всього** | шт. | 13 | | 13 | 22 | | 35 |
| | **потужність** | кВА | 105690 | **330** | 105690 | 220 | | 105 910 |
| | в т.ч.: | | | | | | | 0 |
| 2.1 | 6-10 кВ | шт. | 11 | 5 | 11 | 20 | | 36 |
| | потужність | кВА | 17690 | 330 | 17690 | 200 | | 18 220 |
| 2.2 | 35 кВ | шт. | 1 | 0 | 1 | 0 | | 1 |
| | потужність | кВА | 8000 | 0 | 8000 | 0 | | 8 000 |
| 2.3 | 110 кВ і вище | шт. | 1 | 0 | 1 | 0 | | 1 |
| | потужність | кВА | 80000 | 0 | 80000 | 0 | | 80 000 |
| **3** | **Повітряні ЛЕП в одноланцюговому вимірі** | **км** | **4.7** | **83.76** | 4.7 | 59.24 | | 64 |
| | в т.ч.: | | | | | | | 0 |
| 3.1 | 0,4 кВ | км | 1 | 47.56 | 1 | 39.481 | | 40 |
| 3.2 | 6-10 кВ | км | 3.7 | 36.20 | 3.7 | 19.760 | | 23 |
| 3.3 | 35 кВ | км | 0 | 0.00 | 0 | 0 | | 0 |
| 3.4 | 110 кВ і вище | км | 0 | 0.00 | 0 | 0 | | 0 |
| **4** | **Кабельні лінії-всього** | **км** | **177.5** | **22.45** | 177.5 | 48.848 | | 226 |
| | в т.ч.: | | | | | | | 0 |
| 4.1 | до 1000 В | км | 164.04 | 22.45 | 164.04 | 48.848 | | 213 |
| 4.2 | вище 1000 В | км | 13.46 | 0.00 | 13.46 | 0.000 | | 13 |

Продовження таблиці Б.1

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **5** | **Електричні машини потужністю 0,25-100 кВт-всього** | **шт.** | **557** | **0** | 557 | 0 | | 557 |
| | **потужність** | **кВт** | **8623** | **0** | 8623 | 0 | | 8 623 |
| 5.1 | ел.двигуни змінного струму загальнопромислового використання | шт | 240 | 0 | 240 | 0 | | 240 |
| | потужність | кВт | 3275 | 0 | 3275 | 0 | | 3 275 |
| 5.2 | ел.двигуни постійного струму загальонопромислового використання | шт. | 9 | 0 | 9 | 0 | | 9 |
| | потужність | кВт | 54 | 0 | 54 | 0 | | 54 |
| 5.3 | ел.двигуни занурювальні | шт | 9 | 0 | 9 | 0 | | 9 |
| | потужність | кВт | 66 | 0 | 66 | 0 | | 66 |
| 5.4 | ел.двигуни кранові | шт. | 18 | 0 | 18 | 0 | | 18 |
| | потужність | кВт | 54 | 0 | 54 | 0 | | 54 |
| 5.5 | ел.двигуни вибухозахищені | шт | 281 | 0 | 281 | 0 | | 281 |
| | потужність | кВт | 5174 | 0 | 5174 | 0 | | 5 174 |
| 6 | **Електричні машини потужністю вище 100 кВт, крім електроприводних ГПА -всього** | **шт.** | **14** | **0** | 14 | 0 | | 14 |
| | **потужність** | **кВт** | **2075** | **0** | 2075 | 0 | | 2 075 |
| | в т.ч.: | | | | | | | 0 |
| 6.1 | ел.двигуни змінного струму потужністю вище 100 кВт | шт. | 14 | 0 | 14 | 0 | | 14 |
| | потужність | кВт | 2075 | 0 | 2075 | 0 | | 2 075 |
| **7** | **Електрозварювальне обладнання-всього** | **шт.** | **14** | **0** | 5 | 0 | 9 | 14 |
| | **потужність** | **кВт** | **272** | **0** | 140 | 0 | 132 | 272 |
| | в т.ч.: | | | | | | | 0 |
| 7.1 | зварювальні трансформатори | шт. | 6 | | 5 | 0 | 1 | 6 |
| | потужність | кВА | 161 | | 140 | 0 | 21 | 161 |
| 7.2 | зварювальні агрегати | шт. | 8 | | | | 8 | 8 |
| | потужність | кВА | 111 | | | | 111 | 111 |
| 8 | **Загальна вст. потужн. електрообладнання** | **МВА** | **140** | **1** | 140 | 1 | | 141 |

Продовження таблиці Б.1

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **9** | **Аварійні та резервні електростанції** | **шт.** | **6** | | 2 | 0 | 4 | 6 |
| | **потужність** | **кВт** | **835** | | 700 | 0 | 135 | 835 |

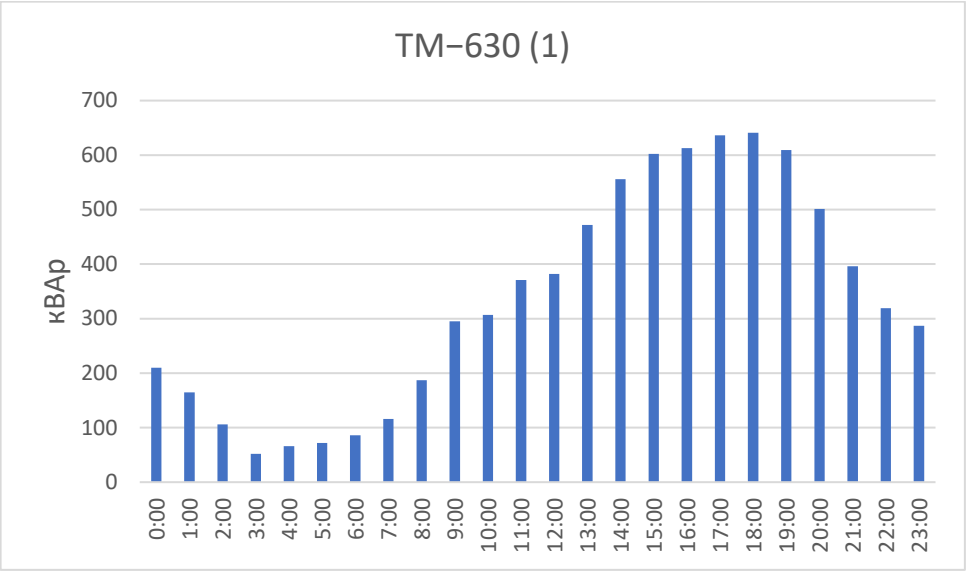
Додаток В

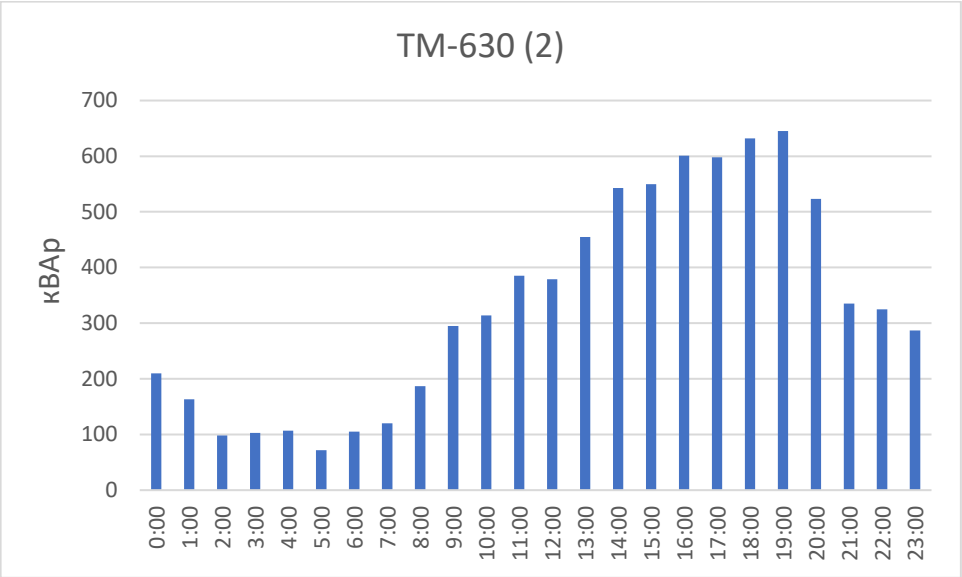
Коефіцієнт відбивання будівельних і облицювальних матеріалів для існуючих будівель з ДБН В.2.5-28-2006 ПРИРОДНЕ І ШТУЧНЕ ОСВІТЛЕННЯ

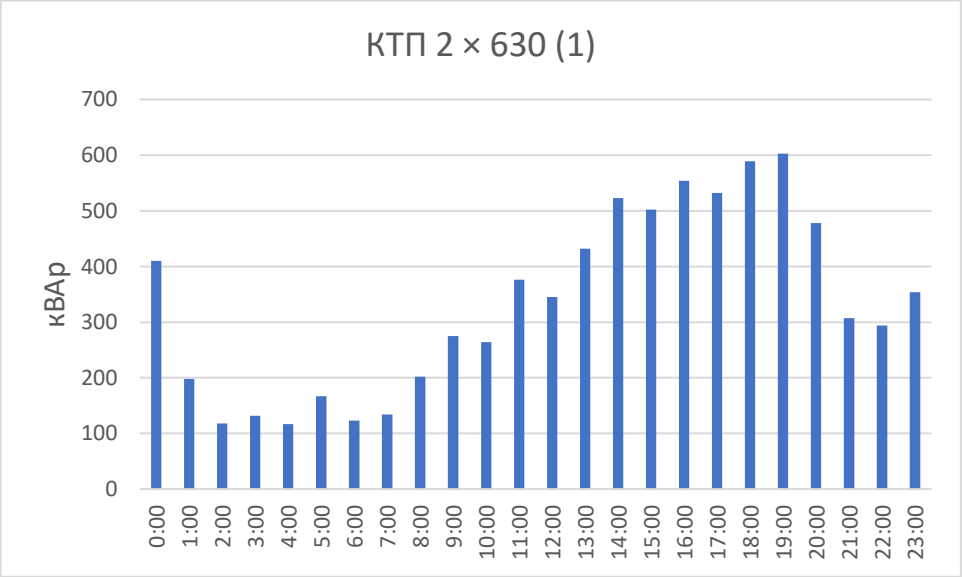
| **Матеріали поверхні або колір фасаду** | **Середньозважений коефіцієнт відбивання матеріалу поверхні** |
|---|---|
| **Білий:** атмосферостійкі фасадні фарби, гіпс, керамічна плитка, матовий алюміній, нержавіюча сталь тощо | 0,7 |
| **Світлий:** фарби, мармур, білий камінь (вапняк, доломіт, піщаник), бетон і декоративні штукатурки на білому цементі та світлих наповнювачах, керамічні плитки, силікатна цегла, латунь матова, травертин, черепашник тощо | 0,6 |
| **Середньо-світлий:** фарби, мармур, камінь (туф, піщаник, вапняк), бетон, кольорові штукатурки, керамічна цегла, блоки, плитка, дерево (дошки) тощо | 0,5 |
| **Темний:** фарби, мармур, граніт, глиняна цегла, декоративні штукатурки **і** керамічні плитки, потемніле дерево, мідь, листя дерев тощо | 0,3 |
| **Чорний:** фарби, камінь (габро, лабрадорит, діорит, базальт, граніт), чавун, платинована бронза, декоративні штукатурки, листя дерев тощо | 0,15 |

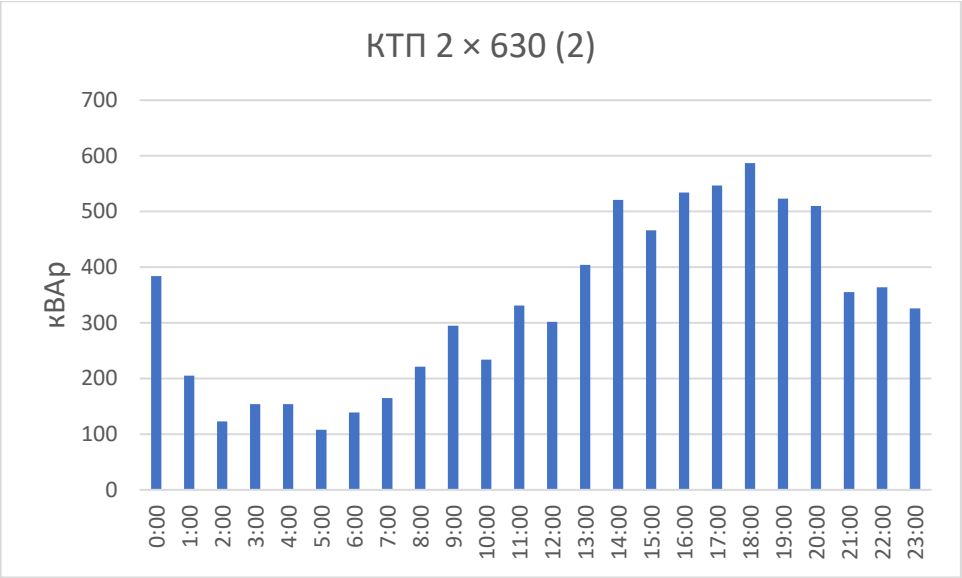
Додаток Г

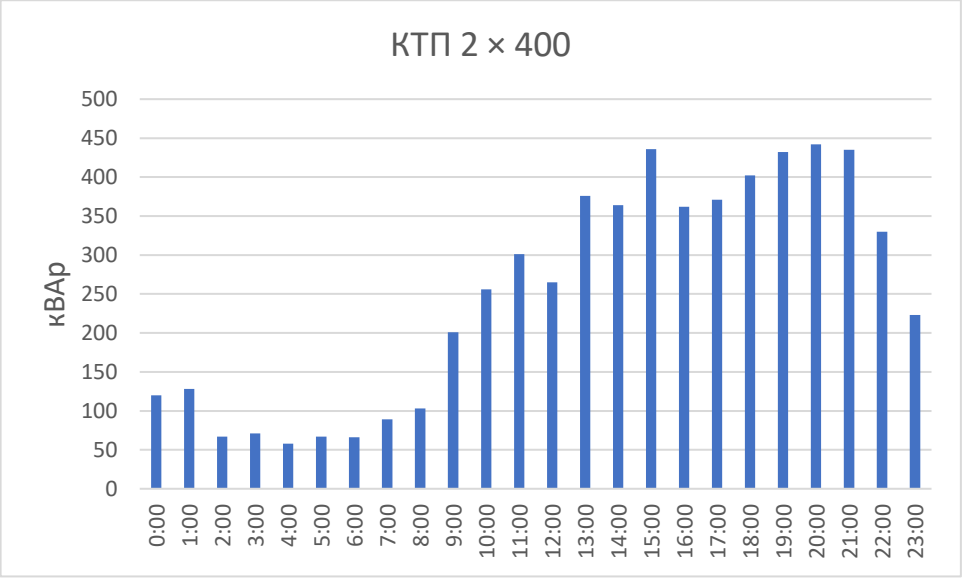
Реактивна потужність трансформаторів




КТП 2 × 630 (2)
кВАр
700
600
500
400
300
200
100
0
0:00
1:00
2:00
3:00
4:00
5:00
6:00
7:00
8:00
9:00
10:00
11:00
12:00
13:00
14:00
15:00
16:00
17:00
18:00
19:00
20:00
21:00
22:00
23:00


КТП 2 × 400
кВАр
500
450
400
350
300
250
200
150
100
50
0
0:00
1:00
2:00
3:00
4:00
5:00
6:00
7:00
8:00
9:00
10:00
11:00
12:00
13:00
14:00
15:00
16:00
17:00
18:00
19:00
20:00
21:00
22:00
23:00

Додаток Д

Тепловізійні зображення адміністративного корпусу Долинського ЛВУМГ

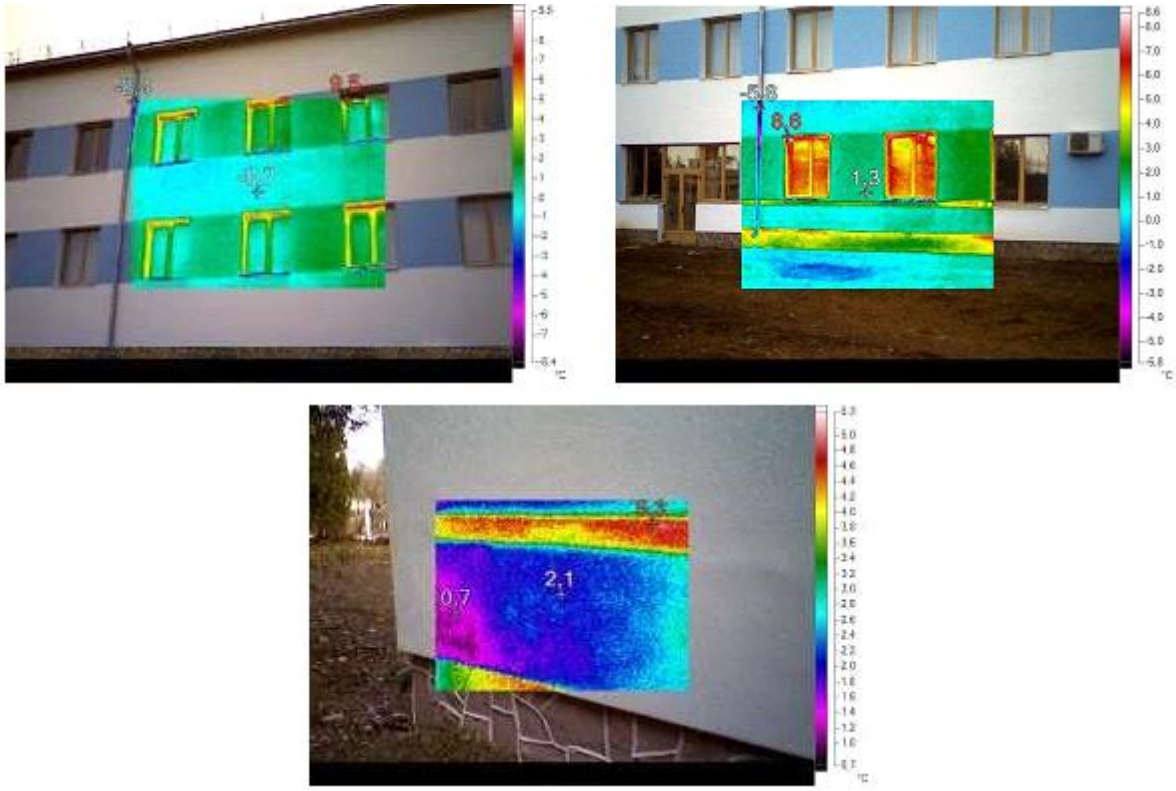



Рисунок Д.1 – Результати тепловізійного обстеження огороджувальних конструкцій адміністративного корпусу (зовнішня частина)

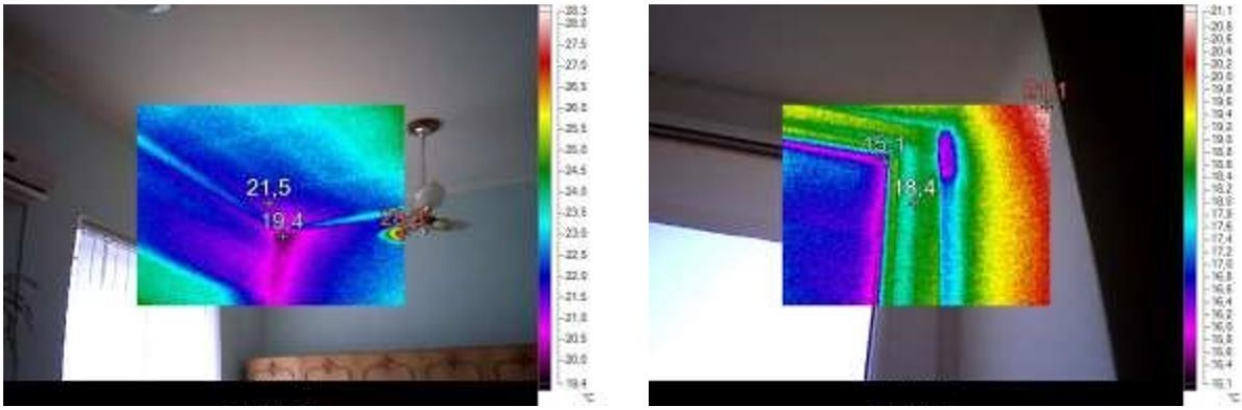



Рисунок Д.2 – Результати тепловізійного обстеження огороджувальних конструкцій адміністративного корпусу (внутрішня частина)

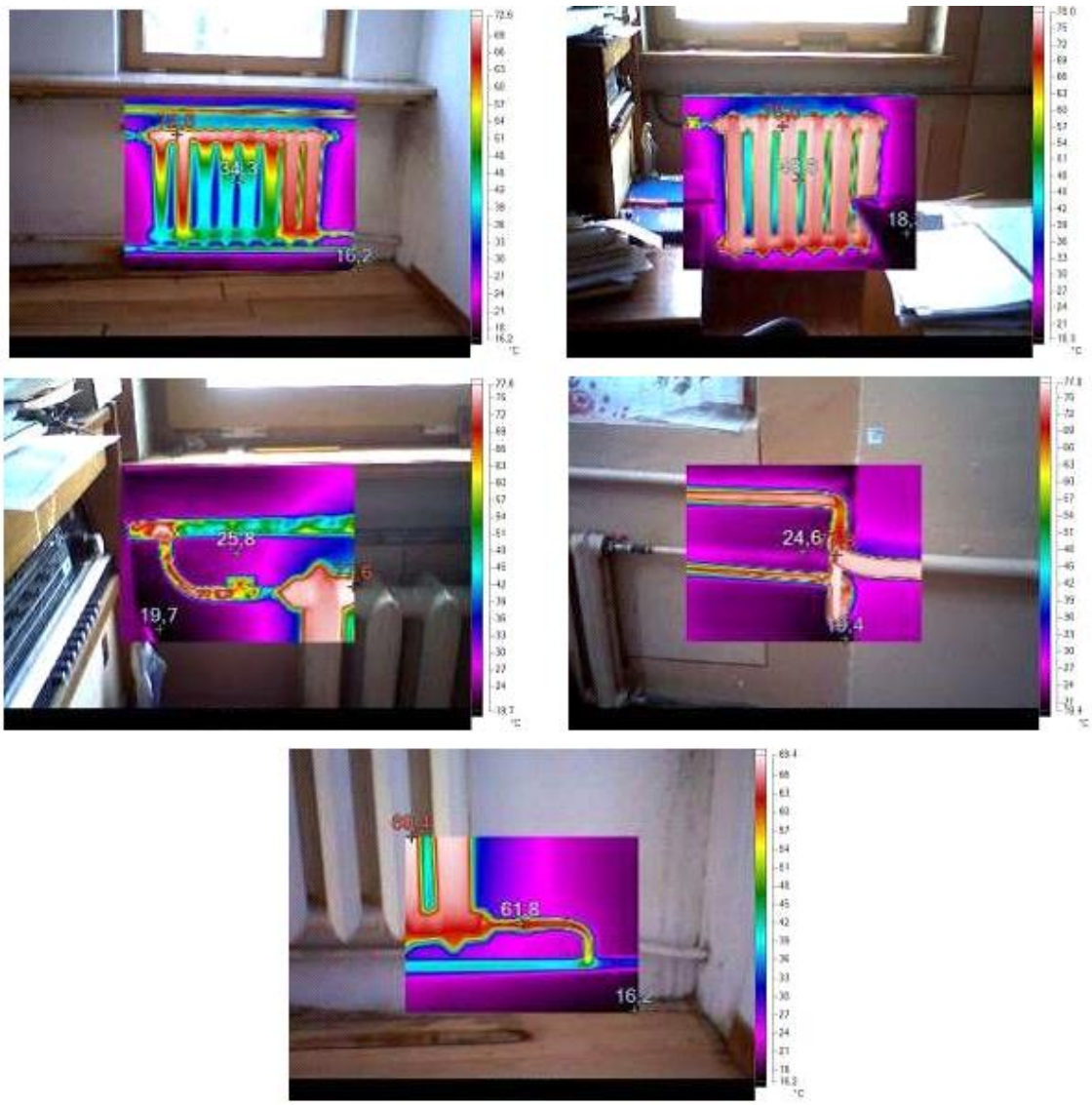



Рисунок Д.3 – Тепловізійне зображення опалювальних пристроїв та внутрішніх теплових мереж в будівлі адміністративного корпусу

Додаток Е

Оцінка можливості застосування альтернативних джерел енергії

ДБН В.2.5-64:2012

**Таблиця А.2** – Розрахункові (питомі середні за рік) добові витрати води

| № з/п | Споживачі | Одиниця виміру | Розрахункові (питомі) середні за рік добові витрати води, л/добу на одиницю виміру | | Підвищувальний коефіцієнт для III, IV кліматичних районів | Тривалість водорозбору, год |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | загальна $Q_T^{tot}$ | у т.ч. гарячої $Q_T^h$ | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 9 | Підприємства загального харчування – без приготування їжі; | 1 страва | 2 | 1 | 1 | |
| | – з приготуванням їжі, яка реалізується в обідньому залі; | » | 12 | 4 | 1,0 | |
| | – з приготуванням їжі, яка реалізується на дому | » | 10 | 3 | 1 | |

Рисунок Е.1 – Розрахункові добові витрати води ДБН В.2.5-64:2012

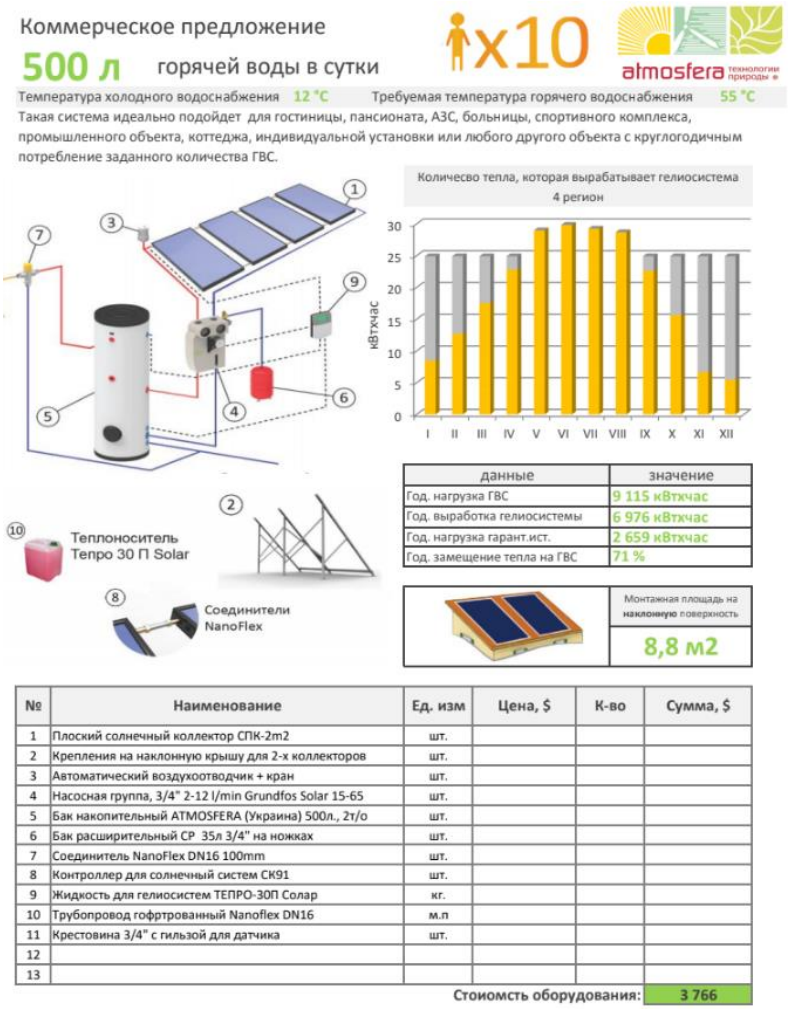



Рисунок Е.2 – Обраний геліоколектор

| Позначення складових витрат у таблицях: | | Standard notations in English: | |
|---|---|---|---|
| CAPEX | капітальні витрати | *Capital Expenses* | **Джерела** |
| OPEX | експлуатаційні витрати | *Operational Expenses, O&M Expenses* | https://index.minfin.com.ua/tariff/water/poltava/ |
| TOTEX | сумарні витрати | *Total Expenses* | http://te.pl.ua/tarifi/tarifi-dlya-potreb-naselennya/ |

| | | | |
|---|---|---|---|
| CAPEX, грн. | 130209,45 | **10 кВт** | |
| OPEX, грн. | 0,010 | = 1% від CAPEX | |
| d,% | 0,5 | 0,005 | |
| E0 | 9115,00 | | |
| *i* -темп інфляції | 7,50% | | |
| *R - дисконт (протягом ЖЦ)* | 6,50% | | |

| Тарифи | | Тариф * 500 л |
|---|---|---|
| Холодна | 25,248 | 12624 |
| Горяча | 82,83 | 41415 |
| **Вартість, грн** | **Вартість,$** | **Курс** |
| 104167,56 | 3766 | 27,66 |

| **СТРУКТУРА ВИТРАТ, по роках:** | | | СУМАРНІ | ПРИВЕДЕНІ | **ОБСЯГ E-e** |
|---|---|---|---|---|---|
| t (№ року/період) | CAPEX | OPEX | TOTEX | (на Пр3 №8) | E(t) , кВт·год. |
| 0 | 130209,45 | 0 | 130209,45 | 130209,45 | 0 |
| 1 | 0 | 1400 | 1400 | 1314,320739 | 9069 |
| 2 | 0 | 1505 | 1505 | 1326,661779 | 9024 |
| 3 | 0 | 1618 | 1618 | 1339,118697 | 8979 |
| 4 | 0 | 1739 | 1739 | 1351,692582 | 8934 |
| 5 | 0 | 1869 | 1869 | 1364,384531 | 8889 |
| 6 | 0 | 2010 | 2010 | 1377,195653 | 8845 |
| 7 | 0 | 2160 | 2160 | 1390,127068 | 8801 |
| 8 | 0 | 2322 | 2322 | 1403,179904 | 8757 |
| 9 | 0 | 2496 | 2496 | 1416,355302 | 8713 |
| 10 | 0 | 2684 | 2684 | 1429,654413 | 8669 |
| 11 | 0 | 2885 | 2885 | 1443,078398 | 8626 |
| 12 | 0 | 3101 | 3101 | 1456,62843 | 8583 |
| 13 | 0 | 3334 | 3334 | 1470,305692 | 8540 |
| 14 | 0 | 3584 | 3584 | 1484,11138 | 8497 |
| 15 | 0 | 3853 | 3853 | 1498,046698 | 8455 |
| 16 | 0 | 4142 | 4142 | 1512,112864 | 8413 |
| 17 | 0 | 4452 | 4452 | 1526,311107 | 8370 |
| 18 | 0 | 4786 | 4786 | 1540,642667 | 8329 |
| 19 | 0 | 5145 | 5145 | 1555,108795 | 8287 |
| 20 | 0 | 5531 | 5531 | 1569,710755 | 8246 |
| Life cycle | 130209,45 | 60616 | 190825 | 158978 | 173026 |

| | |
|---|---|
| LCOE | 0,9188131 |
| d20 | 0,90461048 |

Рисунок Е.3 – Розрахунок LCOE з допомогою програми Microsoft Excel

| Время жизни проекта, лет | Капитальные затраты, тыс. грн. | Ежегодные эксплуатационные расходы. тыс. грн./год | Економія, тис грн | Ставка дисконта, % |
|---|---|---|---|---|
| 20 | 130209,45 | | 10508,715 | 6,5 |

| Час життя проекту | Капітальні витрати, тис грн | Щорічні експлуатаційні витрати, тис грн | Економія, тис грн | Грошовий потік(Cash flow), тис грн | Грошовий потік КУСУМ(Кумулятивний), тис грн (Для визначення простого терміну окупності) | Коеф дисконту | Дисконтований грошовий потік | Дисконтований грошовий потік КУСУМ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 130209,45 | 0 | 0 | -130209 | -130209 | 1 | -130209 | -130209 |
| 1 | 0 | 1400 | 10508,715 | 9109 | -121100 | 0,939 | 8553 | -121656 |
| 2 | 0 | 1505 | 10508,715 | 9004 | -112097 | 0,882 | 7938 | -113718 |
| 3 | 0 | 1618 | 10508,715 | 8891 | -103205 | 0,828 | 7361 | -106357 |
| 4 | 0 | 1739 | 10508,715 | 8770 | -94436 | 0,777 | 6817 | -99541 |
| 5 | 0 | 1869 | 10508,715 | 8639 | -85796 | 0,730 | 6306 | -93235 |
| 6 | 0 | 2010 | 10508,715 | 8499 | -77297 | 0,685 | 5825 | -87410 |
| 7 | 0 | 2160 | 10508,715 | 8348 | -68949 | 0,644 | 5372 | -82038 |
| 8 | 0 | 2322 | 10508,715 | 8186 | -60762 | 0,604 | 4947 | -77091 |
| 9 | 0 | 2496 | 10508,715 | 8012 | -52750 | 0,567 | 4546 | -72545 |
| 10 | 0 | 2684 | 10508,715 | 7825 | -44925 | 0,533 | 4169 | -68377 |
| 11 | 0 | 2885 | 10508,715 | 7624 | -37301 | 0,500 | 3814 | -64563 |
| 12 | 0 | 3101 | 10508,715 | 7407 | -29894 | 0,470 | 3479 | -61084 |
| 13 | 0 | 3334 | 10508,715 | 7175 | -22719 | 0,441 | 3164 | -57920 |
| 14 | 0 | 3584 | 10508,715 | 6925 | -15794 | 0,414 | 2868 | -55052 |
| 15 | 0 | 3853 | 10508,715 | 6656 | -9138 | 0,389 | 2588 | -52464 |
| 16 | 0 | 4142 | 10508,715 | 6367 | -2771 | 0,365 | 2325 | -50140 |
| 17 | 0 | 4452 | 10508,715 | 6056 | 3285 | 0,343 | 2076 | -48064 |
| 18 | 0 | 4786 | 10508,715 | 5722 | 9008 | 0,322 | 1842 | -46222 |
| 19 | 0 | 5145 | 10508,715 | 5364 | 14371 | 0,302 | 1621 | -44600 |
| 20 | 0 | 5531 | 10508,715 | 4978 | 19349 | 0,284 | 1413 | -43188 |
| | | | | | | NPV = | -43188 | |

| Економія |
|---|
| 10508,715 |

**Проект не окупається**

Рисунок Е.4 – Розрахунок LCOE з допомогою програми Microsoft Excel

Додаток Ж

Форми для зібрання інформації про роботи

**ПЕРЕЛІК ПРОФЕСІЙ, ВИДІВ РОБІТ ТА РОБОЧИХ МІСЦЬ СТРУКТУРНОГО ПІДРОЗДІЛУ**

| | |
|---|---|
| _____<br>_____<br>(назва структурного підрозділу рівня керування) | |
| Ч.ч. | |
| Посади/професії | |
| 1 | |
| 2 | |
| 3 | |
| 4 | |
| 5 | |
| Види робіт<br>(звичайні та незвичайні) | |
| 1 | |
| 2 | |
| 3 | |
| 4 | |
| 5 | |
| Робочі місця<br>(постійні та тимчасові) | |
| 1 | |
| 2 | |
| 3 | |
| 4 | |
| 5 | |

**Розроблено**
Керівник структурного підрозділу П.І.Б.
підпис

**Погоджено**
Відповідальний працівник за СМБП П.І.Б.
підпис
дата

Рисунок Ж.1 – Форма переліку професій, видів робіт та робочих місць структурного підрозділу

**ФОРМА БАЗОВОЇ ІДЕНТИФІКАЦІЇ НЕБЕЗПЕК ТА ОЦІНЮВАННЯ РИЗИКУ**

| **ФОРМА БАЗОВОЇ ІДЕНТИФІКАЦІЇ НЕБЕЗПЕК ТА ОЦІНЮВАННЯ РИЗИКУ** | | | |
|---|---|---|---|
| Назва рівня керування | | Дата проведення | |
| Назва структурного підрозділу | | | |
| | | **СКЛАД РОБОЧОЇ ГРУПИ:** | |
| ПРОФЕСІЯ/ПОСАДА | | 1. | |
| | | 2. | |
| | | 3. | |
| | | 4. | |

| **Ч.ч.** | **Вид робіт/робоче місце** | **Опис небезпеки (джерело, ситуація або дія, які потенційно можуть завдати шкоди людині чи призвести до погіршення стану здоров'я, або їх комбінація)** | **Тип небезпечного чиннику (код з каталогу)** | **Хто і як може зазнати травм та/або погіршення стану здоров'я (потенційні наслідки)** | **Існуючі засоби контролю ризику (наявні технічні, організаційні, ЗІЗ)** | **АНАЛІЗУВАННЯ РИЗИКУ (В х І = Р)** | | | **Оцінка ризику** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | **Важкість наслідків (В)** | **Ймовір-ність (І)** | **Рівень ризику (Р)** | **Кате-горія ризику В/С/Н** |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| | | | | | | | | | |

Керівник структурного підрозділу _____ ПІБ
(підпис)
"____"_____ 20____ р.

Робоча група _____ ПІБ
(підпис)

Рисунок Ж.2 – Форма ідентифікації небезпек та оцінювання ризику

Додаток К

Оцінювання ризику

Таблиця К.1 – Опис важкості наслідків

| **Позначення** | **Категорія важкості** | **Опис важкості наслідків (якби трапився інцидент, то привів би...)** |
|---|---|---|
| **1** | Незначна | Мікротравма без втрати працездатності |
| **2** | Важлива | Тимчасова втрата працездатності терміном до 30 днів (легка травма) |
| **3** | Серйозна | Тимчасова втрата працездатності терміном до 60 днів (легка травма) |
| **4** | Значна | Тяжкі травми, тривала втрата працездатності або профзахворювання |
| **5** | Дуже значна | Травма що призвела до смертельних наслідків, або груповий нещасний випадок |

Таблиця К.2 – Ймовірність виникнення небезпечної події

| **Ймовірність виникнення небезпечної події**<br><br>**Низька-А**<br>**Середня-В**<br>**Висока-С**<br>**Дуже висока-D** | | Частота впливу небезпечного фактору (на робочому місці або під час виконання певного виду робіт) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Не кожен рік, або за збігом обставин (потенційно) | Щорічно (1 або декілька разів на рік) | Щомісяця (1 або декілька разів на місяць) | Щотижня (1 або декілька разів на тиждень) | Щодня (1 або декілька разів на день) |
| Оцінювання засобів контролю ризиків | Засоби контролю:<br>-визначені;<br>-відповідають встановленим вимогам;<br>-наявні та ефективно застосовуються;<br>-здійснюється встановлений контроль | **A** | **A** | **A** | **A** | **A** |
| | Засоби контролю:<br>-визначені;<br>-відповідають встановленим вимогам;<br>-наявні частково;<br>-застосовуються не завжди у повному обсязі (вибірково, періодично або з незначними порушеннями вимог); -здійснюється встановлений контроль | **A** | **A** | **B** | **B** | **B** |
| | Засоби контролю:<br>-визначені, але не відповідають встановленим вимогам;<br>-не впроваджені та не застосовуються;<br>-встановлений контроль не ефективний | **A** | **B** | **C** | **C** | **D** |
| | Засоби контролю не визначені | **B** | **B** | **C** | **D** | **D** |

Таблиця К.3 – Рівень ризику

| **Ймовірність виникнення** | | **Важкість наслідків (В)** | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Незначна | Важлива | Серйозна | Значна | Дуже значна |
| | | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| Низька | **A** | A1 | A2 | A3 | A4 | A5 |
| Середня | **B** | B1 | B2 | B3 | B4 | B5 |
| Висока | **C** | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 |
| Дуже висока | **D** | D1 | D2 | D3 | D4 | D5 |

Таблиця К.4 – Категорія ризику

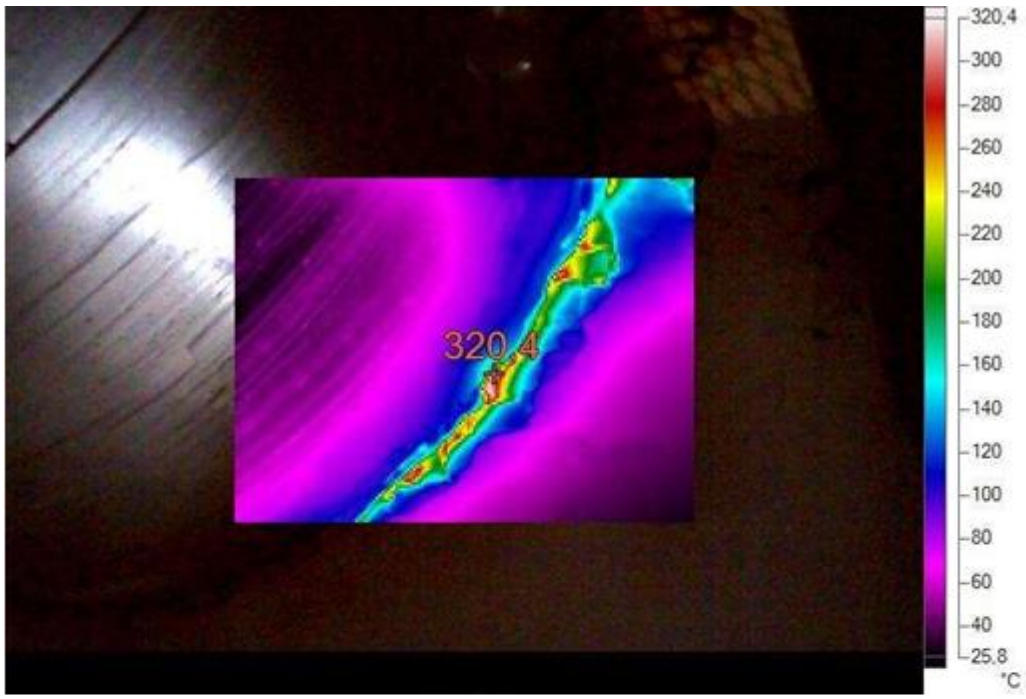
| **Показник рівня ризику** | **Категорія ризику** | **Висновок та можливі дії** |
|---|---|---|
| B5, C4, C5, D3,D4,D5 | Високий «неприйнятний» | Рівень ризику «неприйнятний» та потребує термінове впровадження ефективних заходів керування та зниження рівня ризику відповідно до ієрархії впровадження засобів контролю. Наступним етапом буде проведення повторного оцінювання нового рівня ризику задля визначення його прийнятності і висновку щодо ефективності впроваджених заходів керування. Рішення щодо припинення (заборони) проведення робіт при категорії ризику «неприйнятний» приймає керівництво (головний інженер) відповідного рівня керування |
| A5,B3,B4,C2,C3 | Середній «прийнятний» | Рівень ризику «прийнятний», але потребує додаткового аналізування існуючих засобів контролю. За результатами аналізу може бути прийняте рішення стосовно впровадження додаткових засобів контролю, задля зниження рівня ризику до «низький». Потребує проведення моніторингу дотримання встановлених вимог безпеки (існуючих засобів контролю) |
| A1, A2, A3, A4, B1, B2, C1, D1 | Низький «прийнятний» | Рівень ризику «прийнятний». Додаткові заходи контролю ризику та ресурси не потрібні. Потребує проведення моніторингу дотримання встановлених вимог безпеки (існуючих засобів контролю) |

Додаток Л

Тепловізійні обстеження з метою виявлення місць перегріву

Рисунок Л.1 – Вимірювання теплових параметрів в системі ГПА КС

Рисунок Л.2 – Вимірювання температури трубопроводів виведення вихлопних газів ГПА (початок)



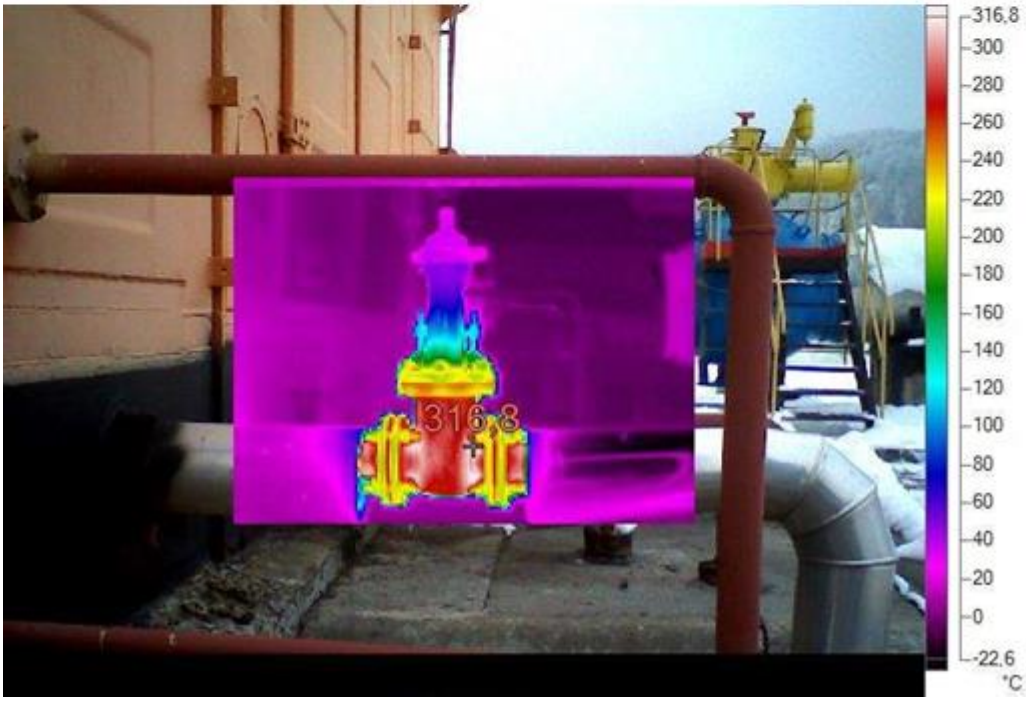




Рисунок Л.3 – Вимірювання температури трубопроводів виведення вихлопних газів ГПА (продовження)

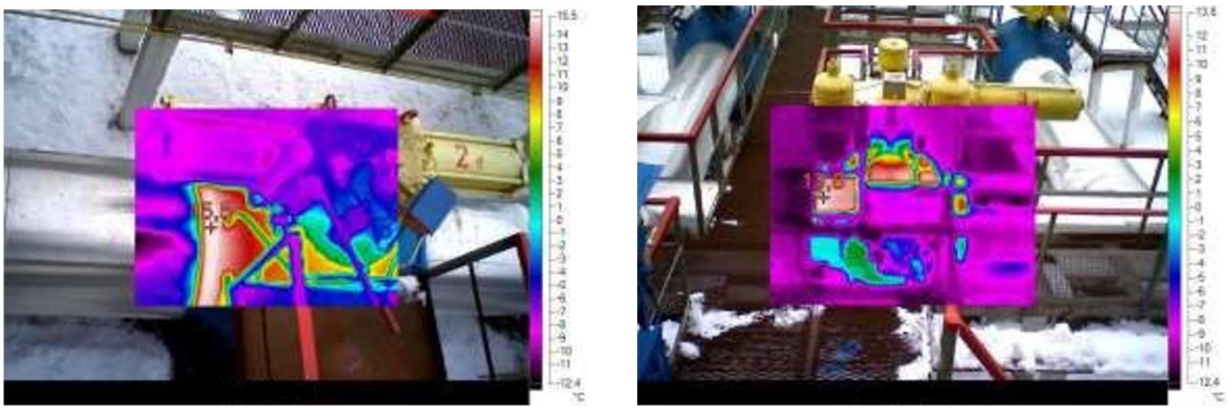


Рисунок Л.4 – Вимірювання температури газу в трубопроводах на виході з КЦ

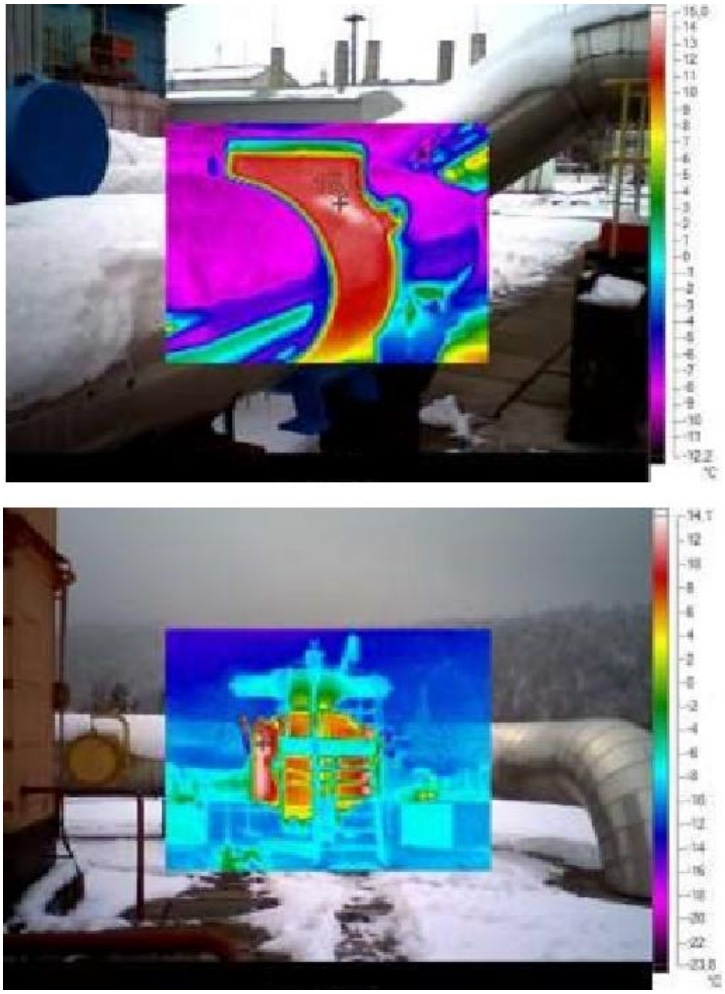


Рисунок Л.5 – Вимірювання температури газу в трубопроводах на вході до КЦ

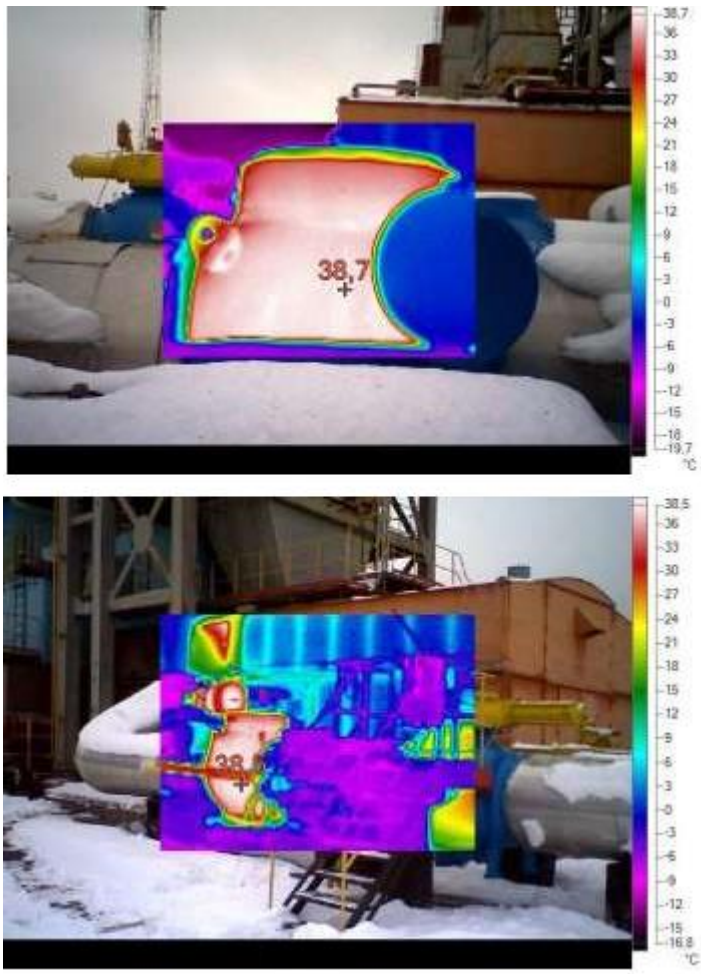



Рисунок Л.6 – Вимірювання температури газу в трубопроводах на виході з КЦ

Рисунок Л.7 – Виявлене місце перегріву елементів струмопровідних частин

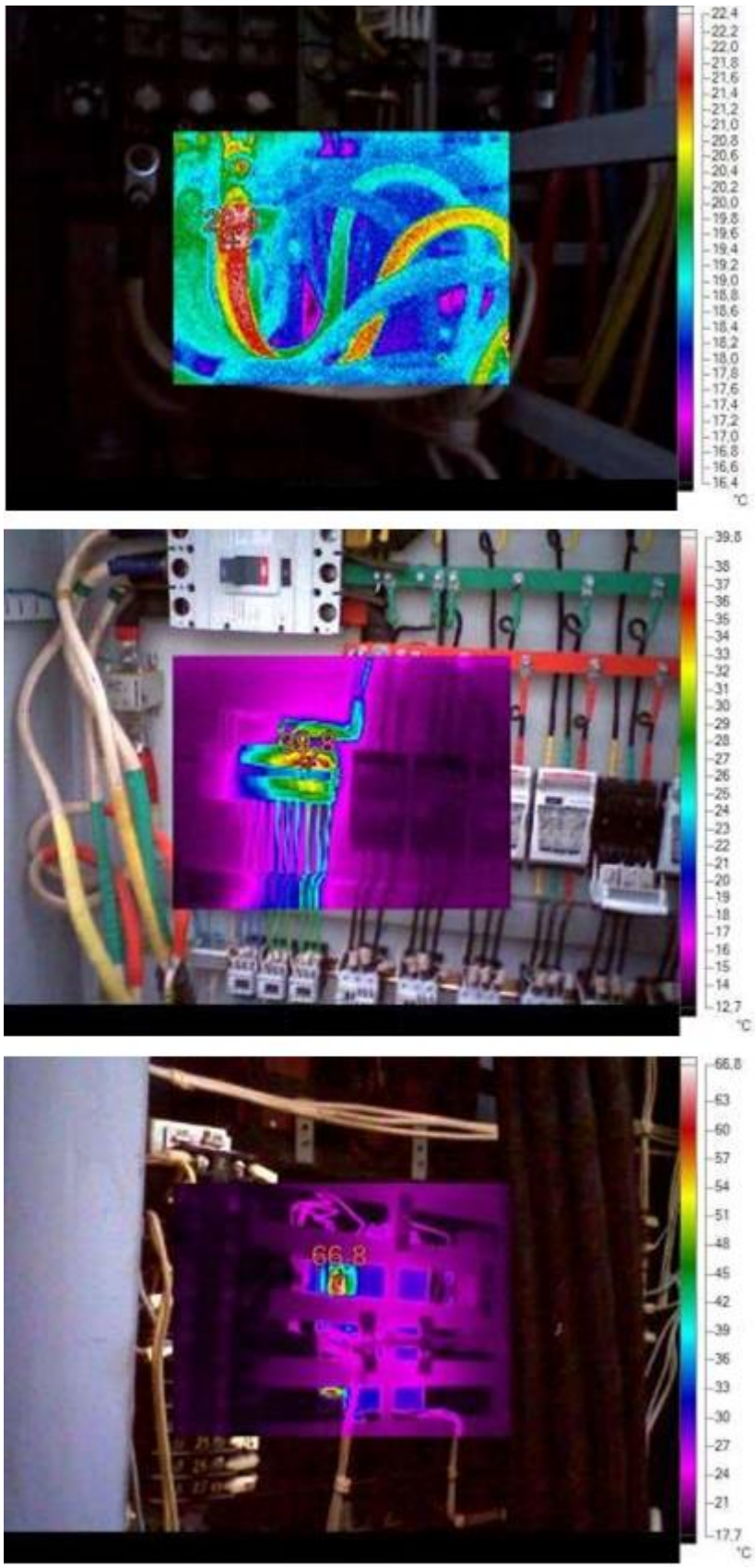



Рисунок Л.8 – Результати тепловізійного обстеження електричної частини обладнання КС (початок)

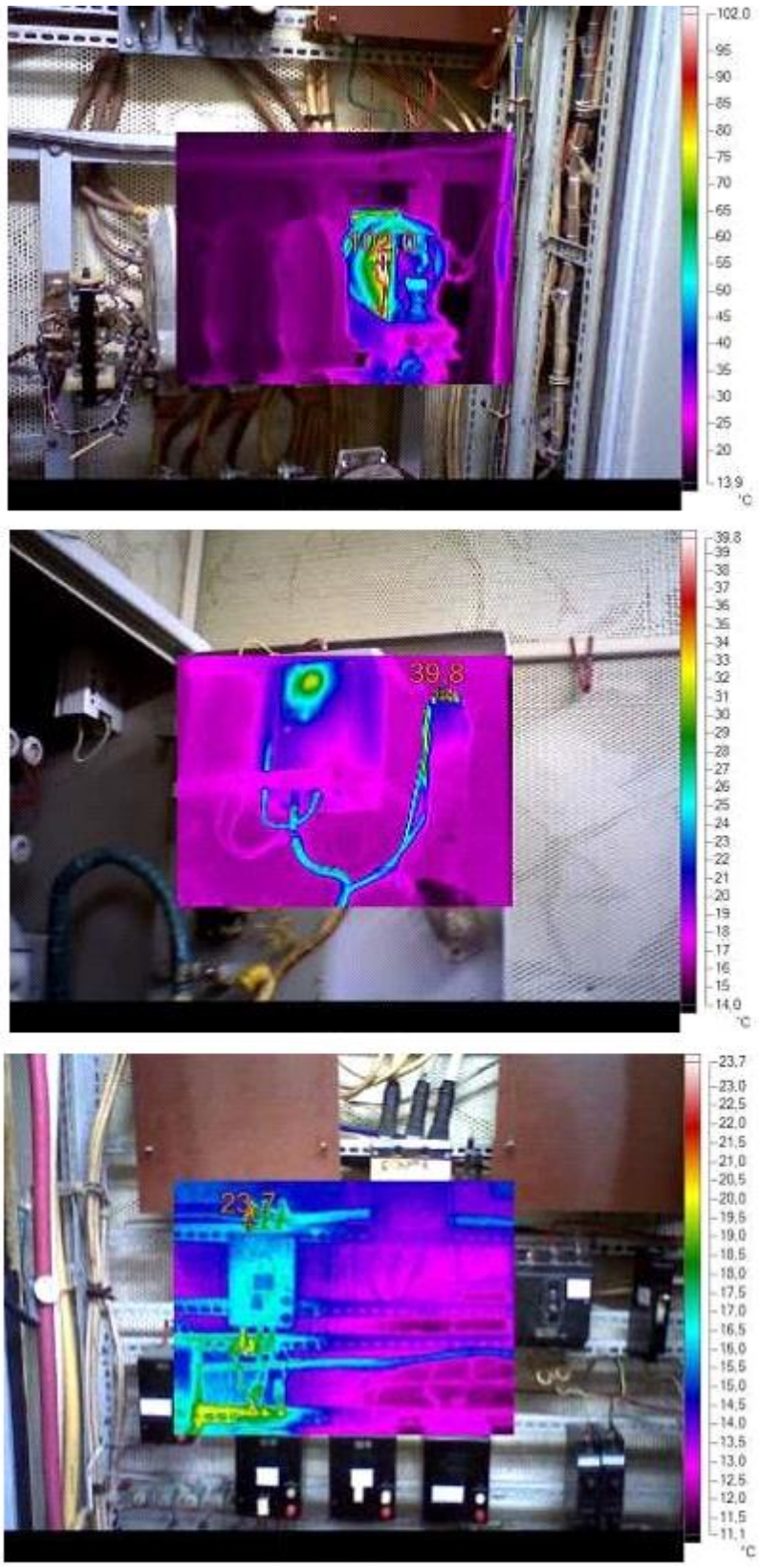



Рисунок Л.9 – Результати тепловізійного обстеження електричної частини обладнання КС (продовження)