



USAID
ВІД АМЕРИКАНСЬКОГО НАРОДУ

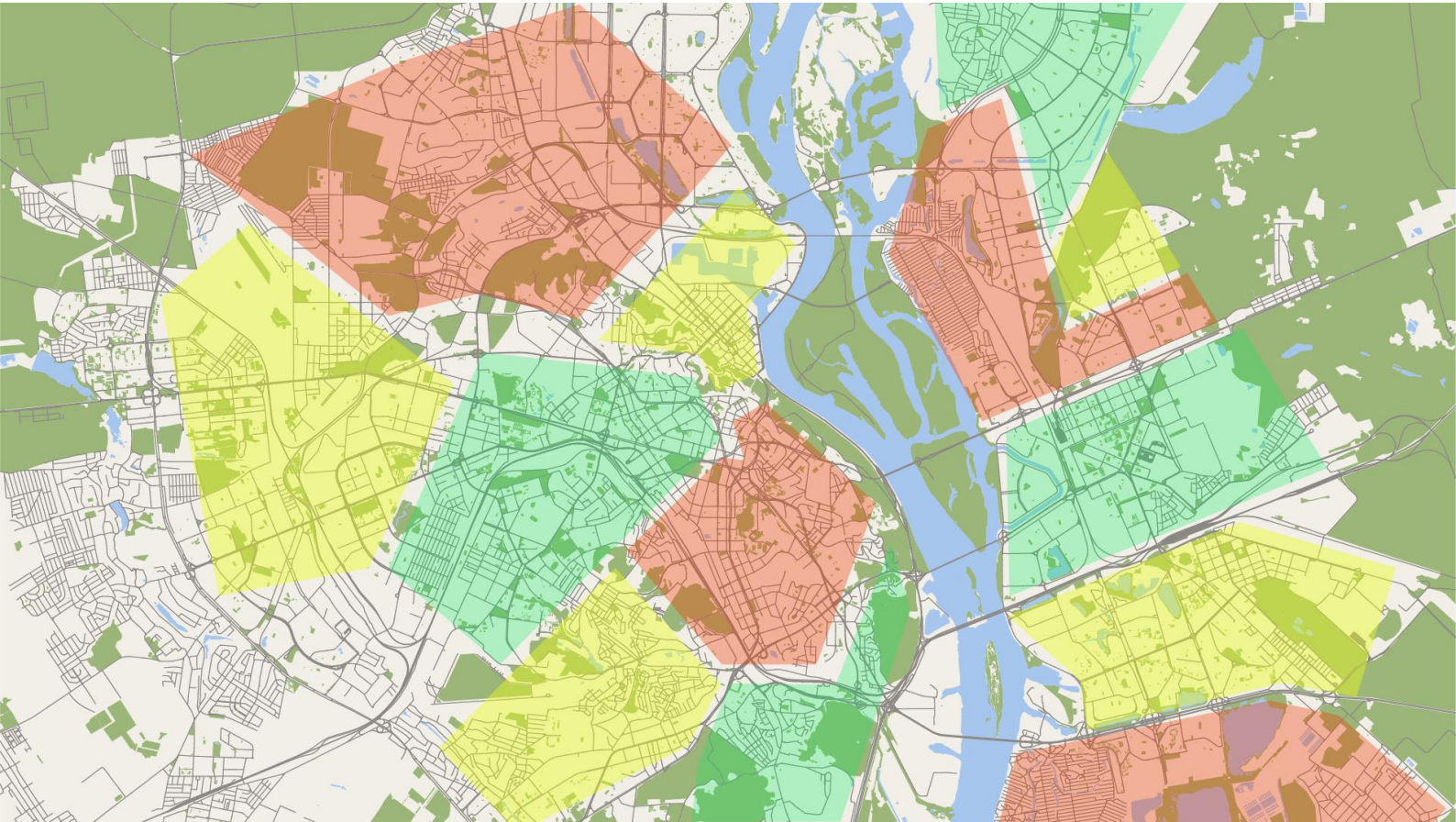


ФОТО: TISH11-STOCK.ADOBE.COM

КЕРІВНИЦТВО З РОЗРОБКИ СХЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Проект енергетичної безпеки (ПЕБ)

Жовтень 2021 року

Цей документ став можливим завдяки підтримці американського народу через Агентство США з міжнародного розвитку (USAID). Цей документ був підготовлений Tetra Tech ES, Inc., підрядником USAID у реалізації Проекту енергетичної безпеки (ESP), спільно з «ЕСКО Україна». Tetra Tech ES, Inc. несе повну відповідальність за зміст цього звіту. Викладений зміст не обов'язково відображає позицію USAID або Уряду Сполучених Штатів.

ЗМІСТ

СКОРОЧЕННЯ	1
ВСТУП	3
1. ЕТАПИ ТА ОСОБЛИВОСТІ РОЗРОБЛЕННЯ СХЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	6
2. ВИЗНАЧЕННЯ КОНЦЕПЦІЇ РОЗРОБЛЕННЯ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	11
2.1. ЗАВДАННЯ ДИРЕКТИВ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТ, ШКІДЛИВИХ ВИКИДІВ ТА СПОЖИВАННЯ ПЕРВИННОЇ ЕНЕРГІЇ. ЗВ'ЯЗОК СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ З ІНШИМИ СТРАТЕГІЧНИМИ ДОКУМЕНТАМИ	11
2.2. ВИКИДИ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ ВІД РІЗНИХ ВИДІВ ДІЯЛЬНОСТІ ЛЮДИНИ	15
2.3. ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ В ЖИТЛОВИХ БУДІВЛЯХ ТА ЗАДАЧІ ЄВРОПЕЙСЬКИХ ДИРЕКТИВ І НАЦІОНАЛЬНОГО ПЛАНУ ДІЙ З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ	17
2.4. СТАН В СФЕРІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ. УЗАГАЛЬНЕНІ ДАНІ: ВТРАТИ, ПОШКОДЖЕННЯ, СТРУКТУРА ТАРИФУ	18
2.5. БЕНЧМАРКІНГ СИСТЕМ ТЕПЛОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЄВРОПЕЙСЬКИХ КРАЇН	20
2.6. ВИЗНАЧЕННЯ ПРОБЛЕМНИХ ПИТАНЬ ТА ПРІОРИТЕТІВ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ТЕПЛОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	28
2.7. ВЗАЄМОЗВ'ЯЗОК СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ТА ІНШИХ МІСТОБУДІВНИХ ДОКУМЕНТІВ	30
3. РОЗРОБКА ТА ЗАТВЕРДЖЕННЯ ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ	33
3.1. ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ НА РОЗРОБКУ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	33
3.2. ОСОБЛИВОСТІ РОЗРОБКИ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ	40
4. ВИБІР ВИКОНАВЦЯ ДЛЯ РОЗРОБКИ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	42
5. ДЕТАЛЬНИЙ ОПИС ПРОЦЕДУРИ РОЗРОБКИ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	46
5.1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧОГО СТАНУ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	46
5.1.1. ОПИС НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ	46
5.1.2. ОПИС НАЯВНИХ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ ДЛЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ	47
5.1.3. АНАЛІЗ ТА ОПИС СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	57
5.1.4. ВИЗНАЧЕННЯ Й АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ ЗОН ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	64
5.1.5. ПОКАЗНИКИ ІСНУЮЧОГО ТА ПРОГНОЗНОГО ПОПИТУ НА ТЕПЛОВУ ЕНЕРГІЮ	70
5.1.6. ВИЗНАЧЕННЯ КЛЮЧОВИХ ПОКАЗНИКІВ ДЛЯ БАЗОВОГО РОКУ	84
5.1.7. РЕЗЮМЕ АНАЛІЗУ ПОКАЗНИКІВ СУЧАСНОГО СТАНУ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	88

5.2.	ВИЗНАЧЕННЯ ДОВГОСТРОКОВИХ ЦІЛЕЙ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ	91
5.2.1.	ОПИС І ПРОГНОЗ ОСНОВНИХ МАКРОЕКОНОМІЧНИХ ТА ІНШИХ ПОКАЗНИКІВ	91
5.2.2.	ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНОЇ СИТУАЦІЙНОЇ СХЕМИ ЗОН ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	96
5.2.3.	ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ НАПРЯМІВ ЩОДО ЗМІН КЛЮЧОВИХ ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	97
5.3.	РОЗРОБКА ТА АНАЛІЗ ПОТЕНЦІЙНИХ ПРОЄКТІВ РОЗВИТКУ (МОДЕРНІЗАЦІЇ) СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	102
5.3.1.	ЗАМІНА ГАЗОВОГО КОТЛА НА ГАЗОВИЙ КОТЕЛ З БІЛЬШ ВИСОКИМ ККД	102
5.3.2.	ЗАМІНА ГАЗОВОГО КОТЛА НА ТВЕРДОПАЛИВНИЙ	103
5.3.3.	ЗМЕНШЕННЯ ПОТУЖНОСТІ КОТЕЛЬНІ	105
5.3.4.	ВСТАНОВЛЕННЯ ТЕПЛОУТИЛІЗАТОРА	108
5.3.5.	ВСТАНОВЛЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ	110
5.3.6.	ЗАМІНА ТЕПЛОТРАС НА ПОПЕРЕДНЬО ІЗОЛЬОВАНІ	113
5.3.7.	ТЕПЛОІЗОЛЯЦІЯ ІСНУЮЧИХ ТЕПЛОТРАС	116
5.3.8.	ВСТАНОВЛЕННЯ ЧАСТОТНОГО ПЕРЕТВОРЮВАЧА НА ДИМОСОС ТА/АБО ВЕНТИЛЯТОР	119
5.3.9.	ВСТАНОВЛЕННЯ ЧАСТОТНОГО ПЕРЕТВОРЮВАЧА НА НАСОСИ	124
5.3.10.	ЗАМІНА НАСОСА	127
5.3.11.	ВСТАНОВЛЕННЯ ЧИ МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ПОГОДНОГО РЕГУЛЮВАННЯ	128
5.3.12.	ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОАКУМУЛЮЮЧИХ УСТАНОВОК ДЛЯ КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	130
5.3.13.	ВИКОРИСТАННЯ ПОВІТРЯНИХ ТЕПЛОВИХ НАСОСІВ	131
5.3.14.	ПЕРЕПІДКЛЮЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ НА БІЛЬШ ЕФЕКТИВНЕ ДЖЕРЕЛО	132
5.3.15.	СТВОРЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КООПЕРАТИВІВ	133
5.3.16.	ЗНИЖЕННЯ ТЕМПЕРАТУРНИХ ГРАФІКІВ ПОДАЧІ ТЕПЛОНОСІЯ В ОКРЕМИХ РАЙОНАХ	134
5.3.17.	ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	135
5.3.18.	ОСОБЛИВОСТІ ПОТЕНЦІЙНИХ ПРОЄКТІВ ДЛЯ АВТОНОМНИХ ТА ІНДИВІДУАЛЬНИХ СИСТЕМ ОПАЛЕННЯ	136
5.4.	ВИЗНАЧЕННЯ ПРІОРИТЕТНОСТІ ПРОЄКТІВ РОЗВИТКУ (МОДЕРНІЗАЦІЇ) СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЗА ТЕРМІНОМ ОКУПНОСТІ ТА ІНШИМИ ПОКАЗНИКАМИ	137
5.4.1.	ГОРИЗОНТ ПЛАНУВАННЯ ПРОЄКТІВ	137
5.4.2.	ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВОВИХ ФАКТОРІВ	138
5.4.3.	ВИТРАТИ ТА АНАЛІЗ ПРОГНОЗНОЇ ЗМІНИ	139
5.4.4.	АНАЛІЗ ВИТРАТ І ВИГІД ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ РЕКОМЕНДОВАНОГО (ОПТИМАЛЬНОГО) ВАРІАНТА РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ	148
5.4.5.	ФІНАНСОВО-ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ	152
5.4.6.	ЕКОЛОГІЧНИЙ ЕФЕКТ ІНВЕСТИЦІЙНОГО ПРОЄКТУ	156
5.4.7.	СОЦІАЛЬНИЙ ЕФЕКТ ІНВЕСТИЦІЙНОГО ПРОЄКТУ	157

5.4.8.	АНАЛІЗ ПРОГНОЗНОЇ ЗМІНИ ВПЛИВОВИХ ФАКТОРІВ НА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕКОМЕНДОВАНОГО ВАРІАНТА (АНАЛІЗ НА ЧУТЛИВІСТЬ)	158
5.4.9.	ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ РЕКОМЕНДОВАНОГО СЦЕНАРІЮ РОЗВИТКУ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	161
5.5.	РОЗРОБКА ГРАФІЧНОЇ ЧАСТИНИ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	161
5.6.	ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОННИХ ІНСТРУМЕНТІВ МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ ТЕПЛОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ, ОХОПЛЮЮЧИ (АЛЕ НЕ ОБМЕЖУЮЧИСЬ) ГІС	164
5.7.	ПАСПОРТ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	168
5.8.	ПЛАН ФІНАНСУВАННЯ ТА РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЄКТІВ	180
5.8.1.	ДЖЕРЕЛА ФІНАНСУВАННЯ ПРОЄКТІВ	180
5.8.2.	ФОРМУВАННЯ ПЛАНУ ФІНАНСУВАННЯ	184
5.9.	ЗВЕДЕНИЙ АНАЛІЗ ВПЛИВУ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ	185
6.	ЗАТВЕРДЖЕННЯ ТА ПОГОДЖЕННЯ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	188
7.	ПРОЦЕДУРА ВЕРИФІКАЦІЇ ДОСЯГНЕННЯ ЦІЛЕЙ, ВИЗНАЧЕНИХ В СХЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	191
8.	ПРИКЛАДИ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ РОЗРАХУНКІВ ПРОЄКТІВ	192
	ДОДАТОК А - ПРИКЛАД ОПИТУВАЛЬНИХ ЛИСТІВ	213
	ДОДАТОК Б – ОРІЄНТОВНИЙ ШАБЛОН ДОГОВОРУ НА РОЗРОБКУ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ	227
	ДОДАТОК В - ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ НА РОЗРОБКУ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ	238
	ДОДАТОК Г - ФОРМА НАДАННЯ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ	251
	ДОДАТОК Д - ПОТЕНЦІАЛ ВДЕ	256
	ДОДАТОК Е - ПОТЕНЦІЙНІ ВИРОБНИКИ ОБЛАДНАННЯ	263

СКОРочЕННЯ

БД	база даних
ВВП	валовий внутрішній продукт
ВДЕ	відновлювані джерела енергії
ВСУ	велика спалювальна установка
ГІС	геоінформаційна система
Гкал	гігакалорія
грн	українська гривня
ДГ	домогосподарство
ЕСУ	Енергетична стратегія України
ЗППЕ	загальне первинне постачання енергії
ЗУ	закон України
ІСЦ	індекс споживчих цін
ІТП	індивідуальний тепловий пункт
ІЦВ	індекс цін виробників промислової продукції
КГУ	когенераційна установка
ККД	коефіцієнт корисної дії
КМУ	Кабінет Міністрів України
м³	метр кубічний
МВФ	Міжнародний валютний фонд
МЕП	муніципальний енергетичний план
Мінекономіки	Міністерство економіки України
Міненерго	Міністерство енергетики України
Мінрегіон	Міністерство розвитку громад та територій України
Мінсоц	Міністерство соціальної політики України
млн	мільйон
млрд	мільярд
МФО	міжнародна фінансова організація
Нафтогаз	НАК «Нафтогаз України»
НБУ	Національний банк України
НКРЕКП	Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
НПА	нормативно-правовий акт
НПСВ	Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок
ОМС	орган місцевого самоврядування
Оператор ГРМ	оператор газорозподільної мережі

Оператор ГТС	ТзОВ «Оператор газотранспортної системи України»
ОСББ	об'єднання співвласників багатоквартирного будинку
ПДВ	податок на додану вартість
ПСО	покладення спеціальних обов'язків
ПДСЕР	план дій сталого енергетичного розвитку
СЦТ	система централізованого тепlopостачання
ТЕЦ	теплоелектроцентрально
ТЕС	теплова електростанція
тис.	тисяча
тис. м³	тисяча метрів кубічних
ТКЕ	теплокомуненерго (підприємство сектору ЦТ)
т.н.е.	тонн нафтового еквіваленту
толеранс	допустима різниця між прогнозованим та фактичним обсягами споживання газу без зміни ціни на газ
трейдер	суб'єкт на ринку газу, що видобуває, імпортує або перепродає газ і не має ліцензії на його постачання
т у.п.	тонн умовного палива
УГВ	Укргазвидобування
Укрстат	Державна служба статистики України
ФДМУ	Фонд державного майна України
ЦТ	централізоване тепlopостачання
ЦТП	центральний тепловий пункт
ПЕБ	USAID Проєкт енергетичної безпеки
ТТФ	Title Transfer Facility (віртуальна точка торгівлі природним газом у Нідерландах)
USAID	Агентство США з міжнародного розвитку

ВСТУП

USAID Проєкт енергетичної безпеки (ПЕБ) співпрацює з Урядом України, приватним сектором та лідерами громадянського суспільства для зміцнення енергетичної безпеки України, а також для перетворення енергетичного сектору України в сучасну, ринкову, інтегровану в ЄС рушійну силу. Цілі Проєкту енергетичної безпеки охоплюють, серед іншого, сприяння розвитку конкурентних ринків енергії, європейській інтеграції, зміцненню енергетичної незалежності, забезпеченню розвитку відновлюваної енергії, підтримку регулювання сектору з наданням ширших прав та повноважень, посилення довіри з боку громадськості, а також забезпечення екологічної та соціальної відповідальності.

Проєкт енергетичної безпеки надає технічну допомогу Мінрегіону за кількома напрямками, включно з технічною допомогою у покращенні нормативно-правової бази планування тепlopостачання.

Наказом Мінрегіону від 2 жовтня 2020 року № 235 затверджено Методику розроблення схем тепlopостачання населених пунктів України¹. Порядок погодження Мінрегіоном схем тепlopостачання населених пунктів з кількістю жителів понад 20 тисяч осіб та регіональних програм модернізації систем тепlopостачання визначено наказом Мінрегіону від 28 квітня 2020 року № 101².

Методика розроблення схем тепlopостачання впроваджує низку нових положень і вимог для розробників схем та залучених зацікавлених сторін у сфері загальних вимог стосовно питань змісту схем тепlopостачання та показників, які будуть використовуватись для оцінки схем тепlopостачання.

Основні відмінності оновленої Методики від попередньої версії:

- Чіткий взаємозв'язок між схемою тепlopостачання населеного пункту, діючими нормативними документами та місцевими стратегічними документами;
- Визначено цільові економічні, екологічні та енергоефективні показники;
- Період для аналізу та планування впровадження заходів - 20 років;
- Замовником розроблення схеми тепlopостачання можуть бути органи місцевого самоврядування;
- Визначено чітку процедуру та етапи розробки схеми тепlopостачання;
- Введено необхідність зонування території населеного пункту для цілей тепlopостачання;
- Гідравлічний розрахунок обов'язково виконувати лише для рекомендованого сценарію впровадження;

¹ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1144-20#Text>

² <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0564-20#Text>

- Розширено вимоги до фінансової частини.

Загальна ціль даного Керівництва полягає у наданні підтримки місцевим органам влади, суб'єктам централізованого теплопостачання, розробникам схем теплопостачання у використанні нової структури з розробки схем теплопостачання. Зокрема, Керівництво містить поради щодо конкретних етапів розробки та застосування схем теплопостачання суб'єктам централізованого теплопостачання, розробникам схем теплопостачання, місцевим адміністраціям.

Структура розробленого Керівництва складається з наступних розділів:

Вступна частина;

1. Етапи та особливості розробки схем теплопостачання;

В даному розділі визначено послідовність дій при розробці схеми теплопостачання населеного пункту. Зокрема, виділено підготовчий етап, що передує процесу розроблення схеми теплопостачання, та є важливим для усвідомлення цілей розробки, постановки завдань, необхідності узгодження з іншими нормативними документами державного та місцевого значення.

2. Визначення концепції розробки схеми теплопостачання;

Наведено стислий опис вимог релевантних чинних нормативних документів України та країн ЄС. Сформульовано основні напрями для розвитку систем теплопостачання населених пунктів України та провідні тенденції.

3. Розробка та затвердження технічного завдання;

Описано рекомендації до технічного завдання на розробку схем теплопостачання. Також в Керівництві міститься приклад технічного завдання, що може бути використаний замовником схеми.

4. Вибір виконавця для розробки схеми теплопостачання;

В даному розділі описано процедуру визначення виконавця схеми теплопостачання, починаючи з кваліфікаційних критеріїв та процедури закупівлі і до укладання договору на розроблення схеми теплопостачання. Також Керівництво містить приклад договору на розробку схеми теплопостачання, що може бути використано замовником.

5. Детальний опис процедури розробки схеми теплопостачання;

Основний розділ, в якому описано дії кожного з учасників процесу послідовно, на кожному з етапів. Також надано інструменти, що можуть бути використані під час розробки, та наведено приклади для кожного кроку. Цей розділ містить опис варіантів енергоефективних рішень з розрахунковими формулами. Окремо до цього розділу розроблено розрахункові модулі, що можуть бути використані у процесі відбору можливих проєктів.

В розділі детально розписано вимоги до виконання розрахунків та формуванню звіту, зокрема:

- розробки графічної частини схеми теплопостачання, де наведено перелік можливих електронних інструментів моделювання схеми теплозабезпечення;
- паспорт схеми теплопостачання, заповнення якого вимагає Методика, з роз'ясненням джерела для кожного з показників;
- опис розробки фінансової частини схеми теплопостачання, охоплюючи можливі джерела фінансування проєктів та плани фінансування;
- приклад розрахунку екологічного впливу на довкілля від впровадження проєктів рекомендованого сценарію.

Для зазначених модулів підготовлені розрахункові файли, що пришвидшать виконання розрахунків та спростять підготовку звіту.

6. Затвердження та погодження схеми теплопостачання;

Покроково описано дії та відповідальність усіх учасників процесу розробки схеми теплопостачання для погодження і затвердження належним чином, як того вимагає чинне законодавство.

7. Процедура верифікації досягнення цілей, визначених в схемі теплопостачання;

Даний розділ містить приклади з описом ситуацій, з якими можуть стикнутися розробники, та варіанти вирішення задач, що виникають.

8. Практичні приклади та конкретні ситуації;

Даний розділ містить приклади з описом ситуацій, з якими можуть стикнутися розробники, та варіанти впровадження енергоефективних заходів. Наведено технічні та фінансові розрахунки для кожного запропонованого варіанта.

1. ЕТАПИ ТА ОСОБЛИВОСТІ РОЗРОБЛЕННЯ СХЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

В розділі описана послідовність розробки схем, розділені зони відповідальності між учасниками процесу та результати кожного етапу. Розробка схеми теплопостачання охоплює кілька етапів:

Етап 0 – Підготовчий етап.

На етапі підготовки розроблення схеми теплопостачання населеного пункту органам місцевого самоврядування необхідно визначити мету та основні завдання, що мають бути вирішені під час розробки. Завдання, сформульовані на даному етапі, ляжуть надалі в основу технічного завдання для розроблення схеми теплопостачання.

Також на етапі підготовки до розроблення схеми теплопостачання населеного пункту, серед іншого, замовнику необхідно врахувати необхідність / відсутність необхідності розроблення звіту про стратегічну екологічну оцінку. Обов'язкове проведення стратегічної екологічної оцінки визначається у відповідності до критеріїв, визначених у статті 2 Закону України «Про стратегічну екологічну оцінку»³. Зокрема, якщо зміни в системі теплопостачання населеного пункту мають ймовірні наслідки для територій та об'єктів природно-заповідного фонду та екологічної мережі (далі - території з природоохоронним статусом), крім тих, що стосуються створення або розширення територій та об'єктів природно-заповідного фонду.

ЗУ «Про стратегічну екологічну оцінку» та необхідність виконання звіту про стратегічну екологічну оцінку⁴ зобов'язують замовника організувати виконання таких робіт додатково. Результати, отримані під час виконання схеми теплопостачання і стратегічної екологічної оцінки для населених пунктів, мають корелюватись та бути узгодженими між собою.

Окрім того, відповідно до ЗУ «Про оцінку впливу на довкілля»⁵, потрібно виконувати оцінку впливу на довкілля у разі, якщо зміни у схемі теплопостачання пов'язані з впливом на роботу теплових електростанцій (ТЕС, ТЕЦ) та інших потужностей для виробництва електроенергії, пари і гарячої води тепловою потужністю 50 МВт і більше з використанням органічного палива, атомних електростанцій та інших ядерних реакторів, включно з будівництвом, виведенням (зняттям) з експлуатації таких електростанцій або реакторів (крім дослідницьких установок для виробництва і конверсії ядерного палива та сировини для одержання вторинного ядерного палива,

³ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2354-19#Text>

⁴ <https://www.minregion.gov.ua/napryamki-diyalnosti/derzhavna-rehional-na-polityka/strategichne-planuvannya-regionalnogo-rozvitku/strategichna-ekologichna-otsinka/>

⁵ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2059-19#Text>

матеріалів, що діляться та відтворюються, потужність яких не перевищує 1 кВт постійного теплового навантаження).

У випадку розроблення схеми теплопостачання населеного пункту з будівництвом нових потужностей для виробництва пари і гарячої води тепловою потужністю 50 мегават і більше з використанням органічного палива, оцінка впливу на довкілля для рекомендованого сценарію схеми теплопостачання здійснюється за процедурою, передбаченою у відповідності до Закону України «Про оцінку впливу на довкілля»^{Error! Bookmark not defined.}

Етап I - Проведення нарад з питань розробки схеми теплопостачання міста за участю представників органів місцевого самоврядування, теплопостачальних організацій.

На цьому етапі визначаються проблемні питання та пріоритети розвитку – концепція розробки.

Довгострокове планування теплопостачання населеного пункту, за умови позитивного аналізу витрат та вигід, спрямовується на розвиток ефективних систем централізованого теплопостачання, з поступовим заміщенням традиційних джерел теплової енергії з використанням природного газу.

Презентація повинна містити інформацію щодо причин та цілей розробки схеми теплопостачання. Також мають бути описані учасники, їхні ролі та зацікавленість. Крім того, потрібно вказати методи та способи розробки. Вищезазначене детально описане в розділах 2, 3, 4.

Етап II – Збір вихідних даних.

На даному етапі виконується розсилка опитувальних листів до теплопостачальних організацій, служб статистики та структурних підрозділів органів виконавчої влади, що володіють необхідною для розробки схем теплопостачання інформацією. Зокрема, виконується збір демографічних показників з метою визначення існуючого та прогнозного попиту на теплову енергію (Додаток А). У разі недостатньої інформації, необхідності уточнення наданої інформації або необхідності в специфічних показниках проводиться обстеження джерел теплової енергії, розподільних мереж та споживачів. В процесі збору вихідних даних необхідно брати до уваги вже розроблені стратегії та програми розвитку для населеного пункту. Їхні цілі та шляхи реалізації мають корелюватись з цілями розроблення схеми теплопостачання. Вищезазначене детально описане в розділі 5.

Етап III – Виконання розрахунків показників для базового сценарію.

Відповідно до вимог вищевказаної Методики^{Error! Bookmark not defined.} необхідно виконати енергетичні та фінансові розрахунки для поточного стану системи теплопостачання населеного пункту, що виявить існуючий стан теплового господарства, ефективність роботи обладнання теплового господарства, тенденції змін варіантів теплопостачання для окремих споживачів, зон та населеного пункту в цілому. В подальшому такий базовий сценарій буде порівнюватись з кожним альтернативним сценарієм модернізації системи теплопостачання. Ефективність модернізації та економічний

ефект також буде розраховано, спираючись на базовий сценарій. Вищезазначене детально описане в розділі 5.

Етап IV – Моделювання комбінацій проєктів для досягнення цілей, визначених на початковому етапі.

На даному етапі виконується розрахунок укрупнених енергетичних та фінансових показників кожного з можливих альтернативних сценаріїв модернізації системи теплопостачання. Залежно від визначених цілей та отриманих в ході розрахунків результатів, формується та погоджується рекомендований сценарій модернізації системи теплопостачання населеного пункту. Рекомендований сценарій модернізації має бути погоджений замовником. Підтвердженням погодження рекомендованого сценарію з боку замовника може бути протокол наради, в якому зазначено, який саме сценарій із запропонованих було обрано, перелік проєктів, що увійшли до сценарію, їхній опис, основні технічні та економічні показники. Вищезазначене детально описане в розділі 5.

Етап V – Виконання детальних розрахунків для проєктів рекомендованого сценарію.

Для визначених проєктів, що увійшли до рекомендованого сценарію, виконують детальні розрахунки, за якими проєкти умовно можна розподілити на:

- Першочергові (наприклад: встановлення обладнання погодного регулювання (ІТП), утеплення трубопроводів системи теплопостачання в неопалюваному просторі, заміна аварійних ділянок трубопроводів теплопостачання, модернізація існуючих котельень, зокрема, встановлення систем автоматизації роботи котлів, насосів, вентиляторів, димососів, впровадження енергетичного моніторингу та диспетчеризації тощо);
- Основні (заходи, що забезпечують виконання умов 50% відновлюваної енергії, або 50% скидного тепла підприємств і побутових стоків, або 75% когенерації, або 50% комбінації перерахованих джерел. Наприклад: утилізація відпрацьованого тепла, зміна джерел теплової енергії, використання альтернативних джерел енергії, встановлення когенераційних установок, перекладка теплових мереж, інтеграція мереж, термосанація будівель тощо).

Варто зауважити, що в рамках визначених проєктів необхідно розробити рекомендації як для централізованих схем теплопостачання, так і для децентралізованих (в. т. ч. автономних та індивідуальних).

Етап VI – Оформлення звіту з розроблення схеми теплопостачання населеного пункту.

На даному етапі описову частину, розрахунки, описи проєктів, фінансові розрахунки та висновки зводять в один пакет документів включно з графічною частиною рекомендованого сценарію. Паспорт схеми теплопостачання містить основні показники базового та рекомендованого сценарію теплопостачання. Вищезазначене детально описане в розділі 5.

Етап VII – Затвердження розробленої схеми теплопостачання населеного пункту.

Розроблений звіт схеми теплопостачання має бути затверджений у встановленому порядку. Схема теплопостачання населеного пункту погоджується відповідно до вищевказаного порядку. Зокрема, до Мінрегіону необхідно надати всі частини схеми теплопостачання населеного пункту у електронних форматах текстових редакторів, електронних таблиць, інструментів графічного моделювання та на паперових носіях. Вихідні дані, тепло-гідрравлічні, техніко-економічні розрахунки надаються в електронному форматі електронних таблиць. Схема теплопостачання затверджується органом місцевого самоврядування після її погодження з центральним органом



виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері житлово-комунального господарства. Вищезазначене детально описане в розділі 6.

Рисунок 1.1 – Блок-схема основних етапів розроблення схеми теплопостачання населеного пункту

Таблиця 1.1 – Послідовність етапів та очікувані результати

ЕТАП	НАЗВА ЕТАПУ	ВІДПОВІДАЛЬНИЙ ВИКОНАВЕЦЬ	ОЧІКУВАНИЙ РЕЗУЛЬТАТ
Етап 0	Підготовчий етап	Замовник	<ul style="list-style-type: none"> Визначення мети, цілей та завдань розроблення схеми теплопостачання Розроблення технічного завдання Визначення необхідності виконання стратегічної екологічної

			оцінки / оцінки екологічного впливу
Етап I	Проведення нарад з питань розробки схеми теплопостачання міста за участю представників органів місцевого самоврядування, теплопостачальних організацій	<ul style="list-style-type: none"> Розробник Замовник (профільні департамент и органів місцевої влади) Теплопостачальні організації 	Протокол зустрічі, де зазначено: <ul style="list-style-type: none"> Цілі розробки схеми теплопостачання Ролі для кожного з учасників Призначення відповідальних осіб та координація співпраці Проміжні та кінцевий терміни виконання розпоряджень з технічного завдання
Етап II	Збір вихідних даних	Розробник	Заповнені опитувальні листи отримані від: <ul style="list-style-type: none"> Профільних департаментів органів місцевого самоврядування Теплопостачальних організацій
Етап III	Виконання розрахунків показників для базового сценарію	Розробник	Протокол погодження встановленого базового сценарію (розрахунки та висновки)
Етап IV	Моделювання комбінацій проєктів для досягнення цілей, визначених на етапі I	Розробник	<ul style="list-style-type: none"> Проведення презентації доречних комбінацій проєктів для замовника Протокол погодження рекомендованого сценарію
Етап V	Виконання детальних розрахунків для проєктів рекомендованого сценарію	Розробник	Проведення презентації за результатами розрахунків та отриманих висновків
Етап VI	Оформлення звіту з розроблення схеми теплопостачання населеного пункту	Розробник Органи місцевого самоврядування	<ul style="list-style-type: none"> Оформлений звіт в електронному та паперовому вигляді Оформлені супровідні листи для погодження Мінрегіоном
Етап VII	Затвердження розробленої схеми теплопостачання населеного пункту	Розробник Органи місцевого самоврядування	Рішення сесії ради депутатів органів місцевого самоврядування про затвердження схеми теплопостачання населеного пункту

Для успішної розробки схеми теплопостачання, яка стане не лише ще одним документом, а буде реальним інструментом модернізації, є ефективна координація заінтересованих сторін та чітке планування кожного з етапів.

2. ВИЗНАЧЕННЯ КОНЦЕПЦІЇ РОЗРОБЛЕННЯ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Розділ присвячений питанням визначення загальної концепції, що має бути врахована розробниками. Зокрема, розглядаються українські та європейські нормативи, що мають вплив на розвиток системи теплопостачання, наведено інформацію про існуючий стан та європейські практики, що можуть слугувати орієнтирами.

2.1. ЗАВДАННЯ ДИРЕКТИВ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТ, ШКІДЛИВИХ ВИКИДІВ ТА СПОЖИВАННЯ ПЕРВИННОЇ ЕНЕРГІЇ. ЗВ'ЯЗОК СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ З ІНШИМИ СТРАТЕГІЧНИМИ ДОКУМЕНТАМИ

Невід'ємною частиною енергетичного розвитку населених пунктів у країнах Євросоюзу стало довгострокове енергетичне планування. Кожен населений пункт розробляє план енергетичного розвитку, зокрема систем теплопостачання, на період до 10 років. План включається до стратегічного плану розвитку населеного пункту та відображає цілі і напрями розвитку сектору теплопостачання.

Сучасні системи ЦТ мають бути економічно доступними і конкурентоспроможними за рахунок як високої ефективності, так і достатньо високого рівня попиту з боку населення, який і виправдовує необхідні капіталовкладення.

Стратегії та рішення щодо енергії, екології та сталого розвитку України:

- **Стратегія сталого розвитку «Україна - 2020»⁶**, затверджена Указом Президента України № 5 від 12 січня 2015 року, яка, зокрема, передбачає реформування енергетики та реалізацію програми енергоефективності в межах визначеного вектора подальшого розвитку;
- **Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»⁷** (далі - ЕСУ), затверджена розпорядженням КМУ № 605 від 18 серпня 2017 р., є документом, який окреслює стратегічні орієнтири розвитку паливно-енергетичного комплексу України на період до 2035 року.

Прогнозні показники, що містяться у документі, демонструють траєкторію розвитку енергетики та суміжних галузей. Надалі в рамках розробки та затвердження КМУ плану заходів з реалізації ЕСУ завдання та показники ЕСУ мають бути деталізовані та відображені у відповідних програмах розвитку підгалузей. Реалізація ЕСУ також потребуватиме розроблення нових та зміни існуючих законодавчих та підзаконних актів, низки галузевих норм, які регламентують діяльність в енергетичній сфері.

- **Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання⁸**, затверджена розпорядженням КМУ № 569 від 18 серпня 2017 р. Реалізація Концепції передбачається трьома етапами.

⁶ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5/2015#Text>

⁷ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#Text>

⁸ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/569-2017-%D1%80#Text>

На **першому етапі** (2017-2018 роки) передбачалось:

1. Актуалізація схем тепlopостачання населених пунктів шляхом розроблення схем розвитку систем тепlopостачання, які передбачатимуть оптимальне поєднання в межах населеного пункту різних видів тепlopостачання (централізованого, автономного або індивідуального (поквартирного));
2. Спрощення процедур щодо реалізації інвестиційних проєктів, спрямованих на реконструкцію, модернізацію та розвиток підприємств;
3. Сприяння використанню більш ефективних форм управління підприємствами;
4. Стимулювання зниження рівня втрат теплової енергії під час її виробництва до 8% та транспортування до 12%;
5. Забезпечення 100% комерційного обліку спожитої теплової енергії;
6. Завершення процедури удосконалення тарифної політики, спрямованої на встановлення уповноваженими органами тарифів, які покриватимуть капітальні та операційні витрати підприємств;
7. Врегулювання питань передачі частини повноважень із встановлення тарифів на тепlopостачання органам місцевого самоврядування;
8. Впровадження механізму стимулюючого тарифоутворення;
9. Сприяння переходу підприємств на двоставкові тарифи;
10. Проведення заходів щодо підвищення рівня розрахунків за спожиті комунальні послуги;
11. Перехід на розрахунки коштами в частині відшкодування підприємствам наданих населенню пільг та житлових субсидій.

- Актуалізація схем тепlopостачання
- Зниження рівня втрат теплової енергії під час її виробництва до 8% та транспортування до 12%
- Забезпечення 100% комерційного обліку спожитої теплової енергії

На **другому етапі** (2019-2025 роки) передбачається:

1. Технологічне оновлення систем тепlopостачання на всіх етапах технологічного процесу, досягнення середнього річного обсягу енергоспоживання теплової енергії 60-80 кВт·год/м²;
2. Збільшення частки використання альтернативних джерел енергії у виробництві теплової енергії до 30%;
3. Стимулювання приведення технологічного стану підприємств у відповідність з потребами споживачів у разі проведення термомодернізації будівель (40-50% будівель);
4. Запровадження ринкового механізму під час виробництва та постачання теплової енергії;
5. Розвиток конкурентного середовища у сфері тепlopостачання.

- Досягнення середнього річного обсягу енергоспоживання теплової енергії 60-80 кВт·год/м²
- Збільшення частки використання альтернативних джерел енергії до 30%

На **третьому етапі** (2026-2035 роки) передбачається:

1. Реконструкція та модернізація систем тепlopостачання на всіх етапах технологічного процесу, досягнення середнього річного обсягу енергоспоживання теплової енергії 20-60 кВт·год/м²;
2. Збільшення частки використання альтернативних джерел енергії у виробництві теплової енергії до 40%;
3. Зменшення втрат теплової енергії у теплових мережах під час її транспортування до споживача до 10%;
4. Стимулювання приведення технологічного стану підприємств у відповідність з потребами споживачів у разі проведення термомодернізації будівель (100% будівель).

- Досягнення середнього річного обсягу енергоспоживання теплової енергії 20-60 кВт·год/м²
- Збільшення частки використання альтернативних джерел енергії до 40%
- Зменшення втрат теплової енергії у теплових мережах під час її транспортування до споживача до 10%

• **Закон України «Про тепlopостачання»⁹**

Цей Закон регулює відносини, що виникають у зв'язку з виробництвом, транспортуванням, постачанням і використанням теплової енергії, державним наглядом (контролем) у сфері тепlopостачання, експлуатацією теплоенергетичного обладнання та виконанням робіт на об'єктах у сфері тепlopостачання суб'єктами господарської діяльності незалежно від форми власності.

⁹ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2633-15#Text>

- **Закон України «Про житлово-комунальні послуги»¹⁰**

Предметом регулювання цього Закону є відносини, що виникають у процесі надання споживачам послуг з управління багатоквартирним будинком, постачання теплової енергії, постачання гарячої води, централізованого водопостачання, централізованого водовідведення та поводження з побутовими відходами, а також відносини, що виникають у процесі надання послуг з постачання та розподілу електричної енергії і природного газу споживачам у житлових, садибних, садових, дачних будинках.

Міненерго України спільно з Держенергоефективності розроблено та внесено на розгляд Уряду проєкт розпорядження КМУ **«Про Національний план дій з енергоефективності на період до 2030 року»**.

- **Основи регіонального розвитку. Стратегія регіонального економічного розвитку України¹¹.**

Ця Стратегія визначає генеральний вектор сталого розвитку регіонів та розроблена відповідно до Цілей сталого розвитку України до 2030 року¹², затверджених Указом Президента України № 722 від 30 вересня 2019 р.

- **Порядок здійснення державного моніторингу в галузі охорони атмосферного повітря¹³**, затверджений постановою Кабінету Міністрів України № 827 від 14 серпня 2019 року;
- **Вимоги програм соціально-економічного та культурного розвитку** відповідних адміністративно-територіальних одиниць;
- **цільові програми** з інших питань місцевого самоврядування;
- **місцеві містобудівні програми**;
- **генеральні плани забудови відповідних населених пунктів, іншої містобудівної документації**, затверджені відповідно до Закону України «Про місцеве самоврядування в Україні».

Також необхідно враховувати дію положення Порядку відключення споживачів від систем централізованого опалення та постачання гарячої води, затвердженого наказом Мінрегіону № 169 від 26.07.2019¹⁴ та Порядку здійснення контролю за виконанням інвестиційних програм у сферах тепlopостачання, централізованого водопостачання та водовідведення (постанова КМУ № 552¹⁵ від 1 жовтня 2014 р.) у випадку, якщо такі застосовуються.

¹⁰ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2189-19#Text>

¹¹ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/695-2020-%D0%BF#n11>

¹² <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/722/2019#Text>

¹³ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/827-2019-%D0%BF#Text>

¹⁴ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0982-19#Text>

¹⁵ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/552-2014-%D0%BF#Text>

Оскільки при розробці українського законодавства значною мірою враховують провідні тенденції у нормативних документах ЄС, нижче наведено основні положення європейських документів з метою визначення напрямів при розробці проєктів модернізації систем теплопостачання українських населених пунктів:

- **Директива 2012/27 ЄС «Про енергоефективність»¹⁶** (система централізованого опалення вважається ефективною, якщо вона використовує 50% відновлюваної енергії, або 50% скидного тепла підприємств і побутових стоків, або 75% когенерації, або 50% комбінації перерахованих джерел).
- **Регламент (ЄС) 2020/852 Європейського Парламенту та Ради від 18 червня 2020 року про створення основи для сприяння сталому інвестуванню та внесення змін до Регламенту (ЄС) 2019/2088¹⁷.**
- **Повідомлення Комісії до Європейського Парламенту, Ради, Європейського економічного та соціального комітету та Комітету регіонів СОМ (2020) 299.** Потужність кліматично нейтральної економіки: Стратегія ЄС щодо інтеграції енергетичної системи¹⁸.
- **Повідомлення Комісії до Європейського Парламенту, Ради, Європейського економічного та соціального комітету та Комітету регіонів СОМ (2020) 21.** Інвестиційний план сталого розвитку Європи¹⁹.

Системи централізованого теплопостачання все більше перетворюються в системи централізованого *теплопостачання та охолодження*. Досить динамічно розвивається ринок використання тепла для цілей охолодження через процеси абсорбції. Це дозволяє істотно підвищити завантаження обладнання теплоелектроцентралей (ТЕЦ) за теплофікаційним циклом та отримати додаткові вигоди від когенерації. Міні- та мікро-ТЕЦ все частіше використовуються для цілей опалення, ГВП та кондиціонування будівель, що істотно розширює ринок ТЕЦ і тривалість їхнього завантаження за теплофікаційним циклом. Системи централізованого теплопостачання мають змогу використовувати переваги «активних локальних джерел теплової енергії», які працюють за графіками як генерації, так і споживання теплової енергії.

2.2. ВИКИДИ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ ВІД РІЗНИХ ВИДІВ ДІЯЛЬНОСТІ ЛЮДИНИ

Загалом викиди парникових газів в секторі енергетики (будівлі, промисловість і транспорт) становлять 73,2%. Детально розподіл викидів парникових газів за секторами наведено на Рисунок 2.1. При цьому значна доля припадає на сектор будівель загалом та теплозабезпечення зокрема.

Гази, які викликають парниковий ефект - водяна пара, вуглекислий газ (CO₂), метан (CH₄), оксид азоту (I) (N₂O), різні фторовмісні сполуки, синтезовані людиною,

¹⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:02012L0027-20210101&from=EN>

¹⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R0852&from=EN>

¹⁸ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf

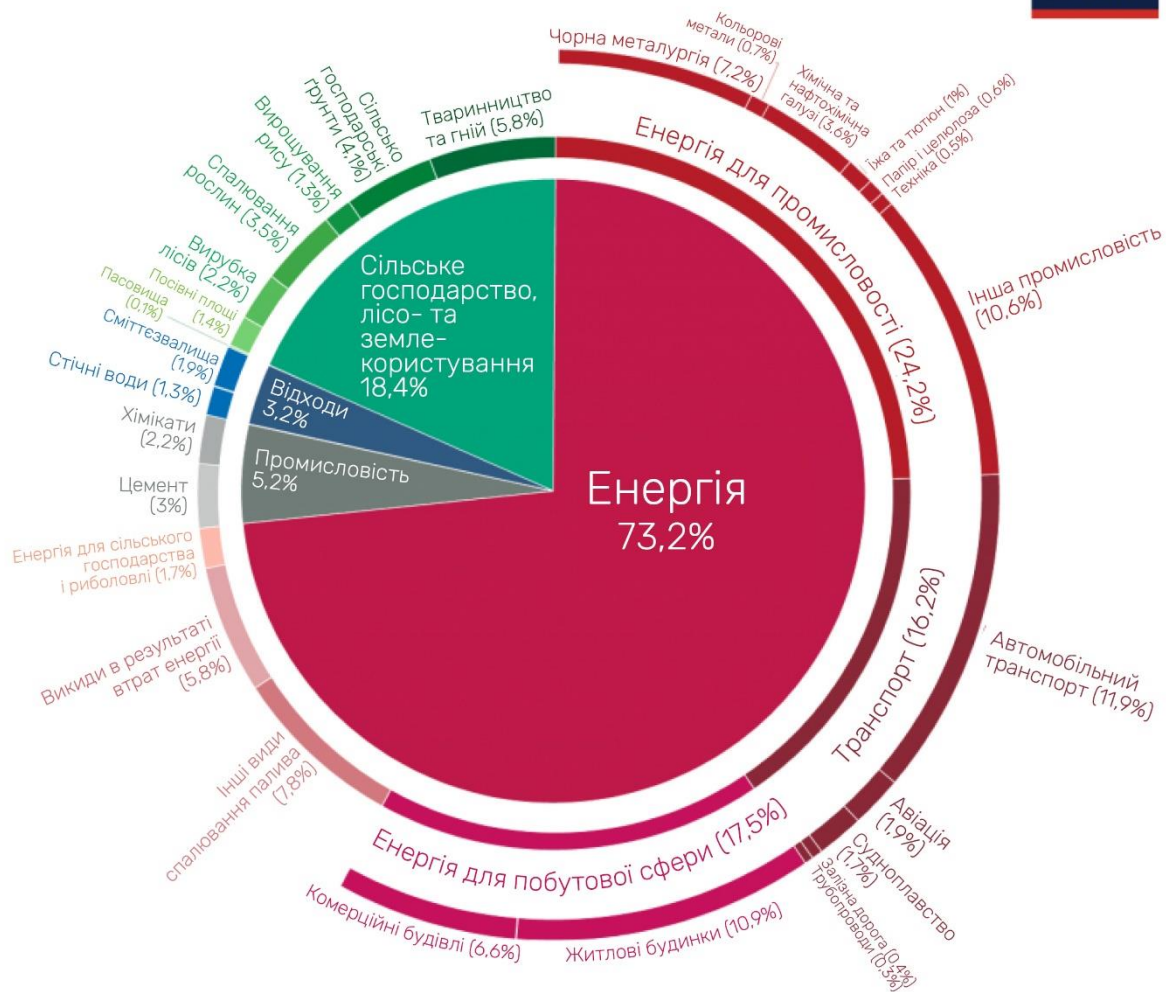
¹⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0021&from=EN>

наприклад, SF6, - по-різному нагрівають атмосферу (1 т метану зараховується як 21 т CO₂-еквіваленту тощо).

Для розрахунків викидів парникових газів від спожитої електричної енергії пропонується використовувати коефіцієнт 525 г CO₂/кВт·год, відповідно до *International Financial Institutions Guideline for a Harmonised Approach to Greenhouse Gas Accounting*²⁰.

Глобальні викиди парникових газів за секторами

Дані 2016 року – глобальні викиди парникових газів становили 49,4 млрд тонн CO₂-екв.



OurWorldinData.org – дані та дослідження для сприяння у вирішенні найбільших світових проблем.

Джерело: Climate Watch, the World Resources Institute (2020)

Ліцензовано: Creative Commons BY, автор: Ханна Річі (2020)

Переклад українською: UABIO

Рисунок 2.1 – Глобальні викиди парникових газів за секторами²¹

²⁰ <https://unfccc.int/climate-action/sectoral-engagement/ifis-harmonization-of-standards-for-ghg-accounting/ifi-twg-list-of-methodologies>

²¹ <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector>

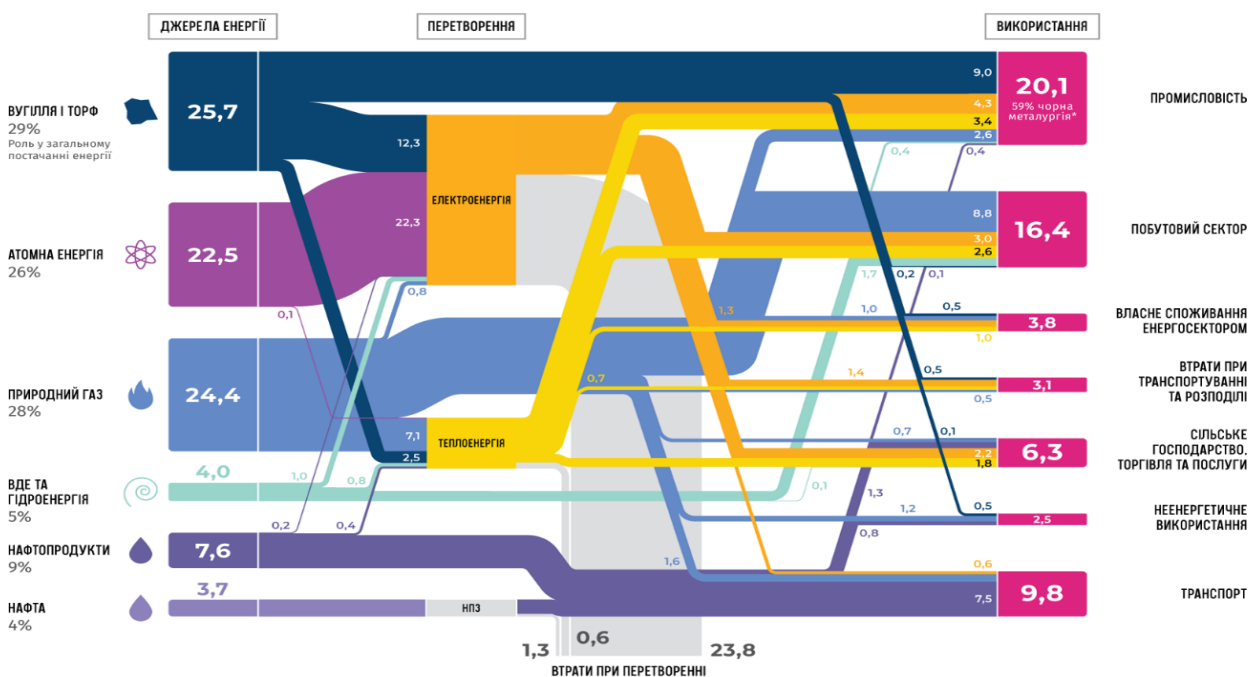
2.3. ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ В ЖИТЛОВИХ БУДІВЛЯХ ТА ЗАДАЧІ ЄВРОПЕЙСЬКИХ ДИРЕКТИВ І НАЦІОНАЛЬНОГО ПЛАНУ ДІЙ З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

Сумарне споживання в системах тепlopостачання та втрати в системах, які в більшості не відносяться до виробничих, становлять величину, близьку до споживання промисловості.

Отже, основною метою розроблення схем тепlopостачання є зниження енергоемності ВВП.

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ БАЛАНС: ПРОМИСЛОВІТЬ — ОСНОВНИЙ СПОЖИВАЧ

2017 р., млн тонн н. е.



Джерело: Держстат

*в тому числі доменні печі

Рисунок 2.2 – Енергетичний баланс України за 2017 рік²²

За результатами реалізації завдань Енергетичної стратегії України (ЕСУ) планується досягти зниження енергоемності ВВП більш ніж у два рази до 2035 року. Реалізація цього завдання вимагатиме високотехнологічних рішень, значних інвестицій, оновлення законодавства і структурних змін в економіці.

Відповідно, подвійне завдання в сфері тепlopостачання – зниження питомого споживання теплової енергії та зниження величини первинної енергії при генерації і розподілі теплової енергії.

²² Інфографічний довідник «Енергетика України»

<https://businessviews.com.ua/ru/the-infographics-report-energy-of-ukraine-2017/>

Директива з енергоефективності будівель (2010/31/EU²³) є основним законодавчим інструментом Європейського Союзу для підвищення енергоефективності будівельного фонду. Документом, яким регламентується енергетична ефективність будівель, є ЗУ «Про енергетичну ефективність будівель». Вимоги щодо класу енергетичної ефективності та конкретні вимоги до питомих показників наведено в Наказі Мінрегіону «Про затвердження Мінімальних вимог до енергетичної ефективності будівель»²⁴ № 260 від 27.10.2020 та в ДБН В.2.6-31:2016 «Теплова ізоляція будівель».

Зважаючи на це, розробка схеми теплопостачання повинна узгоджуватися з проектами термомодернізації будівель, що дозволить досягти встановлених цілей з максимальною ефективністю використання ресурсів.

Знизити використання невідновлюваних енергоносіїв на 25% означає додатково залучити до паливного балансу чверть відновлюваних енергоресурсів від нинішнього рівня споживання.

Виклик полягає в тому, що на тлі зниження енергоспоживання потрібно вирішити завдання значного зменшення тепловтрат в системі розподілу теплової енергії.

2.4. СТАН В СФЕРІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ. УЗАГАЛЬНЕНІ ДАНІ: ВТРАТИ, ПОШКОДЖЕННЯ, СТРУКТУРА ТАРИФУ

На даний час напрямок розвитку системи теплопостачання визначається Енергетичною стратегією України на період до 2035 року.

Загалом для джерел теплопостачання в Україні характерно наступне:

- високий рівень зносу обладнання, що призводить до необхідності проведення великої кількості позапланових ремонтів;
- зростання витрат на ремонтні роботи;
- зростання тривалості ремонтів;
- зниження надійності роботи обладнання;
- використання устаткування застарілих моделей, що є неекономічним та недостатньо ефективними;
- недостатній рівень автоматизації виробничих процесів;
- недостатній рівень забезпечення вимірювальною технікою;

²³ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/;ELX_SESSIONID=FZMjThLLzfxmmMCQGp2Y1s2d3Tjwtd8QS3pqdkhXZbwqGwlgY9KN!2064651424?uri=CELEX:32010L0031

²⁴ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1254-20#Text>

- у неопалювальний період низький рівень теплових навантажень (навантаження на гаряче водопостачання) не дозволяє ефективно експлуатувати достатньо енергоємне та застаріле обладнання ТЕЦ;
- низька частка енергоефективних теплових джерел (75% не конденсаційні газові котли);
- встановлена потужність котлів здебільшого в декілька разів перевищує приєднане теплове навантаження.

Основними споживачами теплової енергії в Україні є житлово-комунальні господарства (ЖКГ) і безпосередньо населення - близько 70%. До систем централізованого теплопостачання підключено близько 11 млн квартир, переважно в містах і селищах міського типу. Близько 7 млн домогосподарств, більшою частиною низькоповерхової забудови, користуються системами індивідуального теплопостачання.

Теплопостачання населених пунктів України забезпечують 7712 підприємств усіх форм власності, на яких експлуатується 31312 котелень сумарною потужністю 133311,7 Гкал/год, 24% з яких обладнані котлоагрегатами, що експлуатуються понад 20 років і мають коефіцієнт корисної дії нижчий за 82%.

Протяжність теплових мереж у двотрубному обчисленні становить 35834,2 км, з них ветхих та аварійних — 5620,7 км, що становить 15,7% від загальної протяжності мереж.

Кількість пошкоджень труб в більшості населених пунктів досягає критичних величин. Так, наприклад, в окремих районах міста Києва виявляється 6 пошкоджень на рік на 1 км тепломережі. Водночас в європейських системах централізованого теплопостачання (СЦТ) цей показник не перевищує 0,1. При своєчасному виявленні пошкоджень під час гідравлічних випробувань рівень пошкоджуваності можливо підтримувати в діапазоні 0,3-0,6 пошкоджень/км. Широкомасштабна термомодернізація будівель має кардинально змінити подібні параметри.

В європейських країнах розробляються єдині муніципальні енергетичні плани, в рамках яких розглядаються всі інфраструктурні системи населеного пункту, включно з будівлями, системами тепло-, газо-, електро-, водопостачання. Багато міст України, які є членами європейської асоціації «Енергоефективні міста»²⁵, вже розробили такі плани.

Середні втрати в ТМ, визначені розрахунковим шляхом, становлять 19% при середньому нормативному значенні 13%.

Необхідність залучення значних фінансових ресурсів, які в багато разів перевищують бюджети розвитку населених пунктів. Великі терміни окупності капітальних витрат, які становлять 10-20 років.

Проблеми в сфері постачання теплової енергії:

²⁵ <https://enefcities.org.ua/>

- високе співвідношення ціна/якість теплової енергії;
- незадоволеність споживачів послугами централізованого тепlopостачання;
- низька якість погодного регулювання температури в будівлях, підключених до централізованого тепlopостачання;
- несвоєчасне включення централізованого тепlopостачання в осінній період і так звані «перетопи» у весняний перехідний період;
- хаотичне відключення споживачів від систем централізованого опалення;
- відключення споживачів від систем централізованого гарячого водопостачання;
- наявність будівель, де доля індивідуального опалення становить 50% та більше.

Проблеми, що відносяться до системи тепlopостачання в цілому:

- відсутність систем енергетичного менеджменту у тепlopостачальних компаніях; Відсутність контролю за теплотворною здатністю природного газу, який одержують котельні;
- відсутність практики складання фактичного теплового балансу систем централізованого тепlopостачання;
- відсутність методології та практики оцінки прогнозних значень приєднаних теплових навантажень з урахуванням різноспрямованих впливових факторів;
- відсутність теорії та практики забезпечення конкурентного доступу до теплових мереж; застосовувана в більшості системах централізованого тепlopостачання променева конфігурація тепломереж, на відміну від кільцевої, призначена для роботи переважно з одним тепловим джерелом;
- проведення «фрагментарної модернізації» окремих елементів систем централізованого тепlopостачання без урахування комплексної ефективності проведеної модернізації для системи тепlopостачання в цілому;
- низький рівень реалізації схем тепlopостачання населених пунктів.

2.5. БЕНЧМАРКІНГ СИСТЕМ ТЕПЛОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЄВРОПЕЙСЬКИХ КРАЇН

Споживання теплової енергії на потреби централізованого опалення будівель у країнах ЄС

Централізоване тепlopостачання, яке використовується в основному для опалення приміщень та виробництва гарячої води у будинках, є важливим джерелом енергії у багатьох країнах ЄС. Воно значною мірою розвинене у північних та балтійських регіонах, а також у країнах Східної Європи, де на нього припадає близько 12-18% від повного кінцевого споживання та близько 30% від кінцевого споживання енергії в будівлях (Рисунок 2.3).

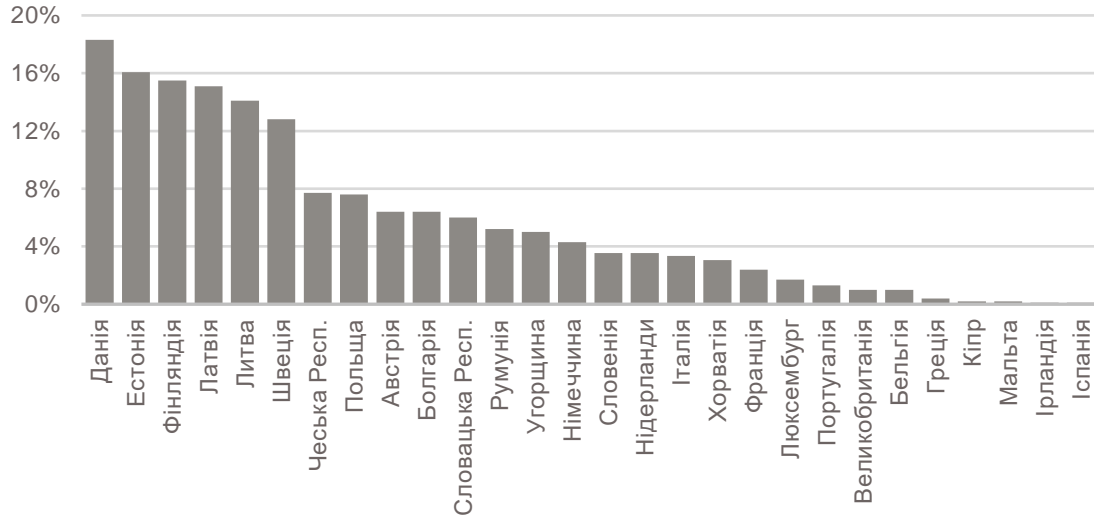


Рисунок 2.3 - Частка централізованого теплопостачання в структурі загального кінцевого споживання теплової енергії країнами ЄС, 2017²⁶

Ринки централізованого опалення відрізняються від ринків електроенергії чи газу тим, що компанії, зазвичай, є місцевими монополіями, що володіють виробництвом, розподілом та продажем тепла. На багатьох великих ринках централізованого опалення основна частина інфраструктури була побудована кілька десятиліть тому.

З підвищенням енергоефективності в будівлях загальний попит на тепло знижується. Однак загальне виробництво централізованого теплопостачання в ЄС протягом останніх десятиліть залишається відносно стабільним - близько 60 млн т. н. е., що свідчить про зростання кількості споживачів централізованого теплопостачання.

²⁶ [https://iea.blob.core.windows.net/assets/ec7cc7e5-f638-431b-ab6e-86f62aa5752b/European Union 2020 Energy Policy Review.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/ec7cc7e5-f638-431b-ab6e-86f62aa5752b/European_Union_2020_Energy_Policy_Review.pdf)

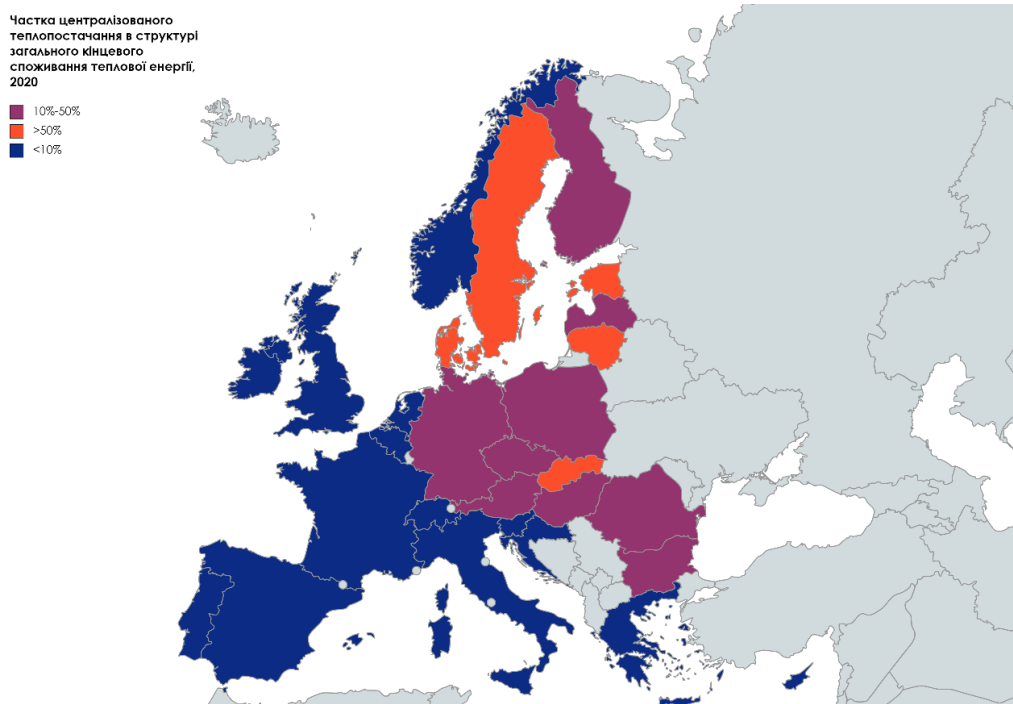
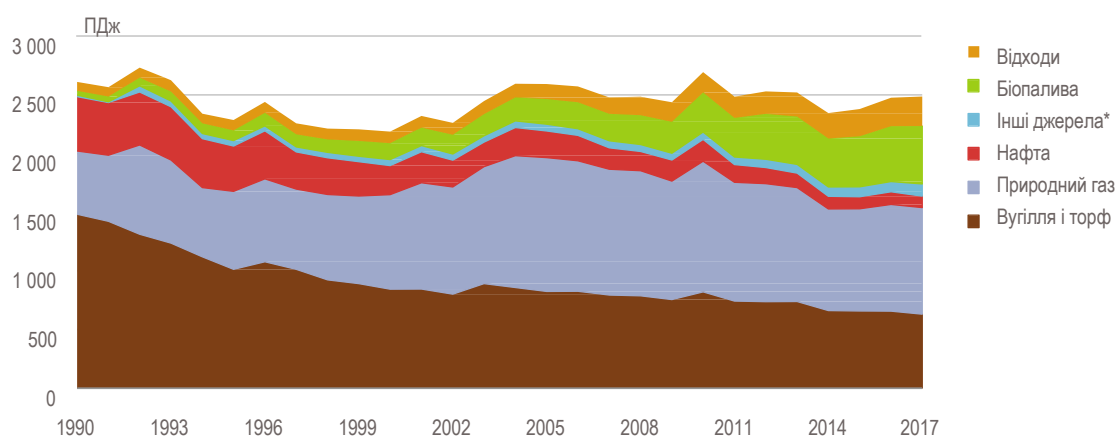


Рисунок 2.4 - Частка централізованого теплопостачання в структурі загального споживання енергії країнами ЄС, 2020²⁷



*інші джерела включають електроенергію, відпрацьоване тепло, геотермальну та сонячну.

Рисунок 2.5 – Структура виробництва теплової енергії на потреби централізованого теплопостачання за різними видами палива в країнах ЄС, 1990–2017²⁸

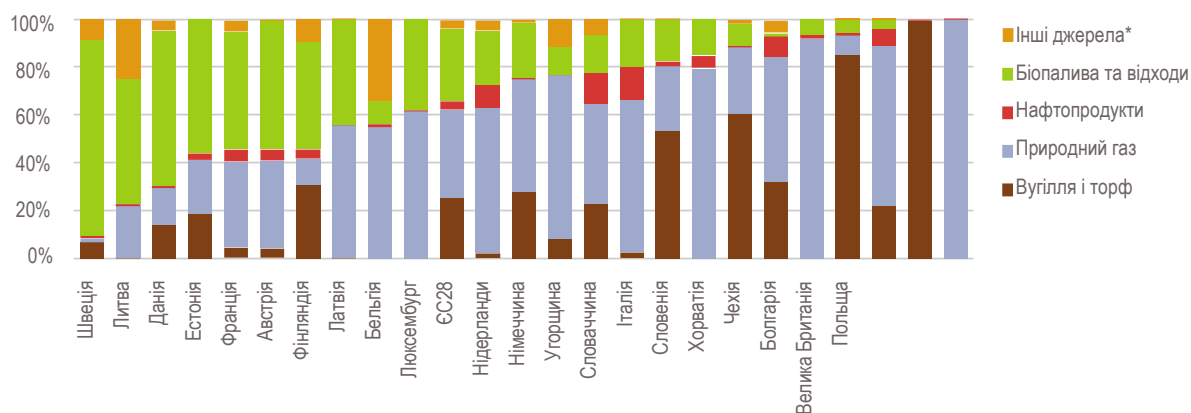
²⁷ <https://www.wedistrict.eu/interactive-map-share-of-district-heating-and-cooling-across-europe/>

²⁸ https://iea.blob.core.windows.net/assets/ec7cc7e5-f638-431b-ab6e-86f62aa5752b/European_Union_2020_Energy_Policy_Review.pdf

Виробництво теплової енергії в централізованих системах

Природний газ є найрозповсюдженішим паливом у централізованому тепlopостачанні, на нього припадає 37% від загального виробництва тепла в 2017 році, після нього йде вугілля - 25%. Однак за останнє десятиліття відбувся чіткий перехід від вугілля до біоенергетики та відходів у централізованому виробництві теплової енергії. З 2007 до 2017 року використання біоенергії зросло більш ніж удвічі й становило 20% від загального виробництва централізованого тепlopостачання в 2017 році. Так само спалення відходів зросло на 79% і становило 10% від загальної теплової генерації в централізованих системах у 2017 році. Централізоване виробництво тепла забезпечує ефективне очищення димових газів при спалюванні біопалива та відходів, видалення значної частини частинок та інших місцевих забруднювачів.

Зростання частки біопалива та відходів було нерівномірно розподілене між різними ринками централізованого опалення в ЄС. У деяких країнах ЄС виробництво теплової енергії на потреби централізованого тепlopостачання здійснюється переважно з біоенергетичних ресурсів та відходів, що зменшує потребу у викопному паливі для потреб опалення. Деякі країни Північної Європи та Балтії виділяються у цьому порівнянні однак частка відновлюваного тепла у загальному кінцевому споживанні у централізованому опаленні та охолодженні є високою в деяких країнах ЄС. Так, Австрія, Данія, Фінляндія, Франція та Швеція використовують великі частки відновлюваного тепла.



* Інші джерела охоплюють сонячну, геотермальну, електроенергію та відпрацьоване тепло, в т. ч. ядерне

Рисунок 2.6 – Частка палива у централізованому опаленні в країнах-членах ЄС, 2017²⁹

²⁹ https://iea.blob.core.windows.net/assets/ec7cc7e5-f638-431b-ab6e-86f62aa5752b/European_Union_2020_Energy_Policy_Review.pdf

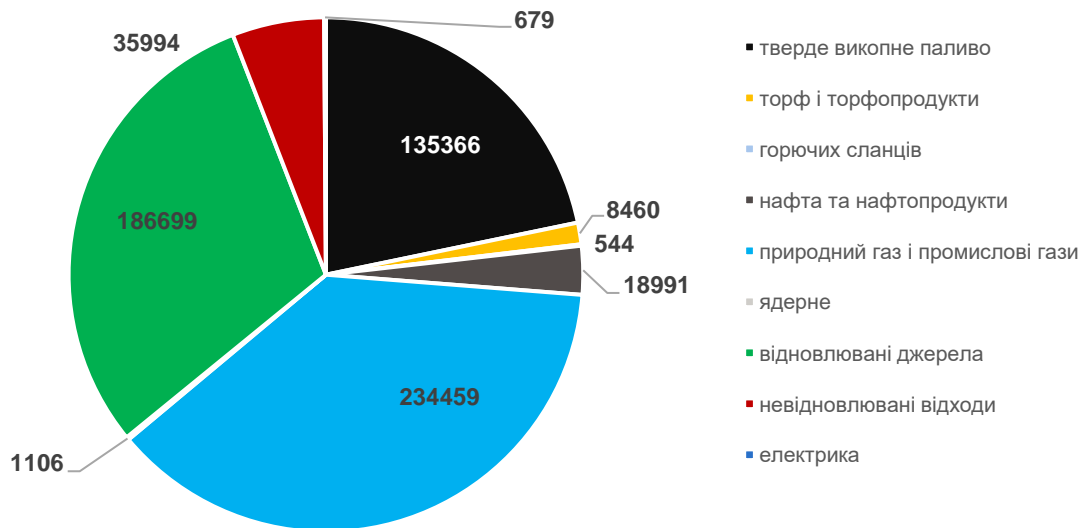


Рисунок 2.7 – Валове вироблене тепло за типом палива в ЄС, 2019, GWh³⁰

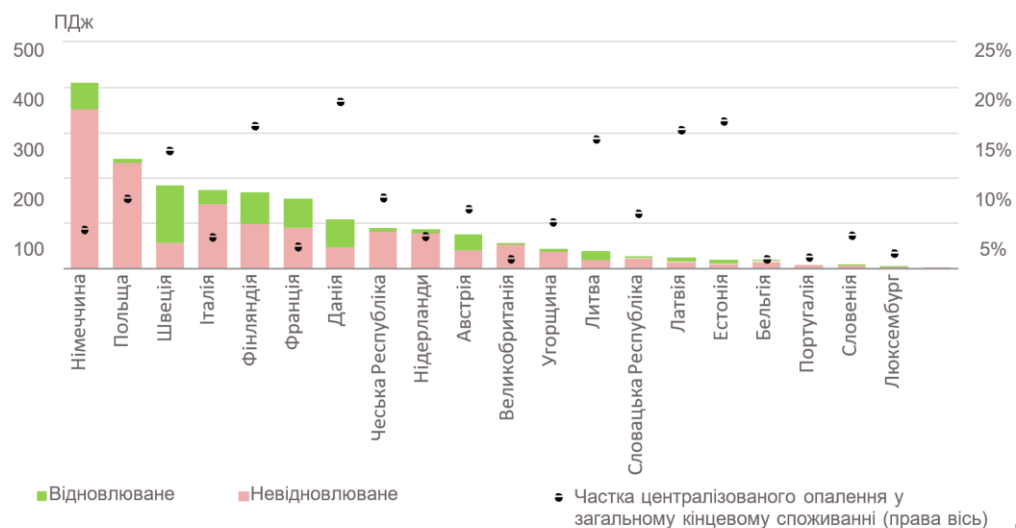
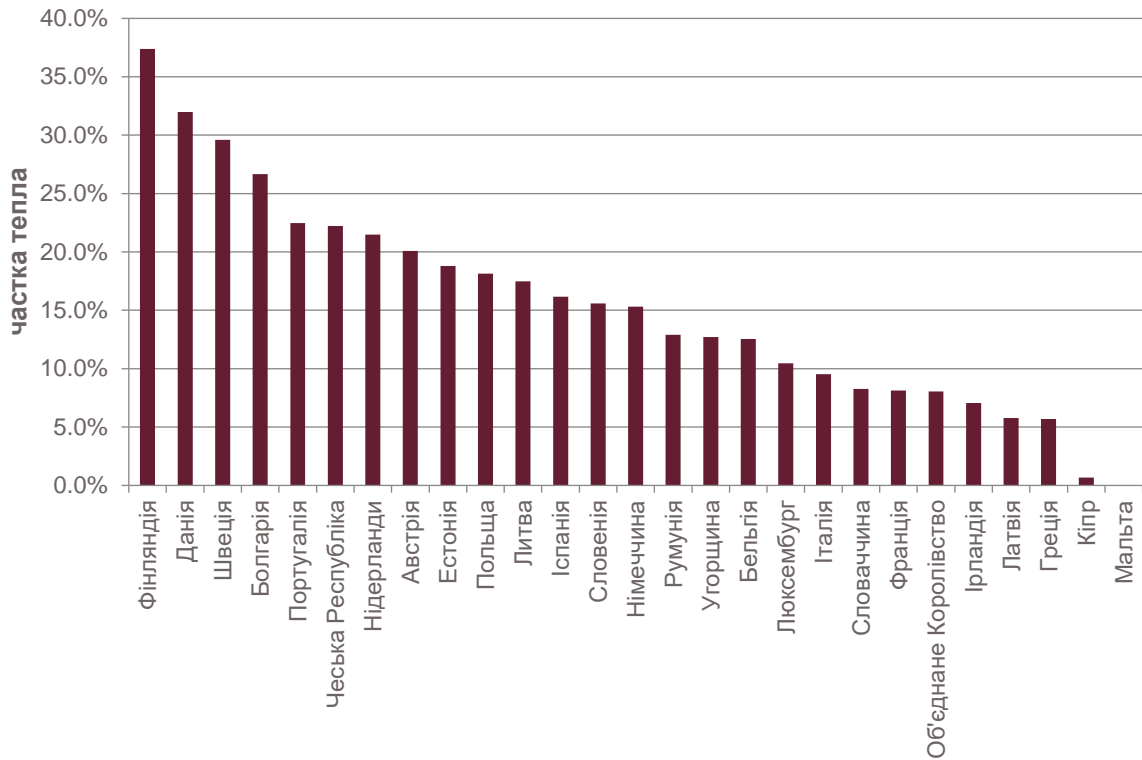


Рисунок 2.8 – Частка централізованого опалення й охолодження в загальному кінцевому споживанні та частка відновлюваних джерел енергії в країнах ЄС, 2017³¹

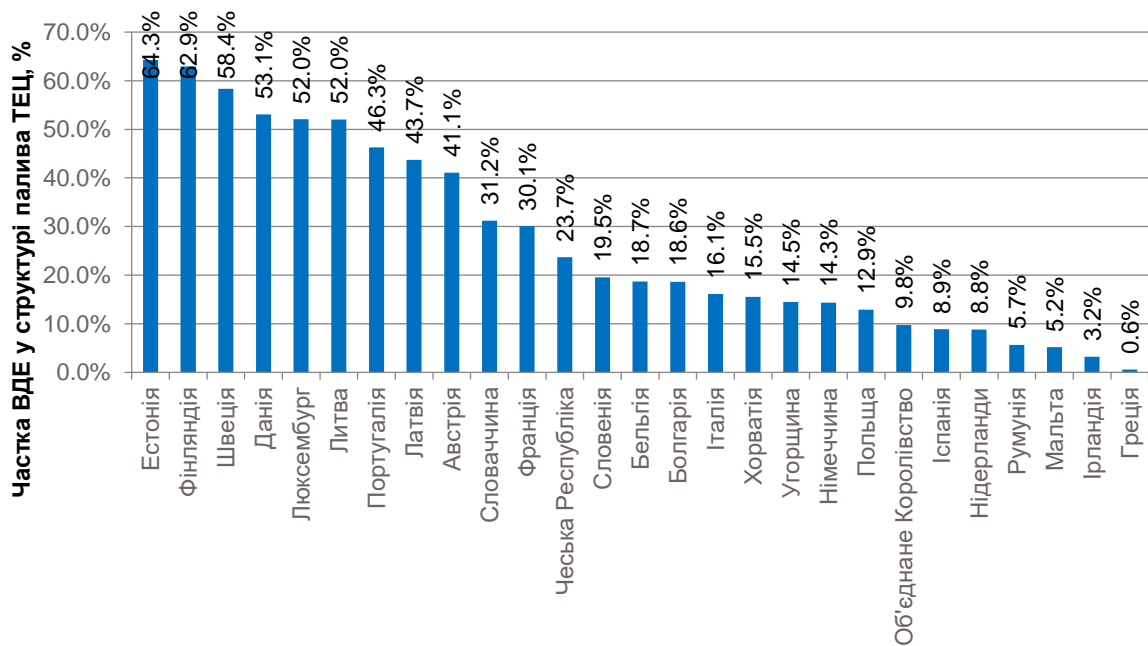
На Рисунок 2.9 показано частку ТЕЦ (когенерації) у централізованому тепlopостачанні за 2013 рік. Як бачимо, ТЕЦ є важливим способом виробництва теплової енергії для централізованого опалення у багатьох країнах.

³⁰ [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Gross_derived_heat_generation_by_fuel,_EU,_2000-2019_\(GWh\)_T4.png](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Gross_derived_heat_generation_by_fuel,_EU,_2000-2019_(GWh)_T4.png)

³¹ https://iea.blob.core.windows.net/assets/ec7cc7e5-f638-431b-ab6e-86f62aa5752b/European_Union_2020_Energy_Policy_Review.pdf



Рисунк 2.9 - Частка ТЕЦ у централізованому теплостачанні, 2013³²



Рисунк 2.10 – Встановлена теплова ТЕЦ потужність, ГВт, 2018³³

³² <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/chp-share-of-total-heat>

³³ <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956229/CHPdata2005-2017.xlsx/871cc151-5733-423f-ae38-de9b733aa81e>

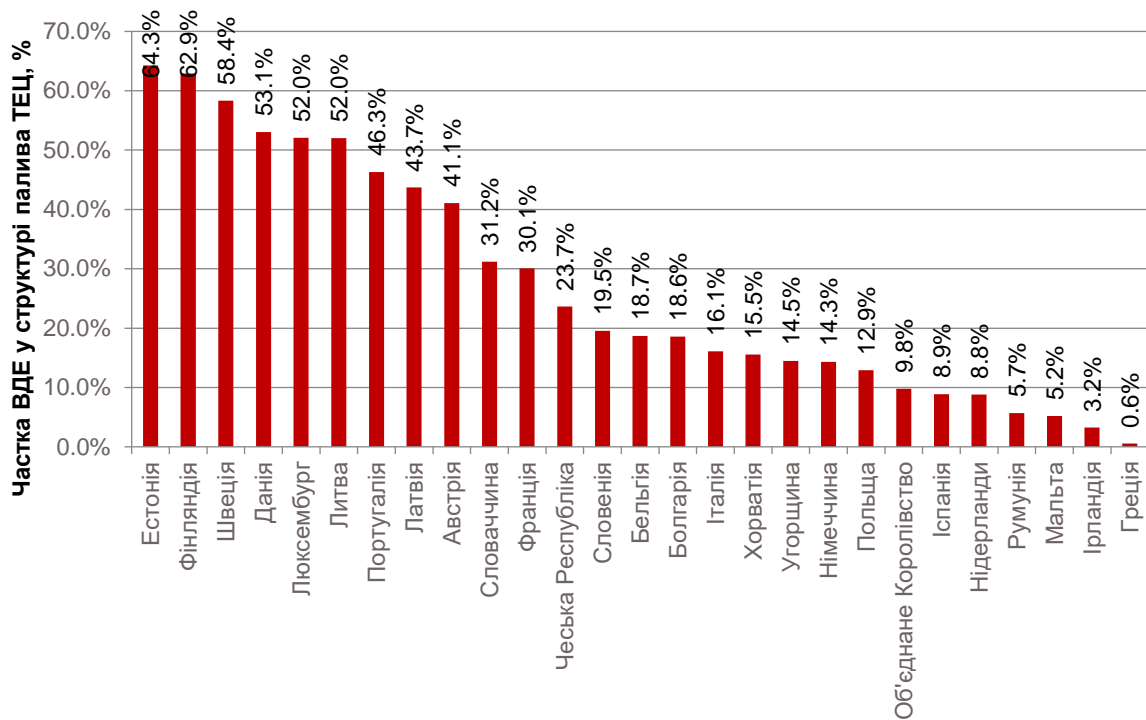


Рисунок 2.11 - Частка ВДЕ у структурі палива ТЕЦ, %, 2018³⁴

Температурний графік системи централізованого теплопостачання

Для системи централізованого постачання, яка використовує гарячу воду під тиском в якості теплоносія, вода нагрівається до температури подачі в блоках теплопостачання та охолоджується до температури зворотного трубопроводу в теплоспоживаючих установках споживача. Температура подачі визначається постачальником тепла, тоді як температура зворотного потоку є сукупним результатом усіх процесів охолодження на установках та опалювальних приладах споживача. Температури в подавальних та зворотних трубопроводах не стандартизовані, вони залежатимуть від місцевих умов. Огляд середньорічного рівня температури 142 шведських та 207 данських систем теплопостачання наведено на Рисунок 2.12. Рисунок 2.12 показує, що шведські та данські системи теплопостачання можна розглядати як системи теплопостачання 3-го покоління за рівнем їхньої температури. Середні температури мережі в Швеції та Данії порівнюються зі шістьма іншими європейськими системами ЦТ на Рисунок 2.13. Графік показує, що рівні температури в Ризі, Варшаві та Познані є такими, як шведська та данська системи, і вони також класифікуються як системи ЦТ 3-го покоління. Однак у системах Женеви та Брешия рівень температури є відносно високим, середньорічні температури подачі близькі до або вищі за 100°C, і з температурою зворотного теплоносія від 60°C до 80°C. Отже, ці системи можна розглядати як системи ЦТ 2-го покоління.

³⁴ <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956229/CHPdata2005-2017.xlsx/871cc151-5733-423f-ae38-de9b733aa81e>

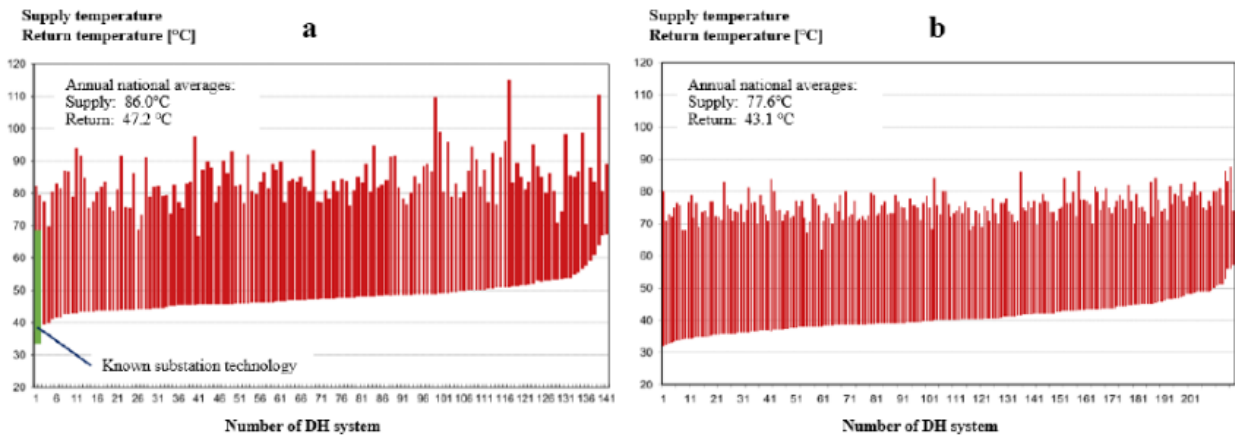


Рисунок 2.12 – Огляд температурних графіків в різних системах ЦТ. (а) Швеція (б) Данія³⁵

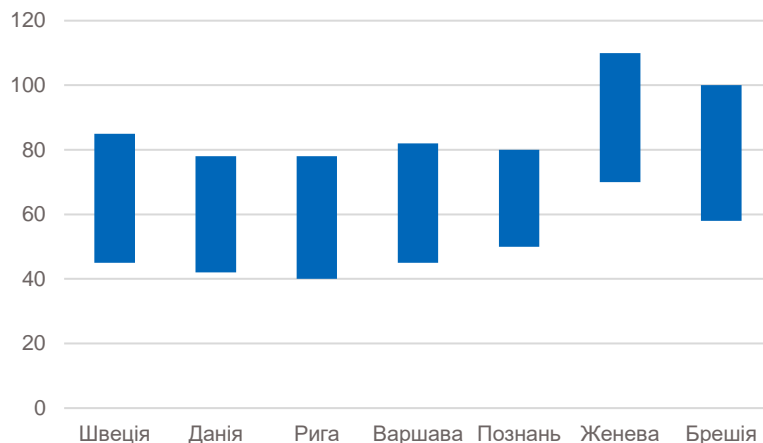


Рисунок 2.13 – Типовий розподіл температур в різних системах ЦТ³⁶

Регулювання цін на опалення та охолодження

В ЄС не існує єдиного підходу до регулювання ринків централізованого опалення. Насправді регулювання суттєво різниться в різних країнах. Деякі використовують підхід вільного ринку (наприклад, Фінляндія, Німеччина та Швеція) без регулювання цін. Там централізоване опалення повинно конкурувати з іншими джерелами тепла. В інших країнах використовуються різні моделі регулювання, такі як обмеження цін, засноване на основному альтернативному джерелі тепла (наприклад, Нідерланди), або модель регулювання з вигідними витратами (наприклад, Угорщина та Словаччина). Ці моделі можуть поєднуватися з вимогами підвищення економічної ефективності з часом.

³⁵ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914009696?via%3Dihub>

³⁶ https://www.researchgate.net/publication/327538652_Transition_to_the_4th_generation_district_heating_-_possibilities_bottlenecks_and_challenges

2.6. ВИЗНАЧЕННЯ ПРОБЛЕМНИХ ПИТАНЬ ТА ПРІОРИТЕТІВ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ТЕПЛОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Таблиця 2.1 – Типові стратегічні задачі, що постають в ході модернізації системи тепlopостачання, та підходи до їх розв’язання

ЦІЛІ	МЕТОДИ ДОСЯГНЕННЯ ЦІЛЕЙ			
	ЗНИЖЕННЯ СПОЖИВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ В БУДІВЛЯХ	ЗМЕНШЕННЯ ТЕПЛОВТРАТ ПРИ РОЗПОДІЛІ	ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПЕРВИННОЇ ЕНЕРГІЇ ПРИ ГЕНЕРАЦІЇ	ЗАЛУЧЕННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ЕНЕРГОНОСІЇВ
Ефективне керування генерацією	-	Перехід на кількісне керування потужністю теплової мережі	Створення комплексних систем моніторингу ефективності використання енергоносіїв та гідравлічного стану мережі	Створення умов регульованих ринкових відносин у комунальних теплових системах; Використання відновлюваних джерел енергії
Ефективне керування споживанням	Перехід на пооб’єктове керування споживанням (ІТП)	Балансування системи опалення	Створення комплексних систем моніторингу ефективності використання енергоносіїв	Використання сонячних колекторів та панелей
Підвищення надійності та безаварійності	Перехід на незалежну схему підключення споживачів теплової мережі	Зниження гідравлічних і температурних параметрів мережі. У зовнішніх теплових мережах використовуються тільки сталеві труби. Від котелень, що працюють згідно з температурним графіком до 80° С, можна застосовувати попередньо ізольовані трубопроводи із зшитого поліетилену і поліпропілену	Перехід на системи розподіленої генерації теплової енергії	Створення систем сезонного і добового термонакопичення
Нові ефективні технології. Когенерація і тригенерація	Використання централізованих систем кондиціонування і гарячого водопостачання	Цілорічне використання теплової мережі для обміну тепловою енергією між системами ГВП, кондиціонування та опалення	Використання вищої теплоти згорання палива. Теплова генерація з використанням теплових насосів. Використання додаткових	Фотоелектрична і сонячна теплова генерація на об’єктах. Використання потенціалу сортованих відходів (RDF) та місцевого біопалива

ЦІЛІ	МЕТОДИ ДОСЯГНЕННЯ ЦІЛЕЙ			
	ЗНИЖЕННЯ СПОЖИВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ В БУДІВЛЯХ	ЗМЕНШЕННЯ ТЕПЛОВТРАТ ПРИ РОЗПОДІЛІ	ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПЕРВИННОЇ ЕНЕРГІЇ ПРИ ГЕНЕРАЦІЇ	ЗАЛУЧЕННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ЕНЕРГОНОСІЇВ
			енергоносіїв (біопалива)	
Технології зниження тепловтрат	Рекуперативний теплообмін в системах вентиляції та гарячого водопостачання	Використання скидного технологічного потенціалу для створення систем компенсації тепловтрат	Перехід на технології глибокої утилізації скидного потенціалу	-

Екологічні виклики, використання енергії відходів та технологічних скидів

У делеговані повноваження місцевих органів влади, крім теплозабезпечення, входить, зокрема, і поводження з побутовими відходами. Створення теплового комфорту з застосуванням викопного палива генерує від кожного жителя не менше 2,8-3,1 т CO₂-еквіваленту викидів парникових газів. Але з урахуванням метану, який утворюється при гнитті побутових відходів, і його еквіваленту, сумарний викид парникових газів від середньостатистичного жителя в перерахунку на CO₂-еквівалент становить не менше 5 тонн.

Залучення до місцевого енергетичного балансу RDF палива і біопалива дозволить в кілька разів знизити показник викидів парникових газів.

Залучення до місцевого енергетичного балансу RDF палива (*refuse-derived fuel* – тверде вторинне паливо) і біопалива дозволить в кілька разів знизити цей показник.

Теплові відходи кондиціювання при децентралізованих системах практично не використовуються. Перехід на централізовані системи кондиціювання та гарячого водопостачання дозволяють ефективніше використовувати енергію. Пріоритети та цілі для досягнення:

- всю енергію, витрачену на кондиціювання повітря в будівлях, потрібно використати для забезпечення гарячого водопостачання;
- потрібно відмовитись від використання викопних енергоресурсів для гарячого водопостачання;
- досвід сусідніх країн підтверджує можливість виконання вказаних цілей.

Принципова відмінність методики побудови середньостатистичного плану, до якої відносяться розроблення схем теплопостачання, від попередніх версій полягає в тому, що цілі досягнення позначаються в натуральних показниках і мають цифрове значення. Даний принцип широко використовується в прогресивному муніципальному русі «Угода мерів».

Якісний перехід полягає в тому, що шлях «часткових рішень і поступових покращень» не дозволяє досягти поставлених цілей і є хибним з самого початку. Складність полягає в тому, щоб виробити алгоритм рішення, який дозволяє не здійснювати дій, що суперечать досягненню глобального результату. Особливо принципово не повторювати помилок у цьому напрямку і ретельно вивчати будь-який досвід реалізації подібних планів. Як приклади, необхідно вивчати історію послідовності реалізацій

енергоефективних проєктів термомодернізації будівель і модернізації об'єктів генерації, алгоритми проєктних рішень під час модернізації теплових мереж.

Якісний перехід: алгоритм рішення, який дозволяє досягненню глобального результату.

Шлях «часткових рішень і поступових покращень» не дозволяє досягти поставлених цілей і є хибним з самого початку.

2.7. ВЗАЄМОЗВ'ЯЗОК СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ТА ІНШИХ МІСТОВАБУДІВНИХ ДОКУМЕНТІВ

Місцеві органи виконавчої влади, органи місцевого самоврядування забезпечують реалізацію ЕСУ у межах своєї компетенції, зокрема здійснюють:

- розробку та затвердження планів (схем) розвитку місцевих систем енергозабезпечення, регіональних програм модернізації комунальної теплоенергетики (МЕП, ПДСЕР);
- узгодження інвестиційних планів комунальних енергетичних компаній;
- реалізацію потенціалу енергозбереження та енергоефективності, відновлюваної енергетики на місцевому рівні.

При розробці схеми теплопостачання населеного пункту необхідно забезпечити досягнення цільових показників державної екологічної політики України на період до 2030 року (викиди забруднюючих речовин у атмосферне повітря від стаціонарних джерел).

Основою для початкового планування є макроекономічний прогноз Мінекономіки³⁷.

Основою для регіонального розвитку є Державна Стратегія регіонального розвитку³⁸. Ця Стратегія визначає генеральний вектор сталого розвитку регіонів та розроблена відповідно до Цілей сталого розвитку України до 2030 року.

³⁷ <https://me.gov.ua/Documents/List?lang=uk-UA&tag=Konsensus-prognoz>

³⁸ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/695-2020-%D0%BF#n11>

У разі, якщо висновки, отримані в ході розробки схеми теплопостачання населеного пункту, суперечать затвердженим раніше МЕП, ПДСЕР, стратегії розвитку населеного пункту тощо, документи необхідно узгодити між собою. Зокрема, переглянути та оновити документи, що були прийняті раніше, відповідно до нових вихідних даних та поточних умов.

Таблиця 2.2 – Взаємозв'язок схеми теплопостачання населеного пункту з іншими містобудівними документами

НАЗВА ДОКУМЕНТА	ПРИКЛАД ВПЛИВОВИХ ЧИННИКІВ
Генеральний план населеного пункту	<ul style="list-style-type: none"> • Заплановане нове будівництво; • Заплановане знесення об'єктів; • Заплановані зміни в прокладенні міських енергетичних мереж, зокрема електромереж, водопостачання/ водовідведення тощо; • Заплановане прокладання нових доріг; • Будівництво промислових об'єктів; • Зміна призначення використання земельних ділянок населеного пункту (в частині, що стосується системи теплопостачання).
Муніципальний енергетичний план (МЕП)	<ul style="list-style-type: none"> • Скорочення потреб (у тепловій енергії) в енергетичних ресурсах; • Заміщення природного газу у паливному балансі міста місцевими та альтернативними ПЕР щонайменше на 50%; • Приведення встановленої потужності теплогенерації до прогнозованих потреб споживання (модернізація та оптимізація системи ЦТП); • Забезпечення гарячого водопостачання на основі ВДЕ на літній період (25% споживання теплової енергії).
План дій сталого енергетичного розвитку і клімату (ПДСЕРК)	<ul style="list-style-type: none"> • Розрахований енергетичний потенціал громади зі споживання та виробництва теплоносіїв через виконані енергетичні аудити та сформовану муніципальну енергетичну інформаційну систему, яка використовується в якості експертної моделі щодо запровадження програмно-цільових показників; • Відібрані ефективні енергетичні проекти, з реальною можливістю залучення кредитних коштів та приватних інвесторів; • Комбінування організаційних та регуляторних заходів щодо започаткування системи енергетичного менеджменту на рівні громади; • Залучення механізмів державно-приватного партнерства для реалізації проектів ПДСЕРК.
Звіт про стратегічну екологічну оцінку	<ul style="list-style-type: none"> • Оптимізація роботи комунальних підприємств громади, підвищення рівня безпеки в громаді, у тому числі – екологічної; • Модернізація інфраструктури громади; • Покращення транспортного сполучення і стану доріг в громаді; • Впорядкування існуючих і створення нових рекреаційних і відпочинкових зон; • Впровадження ефективного енергоменеджменту та енергомоніторингу.
Стратегія розвитку населеного пункту	<ul style="list-style-type: none"> • Генплани та детальні плани забудови;

НАЗВА ДОКУМЕНТА	ПРИКЛАД ВПЛИВОВИХ ЧИННИКІВ
	<ul style="list-style-type: none"> • Прозора система тарифів на комунальні послуги з проведенням роз'яснювальної роботи серед населення; • Електронна автоматизована система надання комунальних послуг; • Проведення енергоаудиту у 100 % комунальних закладів; • Впровадження енергозберігаючих технологій у комунальних закладах та домогосподарствах.
План (програма) соціально-економічного розвитку населеного пункту	<ul style="list-style-type: none"> • Модернізація та розвиток інфраструктури громади; • Ремонт доріг та благоустрій; • Створення енергоощадної системи енергопостачання громади; • Безпечне та сприятливе довкілля для життя та здоров'я населення громади; • Створення системи збору й утилізації відходів.
Місцеві програми розвитку	Показники, що можуть стосуватись енергопостачання, житлово-комунальної сфери, розбудови/перепланування території населеного пункту, промислових об'єктів тощо.

Розуміння містом або громадою концепції розвитку системи теплопостачання та, як результат, чітка постановка задач перед розробниками є ключовим аспектом успішної розробки схеми теплопостачання.

3. РОЗРОБКА ТА ЗАТВЕРДЖЕННЯ ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ

В розділі наведені ключові моменти, що повинні бути враховані під час формування вимог до схеми теплопостачання, та наведені відмінності в формуванні технічного завдання для міст і громад різного розміру.

3.1. ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ НА РОЗРОБКУ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

При розробці технічного завдання слід залучати представників теплопостачальних організацій, енергоменеджерів населеного пункту, представників фінансового відділу та служби експлуатації теплових мереж. Зазначені спеціалісти повинні бути ознайомлені з Методикою та з основними показниками схеми теплопостачання населеного пункту.

Технічне завдання розробляється окремим управлінням органу місцевого самоврядування або комунальним підприємством. Завдання має бути погоджене теплопостачальними організаціями та енергоменеджером (за наявності). Технічне завдання має бути затверджене рішенням виконавчого комітету міської ради.

Під час формування технічного завдання на розробку схеми теплопостачання необхідно керуватися наступними принципами:

- 1) Схема повинна відповідати екологічним вимогам, що діють на рівні держави, та орієнтуватися на найкращі європейські практики¹⁶. Зважаючи на наявний стан, розроблення схеми теплопостачання повинно передбачати суттєву модернізацію (перебудову) і водночас бути узгодженим з іншими містобудівними і стратегічними документами.
- 2) Завдання повинне містити чітке формулювання цілей, які мають бути досягнуті, та бути вимірними (показники ефективності, екологічні та економічні показники роботи схеми);
- 3) Має бути проведено детальний аналіз наявних та потенційних споживачів теплової енергії і побудовано схему «від споживача до генерації», а не навпаки.
- 4) Проекти, що будуть запропоновані в рамках розробки схеми теплопостачання, повинні бути здійсненними та мати опис джерел фінансування. Водночас вони мають бути розділені на три основні блоки:
 - збереження системи та забезпечення якості теплопостачання кінцевих споживачів;
 - забезпечення ефективного функціонування системи;
 - перехід на вискоелективну генерацію з утилізацією відпрацьованого тепла, відновлюваних джерел та з використанням скідного тепла, когенераційних технологій.

Відповідні проєкти повинні бути згруповані за періодом впровадження на «першочергові», «серденьстрокові» та «довгострокові».

- 5) Проєкти та пакети проєктів повинні бути підготовлені у вигляді інвестиційного ТЕО, яке може бути безпосередньо представлене фінансовим установам, в т. ч. міжнародним.
- 6) Повинно бути розглянуто як мінімум два нових альтернативних варіанти розвитку системи теплозабезпечення та виведені показники ефективності для всіх варіантів.
- 7) Затвердження схеми і прийняття відповідальності за її впровадження повинно здійснюватися місцевою радою та виконавчим комітетом.

Приклад розширеного технічного завдання на розробку схеми тепlopостачання наведений в додатку В.

В **Таблиця 3.1** нижче наведено обсяг та зміст роботи за технічним завданням, що відрізняються для міст різного розміру. Пункти, які не наведено в таблиці, – обов'язкові для виконання всіма типами населених пунктів згідно з Методикою.

Таблиця 3.1 – Особливості застосування ТЗ для міст різного розміру

ОБСЯГ ТА ЗМІСТ РОБИТ	ДЛЯ ВЕЛИКИХ МІСТ	ДЛЯ СЕРЕДНІХ МІСТ	ДЛЯ МАЛИХ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТИВ	НАЯВНІСТЬ ЗГІДНО З МЕТОДИКОЮ
1. Пояснювальна записка до схеми тепlopостачання населеного пункту повинна мати у своєму складі:				
1.1. Загальну інформацію про населений пункт, охоплюючи:				
i. Опис населеного пункту. Інформацію про чисельність населення, обсяги, розміщення, структуру та стан житлового фонду з урахуванням адміністративно-суспільної забудови (існуючий стан та на розрахунковий період), виходячи з розподілу на адміністративні, житлові та промислові райони міста;	+	+-	+-	+-
ii. Плани щодо переходу на індивідуальне або автономне опалення, де 50% і більше квартир вже перейшли на індивідуальне опалення;	+-	+	+	-
iii. Стан, плани нового будівництва та термомодернізації будівель. Інформація про розроблені плани житлових кварталів, виробничих та суспільно-ділових зон, інших матеріалів щодо зонування території міста;	+	+	+-	+-
1.2 Опис та аналіз існуючої схеми тепlopостачання населеного пункту (базового сценарію):				

i. Опис поточної структури теплопостачання:				
<ul style="list-style-type: none"> Характеристики існуючих джерел теплопостачання: ТЕЦ, сміттєспалювальних установок, районних, квартальних, промислових та окремих опалювальних котельень, установок з використанням вторинних ресурсів, нетрадиційних джерел теплопостачання, індивідуальних котлів; 	+	+	+	+-
<ul style="list-style-type: none"> Характеристики споживачів теплової енергії за категоріями (багатоквартирні житлові будинки, індивідуальні житлові будинки, громадські будівлі, промислові споживачі) з вказанням приєданого навантаження (опалення, гаряче водопостачання, вентиляція, холодопостачання); 	+	+	+	+-
<ul style="list-style-type: none"> Опис режимів опалення будівель, які повністю або частково не підключені до системи централізованого теплопостачання; 	+	+	+	+-
<ul style="list-style-type: none"> Характеристики існуючих теплових мереж від джерел теплопостачання міста; 	+	+	+	+-
<ul style="list-style-type: none"> Наявність приладів обліку споживання та відпуску ПЕР; 	+	+	+	+-
<ul style="list-style-type: none"> Наявність систем регулювання на вводах споживачів теплової енергії; 	+	+	+	+-
<ul style="list-style-type: none"> Наявність та характеристика систем регулювання на джерелах теплової енергії. 	+	+	+	+-
ii. Аналіз показників існуючого та прогнозного попиту на теплову енергію (теплого навантаження) з урахуванням підключення / відключення споживачів, будівництва та термомодернізації будівель:				
<ul style="list-style-type: none"> Аналіз використання теплової енергії в будівлях згідно з укрупненими показниками; 	+	+	+-	-
<ul style="list-style-type: none"> Визначення (уточнення) структури та величини існуючих та прогнозованих (на розрахункові періоди) теплових навантажень, з урахуванням проведення енергозберігаючих заходів та прогнозованого теплового навантаження за категоріями споживачів; 	+	+	+-	+-
<ul style="list-style-type: none"> Аналіз пропускну здатності теплових мереж за наявного та перспективного теплового навантаження, в тому числі за умови переходу на низькотемпературний режим роботи; 	+	+	+-	-
iii. Аналіз розробленої раніше схеми теплопостачання, а також реалізованих і запланованих проєктів та програм модернізації системи теплопостачання населеного пункту;	+	+	+-	-
iv. Визначення й обґрунтування зон теплопостачання:				
<ul style="list-style-type: none"> розробка ситуаційної схеми зон теплопостачання, включно з зонами централізованого, автономного, індивідуального та іншого теплопостачання; 	+	+	+-	+

<ul style="list-style-type: none"> оцінка раціональності завершення переходу на індивідуальне або автономне теплопостачання тих багатоквартирних житлових будинків, де 50% або більше квартир вже використовують індивідуальне теплопостачання; 	+-	+	+	-
<ul style="list-style-type: none"> складання балансів використання палива і теплової енергії з окремих зон теплопостачання та щодо системи теплопостачання в цілому. Виявлення дефіцитів та профіцитів теплової потужності в окремих зонах теплопостачання на розрахункові періоди; 	+	+	+	+-
<ul style="list-style-type: none"> визначення щільності споживання теплової енергії для зон теплопостачання та системи теплопостачання в цілому. 	+	+	+	+-
<ul style="list-style-type: none"> Аналіз показників ефективності існуючої системи теплопостачання міста: 				
<ul style="list-style-type: none"> Ефективність виробництва теплової енергії; 	+	+	+-	+-
<ul style="list-style-type: none"> Ефективність транспортування теплової енергії; 	+	+	+-	+-
<ul style="list-style-type: none"> Ефективність використання теплової енергії. 	+	+	+	+-
<ul style="list-style-type: none"> Аналіз показників надійності системи теплопостачання: 				
<ul style="list-style-type: none"> Питома пошкоджуваність трубопроводів теплових мереж в окремих зонах теплопостачання. Виявлення ділянок з найбільшим рівнем пошкоджуваності; 	+	+	+-	+
<ul style="list-style-type: none"> Відповідність рівнів надійності джерел теплопостачання і теплових мереж вимогам нормативних документів. 	+	+	+-	+-
<ul style="list-style-type: none"> Аналіз показників якості теплопостачання: 				
<ul style="list-style-type: none"> Відповідність кількості теплової енергії, яка подається, розрахунковим значенням; 	+	+	+-	+-
<ul style="list-style-type: none"> Статистичний аналіз відповідності між споживанням палива і температурою зовнішнього повітря за окремими тепловими джерелами; 	+	+	+-	+-
<ul style="list-style-type: none"> Статистичний аналіз кількості перерв у теплопостачанні споживачів у зв'язку з пошкодженням теплових мереж та інших причин; 	+	+	+-	+-
<ul style="list-style-type: none"> Статистичний аналіз середньої тривалості перерв у теплопостачанні споживачів у зв'язку з пошкодженням теплових мереж та інших причин; 	+	+	+-	+-
<ul style="list-style-type: none"> Статистичний аналіз зареєстрованих звернень споживачів теплової енергії з питань невідповідності якості послуг умовам договорів. 	+	+	+-	+-
<ul style="list-style-type: none"> Аналіз екологічних показників. Розрахунок та аналіз викидів забруднюючих речовин та парникових газів відповідно до паспорта схеми теплопостачання та нормативно-правових актів України. 	+	+	+-	+
1.3. Визначення довгострокових цільових показників для системи теплопостачання міста, в тому числі:				

i. Структура тепlopостачання міста: частка централізованого тепlopостачання в кінцевому споживанні тепла в місті, %; індивідуальне опалення в кінцевому споживанні тепла в місті, %; автономне опалення в кінцевому споживанні тепла в місті, %;	+	+	+	+-
ii. Рівень інтеграції теплових мереж (система ЦТ),%;	+	+	+-	+
iii. Показники ефективності виробництва теплової енергії в системі ЦТ та автономного тепlopостачання: питома витрата умовного палива для отримання теплової енергії, кг у.п./Гкал; вартість виробленої теплової енергії, грн/Гкал (у цінах базового року);	+	+	+-	+
iv. Показники ефективності транспортування теплової енергії в комунальній системі ЦТ: технічні втрати в теплових мережах, прогнозовані, в Гкал та %; питома споживання води для поповнення в мережі, м3 та %; питома споживання електроенергії для транспортування теплової енергії, загальний МВт-год та порівняльний кВт-год / Гкал; вартість транспортування теплової енергії, грн/Гкал (у цінах базового року);	+	+	+-	+
v. Надійність постачання централізованою системою тепlopостачання: частка аварійних ділянок тепла труби мережі, км та %;	+	+	+-	+
vi. Якість тепlopостачання системою централізованого тепlopостачання та автономними системами опалення, якщо це доречно: вирівнювання споживання палива, виробництва тепла та температури навколишнього повітря для конкретних джерел тепла;	+	+	+-	+-
vii. прогнозована кількість незапланованих (аварійних) перебоїв у транспортуванні тепла із зазначенням тривалості менше 6 годин та понад 6 годин, коли незаплановане (аварійне) переривання зумовлене відповідальністю суб'єкта ЦТ;	+	+	+-	+
viii. Цільові показники, які будуть досягнуті після реалізації заходів, запланованих у схемі тепlopостачання протягом прогнозованого періоду, слід порівнювати з аналогічними показниками базового року.	+	+	+	
1.4. Альтернативні сценарії тепlopостачання населеного пункту, зокрема:				
i. теплові та гідравлічні розрахунки теплових мереж для рекомендованого сценарію тепlopостачання;	+	+	+-	+
ii. аналіз та обґрунтування температурних графіків для рекомендованого сценарію тепlopостачання населеного пункту;	+	+	+-	+
iii. рівень питомої вартості теплозабезпечення побутового споживача: а саме частка від середнього доходу мешканців. Для тепlopостачання громадських	+-	+-	+-	-

будівель - частка бюджету, що йде на покриття потреб опалення і ГВП для громадських будівель.				
2. Графічна частина схеми теплопостачання повинна містити у своєму складі план населеного пункту з нанесенням за рекомендованим варіантом:				
i. існуючих теплових мереж;	+	+	+-	+
ii. перспективних (нових і модернізованих) теплових мереж.	+	+	+-	+
3. Перелік проєктів схеми теплопостачання містить в собі опис та визначені на основі аналізу витрат і вигід техніко-економічні показники проєктів:				
3.1. Проєкти щодо використання скидного енергетичного потенціалу;	+	+-	+-	+
3.2. Проєкти впровадження ефективних систем управління, диспетчеризації та балансування;	+	+	+-	+
3.3. Проєкти з оптимізації структури системи теплопостачання, охоплюючи зміни до зон теплопостачання, ліквідацію неефективних джерел теплової енергії та підключення споживачів до більш ефективних; розширення зон дії ТЕЦ та інших ефективних теплових джерел; відключення віддалених споживачів від джерел централізованого теплопостачання тощо;	+	+	+-	+
3.4. Проєкти щодо впровадження когенераційних установок;	+	+-	+-	+
3.5. Проєкти щодо впровадження джерел теплової енергії, які використовують альтернативні види палива;	+-	+	+	+
3.6. Проєкти оптимізації, будівництва та реконструкції теплових мереж;	+	+	+-	+
3.7. Проєкти із створення та/або удосконалення системи енергетичного менеджменту на підприємствах централізованого теплопостачання;	+	+	+-	+
3.8. Неінвестиційні проєкти (м'які заходи).	+	+	+	-
3.9. Пріоритезація проєктів розвитку (модернізації) системи теплопостачання за терміном окупності та іншими показниками.	+	+	+	+-
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Для кожного проєкту виконується аналіз чутливості до потенційних змін впливових факторів (ціни та/або тарифу на паливно-енергетичні ресурси, очікуваний обсяг економії паливно-енергетичних ресурсів, вартість капітальних інвестицій, макроекономічні показники тощо, які значно впливають на очікуваний результат розрахунків). 	+	+	+-	+
4. План фінансування та реалізації проєктів повинен містити у своєму складі назви проєктів, суми капітальних витрат, фінансові показники проєктів (NPV, IRR тощо), опис запланованих джерел фінансування, етапів та термінів	+	+	+-	+-

реалізації проєктів та аналіз чутливості у разі змін впливових факторів та макроекономічних показників.				
4.1. Проєкти групуються в пакети до впровадження та описуються у вигляді інвестиційного ТЕО, для надання на розгляд потенційним інвесторам та міжнародним фінансовим установам.	+	+	+-	+-
4.2. Запропоновані проєкти повинні відповідати наступним цілям:				
i. На період 3-5 років:				
- забезпечення 100% обліку та регулювання тепlopостачання на вводах споживачів;	+	+-	+-	-
- забезпечення можливості адаптації роботи джерел під змінну роботу споживачів.	+	+-	+-	-
- забезпечення не менше ніж 10% генерації теплової енергії за рахунок скидної теплоти, відновлюваних джерел, ефективної когенерації.	+	+-	+-	-
ii. На періоді 5-7 років:				
- зниження втрат в мережах до показника не вищого за 10%,	+	+-	+-	-
- забезпечення не менше ніж 30% генерації теплової енергії за рахунок відновлюваних джерел, ефективної когенерації та скидної теплоти;	+	+-	+-	-
iii. На періоді 7-10 років:				
- забезпечення не менше ніж 50% генерації теплової енергії за рахунок відновлюваних джерел, ефективної когенерації та скидної теплоти;	+	+-	+-	-
5. В складі схеми тепlopостачання мають бути передбачені потенційні точки підключення (та запропоновані технічні рішення щодо такого підключення) додаткових високоефективних джерел теплової енергії.	+	+	+	-
6. Вихідні дані, тепло-гидравлічні та техніко-економічні розрахунки надаються у форматі електронних таблиць.	+	+	+-	+
7. Графічна частина надається в електронному форматі з використанням електронних інструментів моделювання системи тепlopозабезпечення, охоплюючи але не обмежуючись ГІС.	+	+	+-	+

3.2. ОСОБЛИВОСТІ РОЗРОБКИ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ

Для населених пунктів невеликого розміру характерними особливостями є:

- наявність невеликої кількості джерел централізованого теплопостачання;
- значна кількість будівель (зокрема житлового фонду), що перейшли на автономне чи індивідуальне опалення;
- відсутність централізованого гарячого водопостачання;
- наявні альтернативні джерела енергії (відновлюване біологічне паливо);
- порівняно невелика кількість багатоквартирних житлових будівель.

Отже, розробка схем теплопостачання для міст такого типу повинна зосереджуватися на наступних аспектах:

- аналіз зон теплопостачання та визначення пріоритетного напрямку розвитку для кожної зони (централізоване теплопостачання, автономне чи індивідуальне);
- пошук альтернативних джерел палива для джерел теплопостачання та аналіз доцільності переходу на інші види палива в т. ч. для індивідуальних та автономних теплогенеруючих установок.

Для населених пунктів великого розміру слід відзначити наступні особливості:

- наявність теплових мереж великої протяжності та/або рівень не-інтеграції;
- наявність джерел, що виробляють теплову та електричну енергію – когенераційні установки (ТЕЦ тощо);
- активна забудова нових мікрорайонів;
- наявність великих промислових підприємств та комунальних підприємств, що мають потенціал з використання скидної теплової енергії;
- дефіцит електричної потужності в певних районах;
- постачання гарячої води для житлових та адміністративних будівель під час неопалювального періоду.

При розробці схем теплопостачання необхідно приділяти особливу увагу таким питанням:

- визначення втрат в теплових мережах та пошук шляхів їх зниження в т. ч. забезпечення можливості перетоків між різними підсистемами;
- оптимізація підключень джерел та споживачів теплової енергії (особливо під час постачання лише гарячої води в літній період);
- аналіз ефективності наявних когенераційних установок та перспективних проєктів;

- визначення точок підключення нових генеруючих потужностей, що могли б працювати в умовах запровадження доступу третіх сторін;
- в умовах використання твердопаливних котелень – проводити додатковий аналіз логістичних затрат, шляхів та способів постачання палива.

Від якісно підготовленого технічного завдання певною мірою залежить якість вихідного документа, водночас важливим є чіткий розподіл завдань та координація між виконавцем і замовником.

4. ВИБІР ВИКОНАВЦЯ ДЛЯ РОЗРОБКИ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Розділ присвячений основним критеріям, яким повинен відповідати розробник схеми теплопостачання. Це є особливо важливим у разі замовлення розробки через систему Prozorro, де остаточний відбір здійснюється лише з врахуванням критерію «ціна», тому правильно вписані кваліфікаційні вимоги є єдиним інструментом відхилення недостатньо кваліфікованих компаній.

Розроблення схем теплопостачання здійснюється юридичною особою, яка має у своєму складі сертифікованих відповідальних виконавців робіт, що згідно із законодавством оформили кваліфікаційний сертифікат³⁹, який підтверджує спроможність виконання робіт щодо об'єктів відповідного класу наслідків (відповідальності), або фізичною особою, яка згідно із законодавством має такий кваліфікаційний сертифікат, відповідно до цієї Методики та технічного завдання.

Виконавець розробки схеми теплопостачання населеного пункту визначається на підставі проведення тендерних закупівель. Форма проведення закупівлі визначається відповідно до Закону України «Про публічні закупівлі»⁴⁰. Закупівля здійснюється відповідно до річного плану.

Визначення процедури закупівлі:

- процедура закупівлі - вартість предмета закупівлі послуги дорівнює або перевищує 200 тисяч гривень;
- спрощена закупівля - вартість предмета закупівлі послуги менша ніж 200 тисяч гривень.

Закупівля товарів, робіт і послуг за кошти кредитів, позик, грантів, що надані відповідно до міжнародних договорів України, здійснюється згідно з правилами і процедурами, встановленими цими організаціями⁴¹.

³⁹ Портал державної електронної системи у сфері будівництва

https://e-construction.gov.ua/certified_persons/obj_type=1

⁴⁰ Закон України «Про публічні закупівлі» <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/114-20#Text>

⁴¹ Стаття 6. Міжнародні зобов'язання України у сфері закупівель

1. Якщо міжнародним договором України, згоду на обов'язковість якого надано Верховною Радою України, передбачено інший порядок закупівлі, ніж визначений цим Законом, застосовуються положення міжнародного договору України, з урахуванням принципів, встановлених у частині першій статті 5 цього Закону.

2. Закупівля товарів, робіт і послуг за кошти кредитів, позик, грантів, що надані відповідно до міжнародних договорів України Міжнародним банком реконструкції та розвитку, Міжнародною фінансовою корпорацією, Багатостороннім агентством з гарантування інвестицій, Міжнародною асоціацією розвитку, Європейським банком реконструкції та розвитку, Європейським інвестиційним банком, Північним інвестиційним банком, а також іншими міжнародними валютно-кредитними організаціями, здійснюється згідно з правилами і процедурами, встановленими цими організаціями з урахуванням принципів, встановлених у частині першій статті 5 цього Закону, а в разі невстановлення таких правил і процедур - відповідно до цього Закону.

3. Закупівля товарів, робіт і послуг на умовах співфінансування в рамках проектів, що реалізуються за рахунок кредитів, позик, грантів організацій, зазначених у частині другій цієї статті, здійснюється згідно з правилами і процедурами, встановленими цими організаціями, а в разі невстановлення таких правил і процедур - відповідно до цього Закону.

Інформація, яку повинен надати учасник процедури відбору:

- Інформація про компанію;
- Короткий опис компанії та минулий подібний досвід надання послуг;
- Загальний технічний підхід для виконання;
- Цінова пропозиція;
- Інша необхідна інформація згідно з технічним завданням замовника (копії аналогічних договорів, рекомендаційні листи, свідоцтва перевірки заявленого обладнання, копія фінансової звітності тощо).

Кваліфікаційні критерії до учасника відбору (орієнтовний перелік):

1. Наявність обладнання та матеріально-технічної бази;
2. Наявність працівників відповідної кваліфікації, які мають необхідні знання та досвід:
 - освіта;
 - професійний стаж;
 - досвід виконання робіт, що зазначені у технічному завданні, або подібних;
3. Наявність документально підтвердженого досвіду виконання аналогічного договору.

У Таблиця 4.1 нижче наведено перелік обладнання, яке може використовуватися в рамках розробки схеми тепlopостачання населеного пункту, та приклади його застосування.

Таблиця 4.1 – Обладнання та його застосування

№ ЗА/П	НАЗВА	МОЖЛИВЕ ЗАСТОСУВАННЯ
1	Газоаналізатор	Визначення ефективності спалювання палива котельними установками Визначення обсягів викидів від спалювання палива окремими установками
2	Аналізатор електричної енергії	Визначення якості електричної енергії Визначення обсягів споживання електричної енергії за певні проміжки і часу Визначення графіків електричного навантаження окремих установок
3	Температурні логери	Визначення температурних режимів теплових мереж Визначення фактичних температур у споживачів
4	Тепловізор	Визначення місць втрат теплової енергії та оцінка стану елементів теплових мереж
5	Відповідне програмне забезпечення	Проведення гідравлічних розрахунків Розрахунок тепловтрат мереж

№ ЗА/П	НАЗВА	МОЖЛИВЕ ЗАСТОСУВАННЯ
6	Струмовимірювальні кліщі	Визначення параметрів електричної мережі та електричного навантаження
7	Накладний ультразвуковий витратомір	Визначення обсягів спожитого теплоносія Визначення обсягів підживлення мережі Визначення обсягів виробленої чи відпущеної теплової енергії за певний період
8	Вимірювач теплового потоку	Визначення місць втрат теплової енергії та оцінка стану елементів теплових мереж
9	Пірометр	Визначення місць втрат теплової енергії та оцінка стану елементів теплових мереж

Доцільність чи необхідність проведення певних замірів та використання відповідного вимірювального обладнання визначається замовником. Перелік обладнання може бути включено до технічного завдання.

Перелік кваліфікаційних критеріїв може бути розширений за бажанням замовника, якщо критерії не сприяють дискримінації учасників та відповідають діючому законодавству.

Аналогічний договір - це договір із розроблення:

- Схеми теплопостачання населеного пункту (формулювання не обов'язково мусить бути дослівним) з населенням понад 20 тисяч мешканців, розташованого на території України (за попередньою Методикою);
- Плану дій зі сталого енергетичного розвитку (ПДСЕР);
- Програми підвищення енергоефективності населеного пункту;
- Енергетичного аудиту систем теплопостачання населеного пункту.

Стислий опис процедури вибору розробника схеми теплопостачання:

1. **Публікація оголошення відповідно до ЗУ «Про публічні закупівлі».** Оголошення про проведення закупівлі на розробку схеми теплопостачання населеного пункту публікується на ресурсі Prozorro⁴². Також додатково можливо використати наступні ресурси: сайти та сторінки в соціальних мережах органів місцевого самоврядування населеного пункту, сайти теплопостачальних організацій, Асоціації енергоаудиторів України, Асоціації інженерів-енергетиків України, засоби масової інформації тощо.
2. **Проведення оцінки отриманих пропозицій;**

⁴² <https://zakupki.prom.ua/>

- Оцінка відповідності кваліфікаційним критеріям та повнота наданої інформації, що вимагалась відповідно до тендерної документації. Уточнення необхідної інформації щодо предмету закупівлі (у разі необхідності);
 - Оцінка цінових пропозицій серед учасників, що відповідають кваліфікаційним критеріям.
3. **Визначення переможця відповідно до ЗУ «Про публічні закупівлі»;**
 4. **Укладання договору на розроблення схеми тепlopостачання населеного пункту з переможцем конкурсного відбору.**

5. ДЕТАЛЬНИЙ ОПИС ПРОЦЕДУРИ РОЗРОБКИ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

В розділі детально описуються всі етапи розробки схеми теплопостачання відповідно до Методики та наведені рекомендації зі збору вихідної інформації (в тому числі приклади опитувальних листів), її обробки та представлення в кінцевому звіті. Надані приклади заповнення розділів схеми теплопостачання, довідкові дані та необхідні розрахунки. Додатково до посібника сформовані Excel-форми для спрощення виконання розрахунків з типових проєктів, а також для представлення результатів.

5.1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧОГО СТАНУ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

5.1.1. ОПИС НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

Збір вихідних даних щодо характеристик населеного пункту є одним із найскладніших та найважливіших етапів розробки схеми теплопостачання. Від повноти та якості вихідної інформації залежить обраний шлях розвитку системи теплопостачання, точність розрахунків та висновки, що будуть зроблені в процесі розробки.

Вихідні дані для розробки схеми теплопостачання збираються виконавцем за участю замовника. Орієнтовні форми для збору вихідних даних наведено в додатку А.

З метою отримання достовірних даних необхідно зробити запит до органів місцевого самоврядування.

Таблиця 5.1 – Орієнтовні джерела отримання вихідної інформації

№ ЗА/П	НЕОБХІДНА ІНФОРМАЦІЯ	ДЖЕРЕЛО ІНФОРМАЦІЇ (ОРІЄНТОВНИЙ ПЕРЕЛІК)
1	Інформація про демографічні показники, аналіз доходів та витрат домогосподарств	<ul style="list-style-type: none">• Департамент фінансів/ Департамент економічного розвитку• Департамент інформаційної діяльності та комунікацій з громадськістю• Департамент соціального захисту населення• Державний архів області• Державна служба статистики⁴³
2	Обсяги, розміщення, структура та стан житлового фонду з урахуванням адміністративно-суспільної забудови (існуючий стан та на розрахунковий період), виходячи з розподілу на адміністративні, житлові та промислові райони міста	<ul style="list-style-type: none">• Управління містобудування та архітектури• Департамент житлово-комунального господарства та будівництва• Департамент капітального будівництва
3	Аналіз реалізованих та запланованих проєктів і програм термомодернізації будівель	<ul style="list-style-type: none">• Департамент фінансів/ Департамент економічного розвитку• Департамент житлово-комунального господарства та будівництва• Управління екології та природних ресурсів

⁴³ Державна служба статистики <http://www.ukrcensus.gov.ua/>

		<ul style="list-style-type: none"> • Департамент інформаційної діяльності та комунікацій з громадськістю • Департамент капітального будівництва • Управління зовнішньоекономічної діяльності • Управління паливно-енергетичного комплексу та енергозбереження
4	Основні інфраструктурні об'єкти населеного пункту з виявленням характерних особливостей, проблем і потенційних можливостей (системи газопостачання, електропостачання, водопостачання та каналізації, управління твердими побутовими відходами)	<ul style="list-style-type: none"> • Управління екології та природних ресурсів • Управління містобудування та архітектури • Департамент житлово-комунального господарства та будівництва • Департамент інформаційної діяльності та комунікацій з громадськістю • Департамент капітального будівництва • Управління паливно-енергетичного комплексу та енергозбереження
5	Стисла характеристика промислового комплексу	<ul style="list-style-type: none"> • Департамент фінансів/ Департамент економічного розвитку • Управління паливно-енергетичного комплексу та енергозбереження • Управління екології та природних ресурсів
6	Стан, плани будівництва та термомодернізації будівель. Інформація про розроблені плани житлових кварталів, виробничих та суспільно-ділових зон, інших матеріалів щодо зонування території міста	<ul style="list-style-type: none"> • Управління містобудування та архітектури • Департамент житлово-комунального господарства та будівництва • Департамент інформаційної діяльності та комунікацій з громадськістю • Департамент капітального будівництва • Управління паливно-енергетичного комплексу та енергозбереження • Балансоутримувачі будівель (управління освіти, охорони здоров'я, культури і т. д.)

Також Методикою передбачено використання даних щодо кліматологічних характеристик населеного пункту. Джерелом такої інформації може бути ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія». У випадку відсутності зазначених показників в ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 або необхідності використання специфічних кліматологічних показників, така інформація може бути отримана за запитом від Українського гідрометеорологічного центру⁴⁴.

5.1.2. ОПИС НАЯВНИХ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ ДЛЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

Відповідно до Методики⁴⁵, слід звернути увагу на систему показників стану теплопостачання щодо нетрадиційних, відновлюваних та низькопотенційних джерел тепла, які містять:

- частку теплової енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, %;
- частку теплової енергії, виробленої з використанням скидної теплової енергії, %;

⁴⁴ Український гідрометеорологічний центр <https://meteo.gov.ua/ua/33345/services/>

⁴⁵ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1144-20#Text>

- частку теплової енергії, виробленої в результаті комбінованого виробництва теплової та електричної енергії, %.

Джерела скидної теплоти

Скидна теплота (вторинні енергетичні ресурси) – це теплота, що не використовується в самій установці, але може бути використана для енергопостачання інших об'єктів і установок. Наприклад, це димові гази від котлів і іншого устаткування; тепла вода від охолодження технологічного устаткування; скидна пара; охолоджуюча вода теплових і атомних електростанцій і інших установок; повітря, що видаляється із сушильних установок; вентиляційне повітря з приміщень, ферм тощо.

В металургійній, хімічній, цементній, будівельних матеріалів та в інших галузях промисловості наявні джерела скидної теплової енергії, що може бути утилізована. Прикладами джерел є доменні печі, мартенівські печі та кисневі конвектори, нагрівальні печі, коксові батареї, обпалювальні печі тощо. Відповідно, на виході утворюються димові гази з температурою від 100 до 400°C залежно від технології. Для використання скидної теплоти необхідне теплоутилізаційне устаткування. Це переважно пластинчаті, рекуперативні теплообмінники. Утилізована теплота може використовуватися для прямого підігріву зворотної води системи опалення чи гарячого водопостачання будівель.

Скидна теплота також може бути перетворена в електричну за допомогою так званого органічного циклу Ренкіна (ORC). Установки, що працюють за даним принципом, містять турбіну з електрогенератором, конденсатор, ресивер, насос та теплообмінник. Робочим тілом в установці виступають фреони.

Досить часто пряма утилізація за допомогою поверхневих та контактних теплообмінників обмежена, головним чином через необхідність дотримуватись певного температурного графіка. У цьому випадку можуть бути використані теплові насоси.

Низькотемпературна тепла енергія, що вивільняється при глибокому охолодженні продуктів згорання, відбирається у теплообміннику водою проміжного водяного контуру і переноситься до випарника теплового насосу. Електропровідний тепловий насос утилізує теплову енергію з продуктів згорання, споживаючи електричну потужність. Використання теплового насоса дозволяє здійснювати глибоке охолодження продуктів згорання та утилізувати теплоту конденсації водяної пари.

Також до джерел скидної теплоти можна віднести дата-центри, торгові, розважальні та офісні центри. Обладнання, розміщене в них, виділяє значну кількість теплової енергії, яка переважно втрачається. Утилізація даної теплоти може бути використана для опалення чи гарячого водопостачання як самих об'єктів, так і сусідніх будівель.

Традиційні енергоресурси

До традиційних енергоресурсів належать всі джерела енергії, які є первинними джерелами енергії сучасної енергетики, це всі види невідновлюваних джерел енергії (вугілля, нафта, природний газ, горючі сланці, ядерна енергія та ін.), а також торф, гідроенергія.

Слід ознайомитись зі стратегією розвитку і планами заходів відповідного регіону, також висновками проведення моніторингу та оцінки результатів їх реалізації, в яких зазначено:

- оцінку його природно-ресурсного, виробничого та інноваційного потенціалу;
- стратегічні цілі, пріоритети розвитку регіону.

Також на місцевому рівні може бути розроблений План дій зі сталого енергетичного розвитку (ПДСЕР), в якому наведені характеристики систем електропостачання, газопостачання, водопостачання та інші.

Використання електричної енергії для реалізації теплозабезпечення потребує детального аналізу систем електропостачання, їхніх технічних характеристик та обладнання, оскільки збільшення пропускної спроможності електричних мереж і модернізація електротехнічного обладнання потребують значних коштів. Тому насамперед потрібно сформувати інформацію про існуючу схему електропостачання об'єкта / населеного пункту, звернутись до оператора системи розподілу (ОСР) або електропостачальника, які надають послуги в даному регіоні. Для вирішення цього питання слід переглянути інформацію на сайті даного суб'єкта електроенергетики або знайти в Реєстрі суб'єктів господарювання, що провадять роботу у сферах енергетики та комунальних послуг, діяльність яких регулюється НКРЕКП⁴⁶, та ознайомитися з переліком інших суб'єктів, які можуть надавати послуги з електропостачання в даному регіоні.

Природний газ залишається основним паливом для систем теплопостачання населених пунктів - як автономних, так і централізованих, - водночас потрібно зважати на високу ціну на даний енергетичний ресурс. Також для уточнення інформації щодо існуючої схеми газопостачання об'єкта / населеного пункту слід звернутись до оператора системи газопостачання або на сайті НКРЕКП в розділі «Газ природний» отримати «Перелік постачальників природного газу».



Загалом попит на природний газ в Україні має сталий характер з яскраво вираженими сезонними коливаннями. Незначне зниження споживання в зимові місяці 2020 року в порівнянні з попередніми роками може пояснюватись зростанням середньої температури повітря за опалювальний період.

Рисунок 5.1 - Динаміка споживання природного газу

⁴⁶ <https://www.nerc.gov.ua/?id=11957>

Також слід провести перевірку існуючих суб'єктів господарювання, які можуть надавати послуги у сфері теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення, що переходять під регулювання місцевих органів влади в даному регіоні. З даним переліком можна ознайомитись на сайті НКРЕКП⁴⁷.

Таблиця 5.2 – Порівняння традиційних енергоресурсів

ТИП ПАЛИВА	ПЕРЕВАГИ	НЕДОЛІКИ
Природний газ	<ul style="list-style-type: none"> • Має нижчі викиди в порівнянні з іншими видами викопного палива • Маневреність спалювальних установок • Відносно проста логістика • Висока теплота згорання • Висока ефективність спалювальних установок 	<ul style="list-style-type: none"> • Під час спалювання в атмосферу надходять значні об'єми парникових газів • Вибухонебезпечність • Вичерпність родовищ • Порівняно висока вартість та її зростання
Вугілля	<ul style="list-style-type: none"> • Порівняно невисока вартість • Прості умови зберігання • Досить висока теплота згорання 	<ul style="list-style-type: none"> • Під час спалювання в атмосферу надходять значні об'єми оксидів карбону (CO), сірки, азоту • Складність видобування • Значна кількість твердих часток після спалювання • Потрібно організовувати механічну подачу палива в котел • Необхідні приміщення для зберігання палива
Мазут	<ul style="list-style-type: none"> • Досить висока теплота згорання • Продукт відходів нафтопереробки 	<ul style="list-style-type: none"> • Спалювання призводить до викидів токсичних та канцерогенних оксидів ванадію • Складність транспортування та зберігання • Висока вартість

Відновлювані джерела енергії

Всі види відновлюваних джерел енергії належать до нетрадиційних (альтернативних) енергоресурсів: біомаса (за винятком дров), сонячна енергія, геотермальна енергія, вітрова енергія, енергія припливів, хвиль.

Використання сонячних колекторів

Сонячна теплоенергетика призначена для теплопостачання індивідуальних і багатоквартирних житлових будинків, лікувально-курортних установ, фермерських господарств, дачних будинків, плавальних басейнів і виробничих процесів у сільському

⁴⁷ <https://www.nerc.gov.ua/?id=24259>

господарстві та промисловості. Основним устаткуванням є сонячний колектор, в якому завдяки сонячній радіації відбувається нагрівання теплоносія.

Серед загальних переваг та недоліків даних технологій слід відмітити, що основними перевагами використання сонячних колекторів є економія енергії та зниження викидів парникових газів, доступність, відсутність необхідності одержання дозволу на установку та термін служби понад 15 років, а основним недоліком систем на основі сонячних колекторів є залежність їхньої продуктивності від сонячної інсоляції. У зв'язку із цим такі системи не можуть бути постійним джерелом тепlopостачання. Отже, у зимовий період обов'язково потрібно застосовувати додаткові системи нагріву. Відрізняють дві технології забезпечення будівлі ГВП й теплом - це плоскі і вакуумні колектори. Останнім часом зниження вартості сонячних батарей дозволяє говорити про можливість використання для потреб ГВП фотовольтаїчних систем з перетворенням електричної енергії в теплову.

Потенціал використання сонячної енергії відрізняється для різних регіонів залежно від величини сонячної інсоляції. Відповідно, обсяги виробництва теплової енергії сонячними колекторами та електричної енергії сонячними панелями будуть відрізнятися в регіонах. Дані зведено до таблиці та графіка (додаток Д).

У випадку використання джерел генерації енергії від сонця необхідно враховувати, що літня і зимова продуктивності значно відрізняються. Отже, вибір потужності установки слід виконувати виходячи з того, що попит на енергію має бути більшим або дорівнювати максимальній продуктивності установки літом. Водночас потенційними споживачами можуть бути житлові будинки, дитячі навчальні заклади, лікувальні установи, що мають суттєвий попит на гаряче водopостачання в літній період. Застосування сонячних колекторів для шкіл та інших закладів, що не завантажені в літній період, є недоцільним.

Для наочності річний та добовий графіки генерації електричними сонячними панелями наведено нижче.

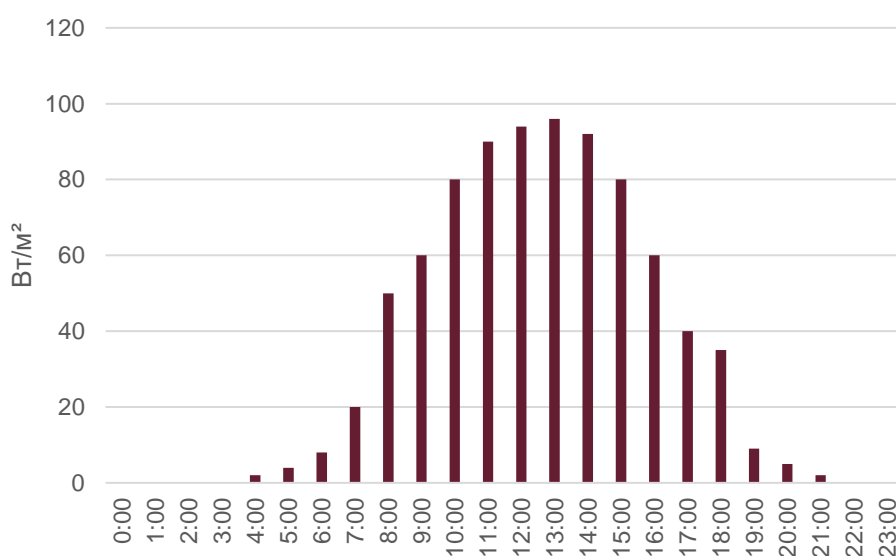


Рисунок 5.2 – Максимальна добова потужність в літній день (для м. Київ)

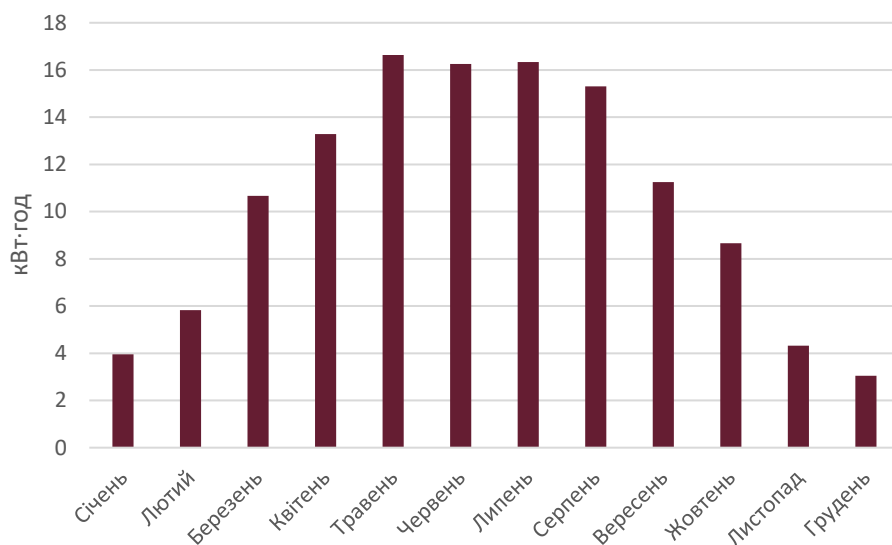


Рисунок 5.3 – Помісячний обсяг генерації електричної енергії сонячними панелями з 1 м² покрівлі (для м. Київ)

Для сонячних колекторів величини генерації теплової енергії будуть більшими за рахунок вищого ККД, проте характер графіка буде подібним. Також слід відзначити, що всі наведені для 1 м² дані можуть відрізнятись у реальних ситуаціях, зважаючи на різні типи конструкцій, розміщення панелей і колекторів та зовнішнього затінення.

Біоенергетичні технології

Відновлювані енергетичні ресурси отримують з біомаси та продуктів її життєдіяльності - це деревина, її відходи, продукти санітарної вирубки лісів, торф, листя, тирса тощо; рослини, які спеціально вирощуються для енергетичних потреб (осика, ріпак, морські водорості та ін.); відходи сільгоспвиробництва (гній, курячий послід, стебла, лушпиння тощо); відходи життєдіяльності людей, включно з промисловою діяльністю (тверді та рідкі побутові стоки, відходи харчової промисловості, сміття, лігнін та ін.).

Таблиця 5.3 - Біоенергетичні технології та види енергетичних продуктів, що можуть бути наявні в населеному пункті⁴⁸

ВИД БІОМАСИ	ТЕХНОЛОГІЯ (ТЕХНОЛОГІЧНИЙ ПРОЦЕС)	ЕНЕРГЕТИЧНІ ПРОДУКТИ
Суха біомаса	Спалювання	Теплова та електрична енергія
	Газифікація	Горючі гази, метанол
	Піроліз	Горючі гази, смоли, деревинне вугілля (напівкокс)
	Гідроліз і дистиляція	Етиловий спирт

⁴⁸ Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. [Текст] / Під заг. ред. А. К. Шидловського. – Київ.: Українські енциклопедичні знання, 2007. – 560 с

ВИД БІОМАСИ	ТЕХНОЛОГІЯ (ТЕХНОЛОГІЧНИЙ ПРОЦЕС)	ЕНЕРГЕТИЧНІ ПРОДУКТИ
	Брикетування пресуванням	Паливні гранули (пелети), паливні брикети
Волога біомаса	Анаеробне зброджування	Біогаз
	Зброджування, ферментація і дистиляція	Паливний спирт
	Етерифікація	Біодизпаливо

Зокрема, аграрний сектор є головним джерелом біомаси, що охоплює побічні продукти рослинництва і тваринництва, а також енергетичні культури.

Структура енергетичного потенціалу, детальні статистичні дані в розрізі регіонів наведено в додатку Д, зокрема щодо обсягів потенціалу виробництва біогазу та його меж.

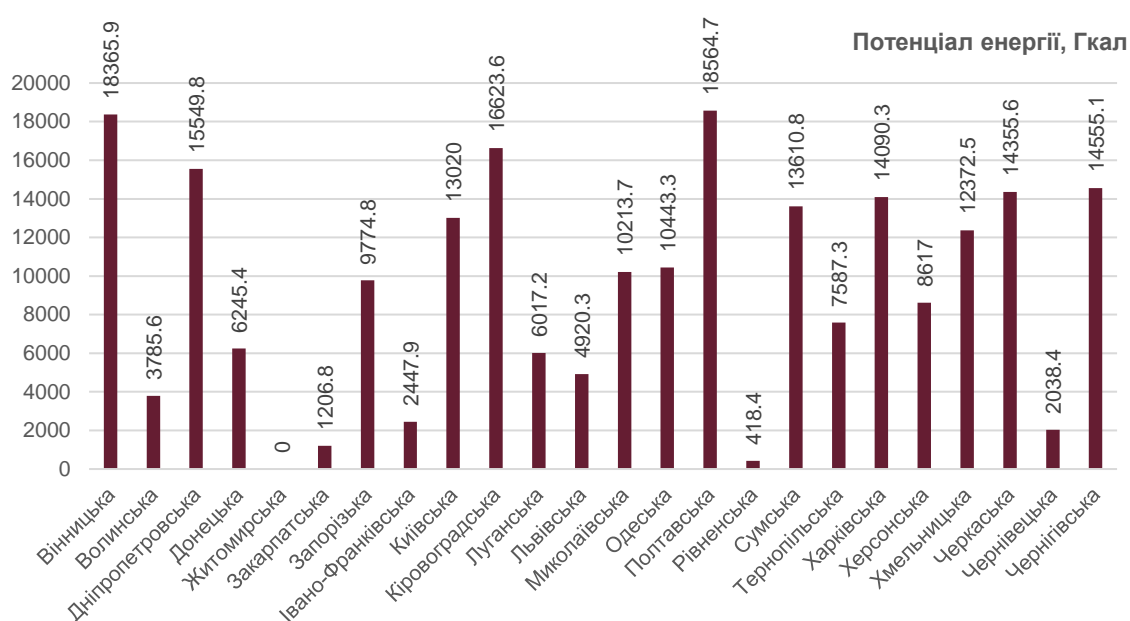


Рисунок 5.4 - Обсяг потенціалу енергії з доступних сільськогосподарських відходів і продукції по областях України за 2019 р.⁴⁹

Для оцінки та порівняння різних видів біопалива, зведені характеристики наведено в Таблиця 5.4, поданій нижче. Також в Таблиця 5.5, поданій нижче, наведено орієнтовну вартість палива та собівартість виробництва одиниці теплової енергії без врахування експлуатаційних витрат.

⁴⁹ Мельник М. І., Щеглюк С. Д., Лещух І. В., Яремчук Р. Є. Регіональна політика ЄС в контексті smart-спеціалізації: ефективність фінансування пріоритетних напрямів. Регіональна економіка. 2020. №1(95). С. 172-183

Таблиця 5.4 – Переваги та недоліки різних видів біопалива

ТИП ПАЛИВА	ПЕРЕВАГИ	НЕДОЛІКИ
Деревні пелети	Зручність використання та логістики Висока ефективність Значний досвід використання Наявність постачальників	Висока вартість Відсутність методики перевірки якості палива Економічно недоцільно при транспортуванні на великі відстані
Солома	Відносно низька вартість Наявні значні обсяги Наявність вітчизняного обладнання (котлів)	Висока зольність палива Складність транспортування Відсутність техніки для заготівлі Необхідні особливі конструкції котлів
Дрова	Порівняно низька вартість Доступність Значний досвід використання	Значні викиди в атмосферу Складність організувати механізовану подачу палива Відсутність обладнання для заготівлі палива у держлісгоспі
Енергетичні культури	Наявність сировинної бази у великій кількості Досвід вирощування Можливість отримання з відходів переробки Висока енергетична цінність	Виснаження ґрунту під час вирощування Складність організації (заготівля, складування, постачання)

Таблиця 5.5 – Енергетична цінність палива*

ТИП ПАЛИВА	ВАРТІСТЬ	ТЕПЛОТА ЗГОРАННЯ, МДЖ/КГ	ПИТОМА ВАРТІСТЬ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ, ГРН/КАЛ
Деревні пелети	3300	18	853
Солома	2000	14	704
Дрова	1080	10	565
Енергетичні культури	2900	16	843

* Наведено для найчастіше використовуваних біоенергетичних видів палива

Слід відзначити, що теплота згорання значним чином варіюється для різних видів рослин. Також теплота згорання залежить від вологості палива. Вологість палива та теплоту згорання потрібно брати до уваги при складанні контрактів на постачання палива.

Отримані результати проведеного SWOT-аналізу дозволяють об'єктивно оцінити внутрішні сили і ресурсний потенціал біоенергетики для здійснення реалізації особливостей потенціалу наявних зовнішніх можливостей та протистояння різного роду загрозам, що постійно виникають у змінних ринкових умовах. Також у результаті комплексного обґрунтування слабких сторін виявляється система внутрішніх недоліків, що потребують негайного усунення або мінімізації.

Таблиця 5.6 – SWOT-аналіз використання енергії з біомаси в Україні

ПЕРЕВАГИ	НЕДОЛІКИ
<p>1. Поновлюваність ресурсів. Джерела біомаси, за умов їх відповідної раціональної експлуатації, мають відновлюваний характер.</p> <p>2. Доступність ресурсів. Україна має доступний земельний фонд, сприятливі природно-кліматичні умови, великий щорічний обсяг біомаси сільського господарства, наявність непероблених відходів.</p> <p>3. Відносно низька вартість сировини, що по суті є відходами інших виробництв.</p> <p>4. Екологічність. Енергія з біомаси виділяє значно менше вуглекислого газу, ніж традиційні джерела енергії, не містить важких металів.</p> <p>5. Енергетична незалежність. Використання ж енергії з біомаси зменшує потребу в викопному паливі для виробництва тепла, пари та електроенергії. Зниження енергетичної залежності від імпорту енергоносіїв тим самим сприятиме підвищенню безпеки поставок.</p> <p>6. Універсальність. Енергію з біомаси можна використовувати в різних формах. Різні продукти отримуються з різних видів органічних речовин. Біомасу можна використовувати для створення біодизеля, біопалива та газу метану. Біомаса може використовуватися як тепло безпосередньо, або використовуватися для отримання електроенергії.</p> <p>7. Методи отримання енергії з біомаси досить прості і без зайвих трудовитрат, вона може використовуватися і вироблятися без значних технологічних інвестицій, тому диверсифікуються суб'єкти виробництва, посилюється конкуренція.</p>	<p>1. Надмірна експлуатація природних ресурсів. Шкода на інші екосистеми та біорізноманіття, як наслідок існує ризик збезлісення; проблема монокультурності – мононасадження, які є виснажливими для ґрунту.</p> <p>2. Зміни в мікросередовищі ґрунту. Підготовка земель до культивування енергокультур – активне застосування пестицидів та гербіцидів забруднює ґрунт і внутрішні води, що знищує місцеву флору і порушує природний баланс, впливаючи на розвиток цілих популяцій та утворюючи загрозу життєдіяльності фауни.</p> <p>3. Забруднення екосистеми. В процесі виробництва біоенергії вивільняється метановий та вуглекислий газ.</p> <p>4. Масове виробництво біомаси вимагає великої, дорогої іригаційної інфраструктури.</p> <p>5. Логістика: відсутні відпрацьовані технології збору, обробки та зберігання біомаси.</p> <p>6. Відносно невисока енергоефективність (енергетична ємність) - енергія біомаси відстає від викопного палива за енергоефективністю.</p>

МОЖЛИВОСТІ	ЗАГРОЗИ
<p>1. Значний інтерес держави, суспільства та бізнесу до біоенергетичних технологій.</p> <p>2. Міжнародні програми підтримки проєктів із заміщення традиційного палива.</p> <p>3. Модернізація комунальних систем теплопостачання.</p> <p>4. Енергетична безпека та незалежність держави й окремих регіонів.</p> <p>5. Конкурентоспроможність.</p> <p>6. Забезпечення населення стабільними й прибутковими робочими місцями, адже постійне відновлення ресурсів вимагає оброблення, як наслідок - поліпшення якості і рівня життя населення.</p>	<p>1. Відсутність державних стандартів якості багатьох видів біопалива та екологічних вимог щодо його переробки.</p> <p>2. Традиційна нестабільність державної політики та законодавства.</p> <p>3. Недостатньо амбітні цілі, встановлені в енергетичній стратегії України.</p> <p>4. Сильні «лобістські» можливості постачальників традиційного палива та виробництва з нього теплової енергії.</p> <p>5. Високі економічні та політичні ризики для інвестицій.</p> <p>6. Залежність обсягів та якості рослинної біомаси від погодних умов.</p> <p>7. Відміна «зеленого тарифу».</p>

Інформація про суб'єкти, які використовують відновлювані енергетичні ресурси

Для отримання інформації щодо діючих суб'єктів енергетики, які використовують альтернативні джерела енергії, слід звернутись до Реєстру об'єктів електроенергетики⁵⁰, що використовують альтернативні джерела енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – лише мікро-, міні- та малих гідроелектростанцій), який постійно оновлюється НКРЕКП і містить актуальну інформацію. В даному реєстрі розробники систем теплопостачання зможуть знайти суб'єктів за видом технології використання альтернативних джерел енергії і територію, на якій вони провадять свою діяльність.

Одним із сучасних інформаційних вебресурсів, що акумулює інформацію про проекти відновлюваної енергетики та енергоефективності і забезпечує комунікацію між ініціаторами таких проектів та інвесторами, є проєкт UA MAP⁵¹. Дана інтерактивна карта України наочно відображає загальні відомості про:

- реалізовані проєкти та потенційні проєкти, що перебувають на різних стадіях реалізації, з виведенням докладної інформації щодо кожного проєкту окремо,
- ресурсний потенціал місцевості,
- фінансові програми та інструкції з впровадження проєктів в Україні.

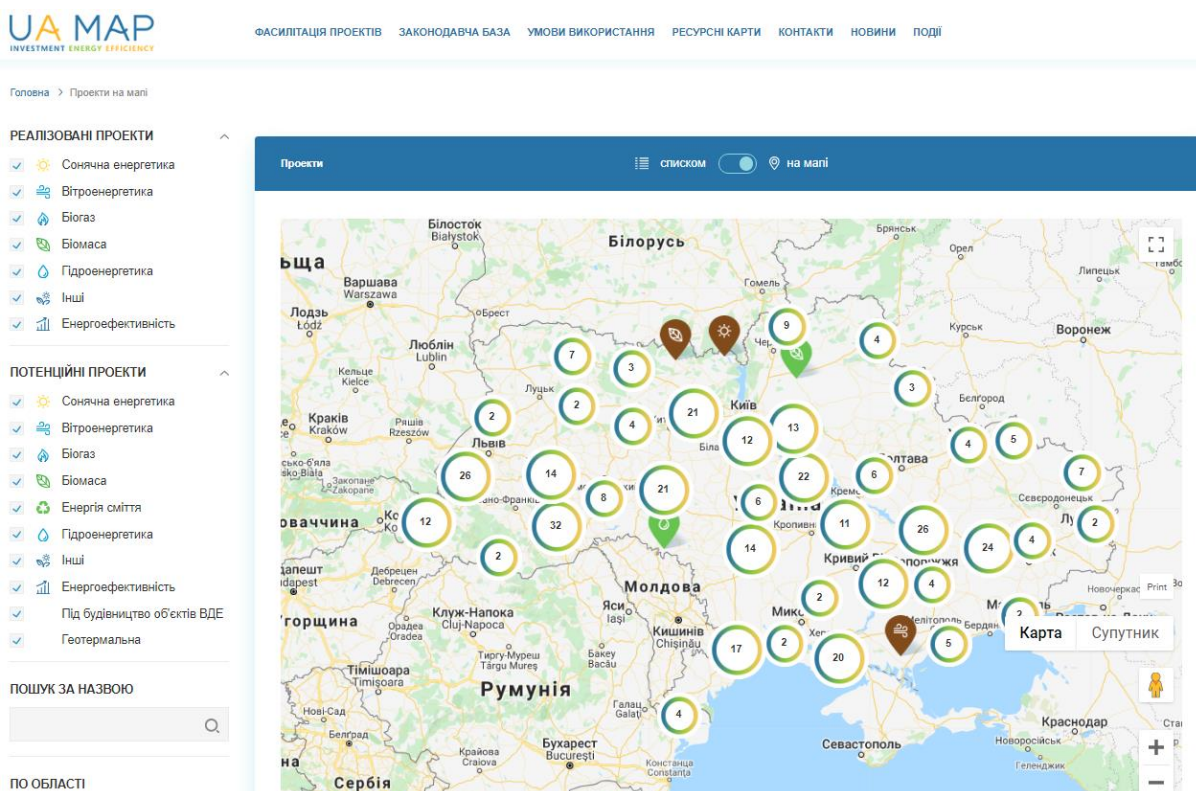


Рисунок 5.5 – Інтерактивна карта UA MAP

⁵⁰ https://www.nerc.gov.ua/data/filearch/litsenziini_reestry/REESTR_ALT.pdf

⁵¹ <https://uamap.org.ua>

5.1.3. АНАЛІЗ ТА ОПИС СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Основні елементи системи теплопостачання: джерело теплоти, теплові мережі, теплові пункти, які розподіляють, регулюють та обчислюють витрату теплоносія споживачам, споживачі теплової енергії (різноманітні тепловикористовувальні установки і місцеві системи, розміщені в житлових, громадських і виробничих будівлях).

Джерелом теплоти в системі теплопостачання міста або окремого житлового району може бути: тепла електростанція (ТЕС) або теплоелектроцентральною (ТЕЦ), котельні (переважно водогрійні).

Магістральні теплові мережі за конфігурацією можуть бути радіальними і кільцевими.

Радіальна (або тупикова) мережа передбачає прокладку окремих магістралей від одного джерела тепла в райони розміщення теплових споживачів. Радіальні мережі споруджують з поступовим зменшенням діаметрів труб в напрямку від джерела тепла. Але при аварії на магістралі радіальної мережі припиняється теплопостачання абонентів, приєднаних за аварійною ділянкою. Цей недолік частково може бути усунено, якщо в радіальну схему ввести резервні перемички, що з'єднують окремі промені попарно.

Кільцева схема утворюється прокладкою від джерела тепла до однієї групи споживачів не менше двох магістралей, що з'єднуються між собою в районі розміщення споживачів, забезпечуючи двосторонню подачу тепла.

Для теплопостачання міст в якості теплоносія частіше за все використовується гаряча вода. Водяні системи теплопостачання поділяють за кількістю ліній теплової мережі (теплопроводів) на: однотрубні, двотрубні, три- і багатотрубні.

Однотрубні теплові мережі застосовуються тільки, якщо теплоносій повністю використовується у споживача і не повертається до джерела теплоти, тобто в котельню або ТЕЦ (ТЕС). Наприклад, коли витрата мережної води на опалювально-вентиляційне навантаження збігається з витратою води на гаряче водопостачання. В цьому випадку вода з мережі частково віддає свою теплоту через системи опалення та вентиляції в приміщення будівель, а потім розбирається споживачами в якості гарячої води. Такі системи наразі практично не використовуються.

Найбільш поширеними є системи теплопостачання з двотрубними тепловими мережами, що містять, як правило, подавальну і зворотну лінії.

Тритрубні системи теплопостачання застосовуються в тому випадку, коли споживачам необхідні теплоносії різної температури.

За способом використання мережевої води водяні системи теплопостачання можна розділити на дві групи: закриті і відкриті.

У закритих системах мережева вода, що циркулює в системі теплопостачання, використовується тільки як теплоносій і з мережі не відбирається.

У відкритих системах мережева вода повністю або частково відбирається з мережі, наприклад, для гарячого водопостачання.

Центральні теплові пункти (ЦТП) – установки, призначені для підключення до теплової мережі груп житлових або громадських будівель. Підключення абонентів може здійснюватися за залежною (відкритою) або незалежною (закритою) схемою.

Зазвичай ЦТП мають наступне обладнання:

- при залежній схемі приєднання опалювальних установок – групову змішувальну установку мережевої води;
- при незалежній схемі приєднання опалювальних установок – блок підігрівачів опалення;
- за наявності централізованого гарячого водопостачання – блок підігрівачів гарячого водопостачання;
- підкачувальні насоси водопровідної води, а за необхідності - і підкачувальні насоси мережної води.

Індивідуальні теплові пункти (ІТП) – комплекс пристроїв, призначений для приєднання споживачів до теплових мереж, наприклад, приєднання споживачів теплоти окремих будівель до теплових мереж.

Найбільш поширені два варіанти приєднання споживачів до теплових мереж:

- через ЦТП, з яких теплоносій на потреби опалення і гарячого водопостачання подається споживачам (групі будівель) по розподільній чотиритрубній мережі (подавальна і зворотна лінії системи опалення та подавальна і зворотна лінії системи гарячого водопостачання (за наявності));
- через ІТП в будівлях. В цьому випадку теплоносій з магістральної мережі централізованого теплопостачання використовується лише на потреби опалення, а підігрів теплоносія для системи гарячого водопостачання здійснюється через теплообмінники, які встановлені в ІТП споживачів.

Споживачів теплоти можна виділити в чотири основні групи:

1. Системи опалення житлових, громадських та виробничих будівель;
2. Системи вентиляції громадських і виробничих будівель в зимовий час (коли необхідно підігрівати повітря, що нагнітається в вентилярованому приміщенні);
3. Кондиціонування повітря, в тому випадку, якщо в літній період для охолодження повітря використовують холодильні установки, що споживають теплову енергію (абсорбція і інжекційні). Переважно до таких споживачів відносяться сучасні торговельно-розважальні центри;
4. Системи гарячого водопостачання.

Залежно від характеру зміни протягом року споживачів теплоти і відповідні їм теплові навантаження можна розділити на дві групи:

- сезонні теплові навантаження, до яких відносяться опалення, вентиляція і кондиціонування повітря. Відповідні цим споживачам теплові навантаження діють тільки в певні періоди року – сезони. Опалення та вентиляція є зимовими тепловими навантаженнями, а кондиціонування повітря здебільшого літнім. Величина сезонного теплового навантаження і його зміна протягом року залежать, головним чином, від кліматичних умов району, де розташовані споживачі теплоти, причому основну роль грає температура зовнішнього повітря і характер її зміни протягом року;
- цілорічні споживачі, до яких відноситься гаряче водопостачання і, якщо є, технологічні навантаження промислових підприємств. Цілорічні теплові навантаження практично не залежать від кліматичних умов і періоду року. Дещо збільшується цілорічне теплове навантаження в зимовий час, що пов'язано зі збільшенням втрат теплоти при транспортуванні теплоносія.

Нижче наведено перелік показників, які характеризують систему теплопостачання. Дані значення використовуються для розрахунків показників стану теплопостачання населеного пункту. Джерело інформації – опитувальні листи, які заповнюються теплопостачальною організацією, на балансі якої перебувають теплові мережі, та керівництвом котелень/ТЕЦ (ТЕС).

Вихідні дані, які характеризують систему теплопостачання:

- тип джерела теплопостачання;
- склад і характеристики обладнання джерела теплопостачання;
- вид палива, що використовується, витрата палива, теплота згорання;
- загальна встановлена потужність джерела теплопостачання;
- підключена потужність;
- кількість відпущеної теплової енергії за базовий рік (помісячно);
- питома витрата палива на виробництво теплової енергії за базовий рік (помісячно);
- питома витрата електроенергії на виробництво теплової енергії за базовий рік (помісячно);
- вид та параметри теплоносія;
- наявність та місця встановлення вузлів обліку;
- характер підключеного навантаження (опалення, гаряче водопостачання, інше);
- генеральний план місцевості;
- схема прокладання теплових мереж;
- тип теплової мережі (конфігурація, кількість ліній);

- протяжність та діаметри теплових мереж;
- тип прокладання трубопроводів (надземне, підземне тощо);
- тип та стан теплової ізоляції теплових мереж;
- тип підключення розподільних теплових пунктів до магістральних теплових мереж;
- тип та характеристики споживачів теплової енергії;
- тип підключення абонентів до теплової мережі;
- склад і характеристики обладнання розподільного теплового пункту;
- наявність в системі теплопостачання теплоутилізуючих пристроїв та/або використання відновлюваних джерел енергії.

Система показників (відповідно до Паспорта схеми теплопостачання, детально див. у розділі 5.7) стану теплопостачання населеного пункту передбачає розрахунок для випадку централізованого теплопостачання та охоплює:

- 1) показники структури теплопостачання відповідно до фактичного споживання теплової енергії:
 - частка теплової енергії, виробленої з використанням скидної теплової енергії, %;
 - частка теплової енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, %;
 - частка теплової енергії, виробленої в результаті комбінованого виробництва теплової та електричної енергії, %;
 - рівень інтеграції теплових мереж, %;
 - частка централізованого теплопостачання, %;
- 2) показники ефективності виробництва теплової енергії:
 - питомі витрати умовного палива на виробництво теплової енергії, кг у.п./Гкал;
 - питома вартість виробництва теплової енергії, грн/Гкал (в цінах на час розроблення схеми);
 - чисельність виробничого персоналу на 1 тис. Гкал відпущеної з джерел теплової енергії;
- 3) показники ефективності транспортування теплової енергії:
 - втрати теплової енергії в мережах, %;
 - питомі витрати води на підживлення теплових мереж, %;

- чисельність виробничого персоналу, безпосередньо залученого до технологічного процесу транспортування теплової енергії на 10 км теплових мереж;
- питомі витрати електроенергії на транспортування 1 Гкал теплової енергії, кВт·год/Гкал;
- питома вартість транспортування теплової енергії, грн/Гкал (в цінах на час розроблення схеми);

4) показники надійності теплопостачання:

- частка ділянок трубопроводу теплових мереж, розрахунковий строк служби яких закінчився, %;
- питома пошкоджуваність трубопроводів теплових мереж за окремими зонами застосування системи теплопостачання, кількість пошкоджень на рік на 1 км теплових мереж;

5) показники якості теплопостачання:

- відповідність (кореляція) між споживанням палива і температурою зовнішнього повітря;
- загальна кількість незапланованих (аварійних) перерв у транспортуванні теплової енергії з вини теплопостачальної організації, тривалість яких понад 6 годин;
- загальна тривалість незапланованих (аварійних) перерв у транспортуванні теплової енергії з вини теплопостачальної організації, тривалість яких менше 6 годин;
- кількість зареєстрованих виконавцем послуг звернень споживачів теплової енергії / послуги з постачання теплової енергії з питань невідповідності якості постачання теплової енергії / наданої послуги з постачання теплової енергії умовам договорів;

6) показники екологічності теплопостачання:

- питомі викиди оксидів азоту (NO_x) на 1 ГДж відпущеної теплової енергії;
- питомі викиди діоксиду сірки (SO_2) на 1 ГДж відпущеної теплової енергії;
- питомі викиди речовин у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом (пилу) на 1 ГДж відпущеної теплової енергії;
- питомі викиди парникових газів (діоксиду вуглецю CO_2 , оксиду азоту (I) N_2O і метану CH_4) у перерахунку на еквівалент діоксиду вуглецю на 1 ГДж відпущеної теплової енергії;
- питомі викиди оксиду вуглецю (CO) на 1 ГДж відпущеної теплової енергії.

Алгоритм обчислення показників наведено у відповідному розділі «Паспорт системи теплопостачання».

Приклад опису системи теплопостачання населеного пункту

Система теплопостачання споживачів житлового району – централізована, джерело теплопостачання – опалювальна водогрійна котельня.

Загалом до котельні підключено 10 споживачів.

Характеристика підключених споживачів наведена в Таблиця 5.7.

Таблиця 5.7 – Характеристика підключених споживачів

АДРЕСА	ТИП СПОЖИВАЧІВ	ПІДКЛЮЧЕНЕ НАВАНТАЖЕННЯ:		НАЯВНІСТЬ ПРИБОРУ ОБЛІКУ
		Опалення та вентиляція, Гкал/год	ГВП, Гкал/год	
Вул. 1	Дошкільний навчальний заклад	0,200	-	Так
Вул. 2	Житловий будинок	0,300	0,136	Так
Вул. 3	Житловий будинок	0,400	0,200	Так
Вул. 4	Навчальний заклад	0,350	-	Так
Вул. 5	Навчальний заклад	0,414	-	Так
Вул. 6	Житловий будинок	0,530	0,100	Так
Вул. 7	Заклад охорони здоров'я	0,670	0,150	Так
Вул. 8	Житловий будинок	0,800	0,250	Так
Вул. 9	Житловий будинок	0,280	0,050	Так
Вул. 10	Житловий будинок	0,320	0,050	Так

Загальна встановлена потужність котельні становить 8,0 Гкал/год (9,3 МВт), підключена – 5,2 Гкал/год (6,05 МВт).

В котельні встановлено 2 котли КВГ-4,65-150 з автоматикою безпеки та 8 од. насосного обладнання. Паливо, яке використовується – природний газ середнього тиску з теплою згорання 32,9-33,8 МДж/м³, середня витрата палива в котельні – 632 нм³/год.

Температурний графік котельні – 110/70 °С.

Характер підключеного навантаження – опалювальне (близько 82 %) і навантаження ГВП (близько 18 %).

Котельня облаштована вузлом обліку. Їй забезпечують 100% облік відпущеної теплової енергії.

Транспортування теплоносія від котельні здійснюється по двотрубній радіальній схемі. Загальна протяжність теплових мереж – 14,8 км у двотрубному вимірі.

На теплових мережах встановлені підкачувальні насосні станції, які забезпечують гідравлічний режим роботи мереж в опалювальні періоди.

Основний тип прокладання теплових мереж житлового району – підземний канальний з ізоляцією трубопроводів із мінеральної вати, становить 76% від усіх теплових мереж. Близько 20% теплових мереж в районі прокладені безканальним та з надземним типом прокладання з ізоляцією трубопроводів із мінеральної вати та в пінополіуретановій ізоляції.

Зношування системи транспортування теплової енергії до споживачів (магістральних і розподільних мереж) становить близько 67,0%.

Близько 60% теплової ізоляції на трубопроводах теплових мереж району перебуває у неналежному стані (пошкоджена, ущільнена, зволожена, а в деяких місцях взагалі відсутня), що призводить до інтенсивної корозії металу, порушення герметичності трубопроводів та, як наслідок, до понаднормативного рівня втрат теплової енергії в теплових мережах.

Основною категорією споживачів є житлові будинки, які перебувають на балансі міської ради, житлових кооперативів, об'єднань співвласників багатоквартирних будинків (ОСББ).

Об'єкти теплоспоживання приєднані до теплових мереж джерела тепла за залежною та незалежною схемами, через ІТП з погодним регулюванням. У цьому випадку теплоносій з магістральної мережі централізованого теплопостачання використовується лише на потреби опалення, а підігрів теплоносія для системи гарячого водопостачання здійснюється через теплообмінники, які встановлені в ІТП.

В даний час теплоутилізуючі пристрої в системі теплопостачання не застосовуються, використання відновлюваних джерел енергії не передбачено.

Значна частина теплопостачання населеного пункту може припадати на **індивідуальні чи автономні** системи опалення. Під час розробки схеми теплопостачання населеного пункту мають враховуватися дані особливості.

Зокрема, вибір перспективного типу теплопостачання (централізованого, автономного чи індивідуального) повинен виконуватися на основі аналізу витрат і вигід. Також в схемі потрібно наводити рекомендації щодо вибору джерел теплової енергії для мешканців.

У випадку використання окремими домогосподарствами твердопаливних котлів потрібно забезпечити рекомендації щодо типу палива, ефективності котла, системи механічної подачі палива та автоматного погодного регулювання. Окрім цього, на базі громади може бути сформоване підприємство з постачання палива для домогосподарств, зокрема з відходів, що сформовані на території (пелети та брикети, RDF-паливо тощо).

При використанні індивідуальних газових котлів потрібно надати рекомендації щодо використання низькотемпературних систем опалення, зокрема конденсаційних котлів.

Окремим питанням для індивідуальних систем опалення є використання електроопалення. Доцільність використання подібних систем має сильну залежність від співвідношення тарифу на електричну енергію до цін на теплову енергію (у випадку наявного централізованого теплопостачання) чи цін на паливо. Станом на сьогодні тарифи на електричну енергію для потреб населення є співрозмірними з вартістю теплової енергії (від централізованих джерел) та є дещо вищими порівняно з вартістю теплової енергії, отриманої від газових котлів. Проте слід враховувати перспективні значення тарифів та визначати оптимальні співвідношення для застосування того чи іншого типу системи теплопостачання. Зважаючи на прогнозоване підвищення вартості електроенергії, перехід на пряме використання електроенергії для потреб опалення є недоцільним як з економічної, так і з екологічної точки зору. Може розглядатися лише в контексті використання теплових насосів або регулювання графіка електричного навантаження.

В регіонах з порівняно високою температурою повітря протягом опалювального періоду (та в осінньо-весняний періоди) може бути доцільним використання теплових насосів типу «повітря-повітря» (кондиціонерів з функцією опалення). Дане обладнання може забезпечувати ефективний обігрів приміщень при зовнішній температурі до 0°C. При нижчих температурах можуть бути використані інші пікові джерела теплоти.

Крім того, слід відзначити, що використання 1 кВт·год електричної енергії спричиняє майже вдвічі більше викидів вуглекислого газу (CO₂), ніж спалювання природного газу для отримання аналогічної кількості теплової енергії.

Окремим випадком є використання децентралізованих систем опалення, коли одне джерело теплової енергії (котельня) постачає тепло на незначну кількість будівель (одну або дві). В такому випадку основними рекомендаціями мають бути підвищення ефективності джерела, облаштування погодного регулювання, теплоізоляція мереж. Також слід розглядати варіанти додаткового підключення будівель до вже існуючого джерела.

5.1.4. ВИЗНАЧЕННЯ Й АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ ЗОН ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Для планування розвитку систем теплозабезпечення важливим є аналіз існуючих зон теплопостачання з огляду на ефективність, вартість теплової енергії для кінцевого споживача та екологічність. За результатами такого аналізу можуть бути прийняті рішення щодо зміни зонування, зокрема збільшення зон централізованого теплозабезпечення, або повного переходу на децентралізоване теплопостачання. Рішення про зміну існуючих зон теплопостачання приймається в тісній координації та співпраці з органами місцевого самоврядування, враховуючи існуючу ситуацію та затверджені програми розвитку населеного пункту.

Типи зон теплопостачання та їхній опис

Згідно з класифікацією ДБН В.2.5-39:2008, зони теплопостачання розрізняють за типом використовуваних у них систем теплопостачання на автономні, децентралізовані, помірно-централізовані та централізовані.

Система автономного теплопостачання визначається як сукупність джерел теплової енергії (теплогенераторів) потужністю менше 1 МВт, розподільних теплових мереж та

мереж гарячого водопостачання. Окремим підвидом автономного теплопостачання є системи індивідуального теплопостачання, що містять квартирні (садибні) теплові джерела.

Система децентралізованого теплопостачання являє собою сукупність джерел теплової енергії (місцевих або групових котелень) потужністю не менше 1 МВт та не більше 3 МВт, розподільних теплових мереж гарячого водопостачання.

Система помірно-централізованого теплопостачання містить сукупність джерел теплової енергії (квартальних котелень) потужністю не менше 3 МВт і не більше 20 МВт, магістральних та/або розподільних теплових мереж та мереж гарячого водопостачання.

Система централізованого теплопостачання – це сукупність джерел теплової енергії (ТЕЦ та районних котелень) потужністю більше 20 МВт, магістральних, розподільних теплових мереж та мереж гарячого водопостачання.

Кожна зона теплопостачання містить власні теплові джерела, які можуть використовувати різні види первинної енергії:

- викопні палива централізованого постачання (газ, мазут, вугілля);
- електрична енергія;
- вторинні теплові та паливні ресурси (скидна теплота та пальні гази технологічних процесів, тверді відходи тощо);
- відновлювані джерела енергії (тверді, рідкі та газоподібні види біопалива, сонячна енергія, геотермальна енергія, теплота доквілля, у майбутньому – безвуглецеві види палива на основі водню).

Рекомендовано в межах кожної зони виділяти ще і підзони, виходячи з типів генерації (котельні, когенераційні установки та ТЕЦ) та палива, що використовується (природний газ, вугілля, деревина, електроенергія тощо). Це дозволить проаналізувати економічні та екологічні показники за окремими підзонами і прийняти обґрунтоване рішення щодо переходу на інші джерела чи паливо.

Критерії поділу на зони

Територіальне зонування теплопостачання населеного пункту має здійснюватися на підставі оптимального поєднання переваг централізованого, помірно-централізованого, децентралізованого, автономного та індивідуального теплопостачання у відповідних зонах, виходячи з економічних, енергетичних та екологічних критеріїв.

Виокремлення зон теплопостачання у межах населеного пункту переслідує мету закріплення у кожній зоні єдиного технологічного способу теплопостачання, впровадження якого мінімізує рівень комунальних витрат населення. Актуальність цього впливає з наявного негативного досвіду самостійного відключення споживачів від теплових мереж з переходом на автономні (будинкові) котельні та на індивідуальні

котли в окремих квартирах багатоквартирних будинків - як підключених до СЦТ, так і з автономним опаленням від будинкової котельні.

Універсальних варіантів зонування, які б підходили для кожного населеного пункту, не існує, і формування кожного з них визначається, в основному, конкретними особливостями забудови населеного пункту, які виявляються в результаті детального аналізу існуючих можливостей і обмежень, характерних для різних населених пунктів.

Основні напрями можливих змін типу зон тепlopостачання можуть охоплювати:

- пониження ступеню централізації конкретних зон, наприклад, шляхом від'єднання від СЦТ з суцільним впровадженням автономного та/або індивідуального опалення;
- під'єднання до СЦТ суміжних зон з більш ефективним джерелом теплової енергії (укрупнення) зі збереженням ступеня централізації зони;
- підвищення ступеня централізації шляхом підключення кількох суміжних зон до теплових мереж міської ТЕЦ;
- реконструкцію існуючої системи тепlopостачання з використанням прогресивних технологій генерації, транспортування і регулювання теплового навантаження зі збереженням типу зони.

Одним з чинників, що визначає доцільний напрям зонування тепlopостачання – підвищення, залишення або пониження ступеню централізації, – є витрати, пов'язані з прокладанням нових або перекладанням теплових мереж, що вичерпали ресурс, у межах теплової зони та з реконструкцією засобів регулювання теплового навантаження (теплових пунктів). Те ж відноситься до планування тепlopостачання нових житлових масивів та районів.

Децентралізація тепlopостачання викликає необхідність переобладнання (укрупнення) існуючих або створення нових газових та/або електричних мереж для забезпечення первинною енергією індивідуальних або автономних джерел теплової енергії.

Для орієнтовної оцінки вартісних характеристик теплових і газових мереж в районі тепlopостачання можуть використовуватися показники теплощільності, газощільності та лінійної щільності теплових навантажень. Фактори теплощільності і газощільності є показниками, що дозволяють орієнтовно оцінити витрати на теплові мережі у межах району забудови, не вдаючись до їх детального аналізу.

Показник теплощільності визначається як відношення приєднаної теплової потужності споживачів теплової зони Q до географічної площі забудови зони тепlopостачання F :

$$q = \frac{Q}{F}$$

Контур розрахункової площі забудови являє собою лінію, яка проходить через точки абонентських введів, найбільш віддалених від джерела теплової енергії.

Для орієнтовного визначення теплощільності існуючих зон теплопостачання як вихідні дані приймаються⁵²:

- приєднане навантаження на опалення та вентиляцію котельних та середнє навантаження гарячого водопостачання, МВт ;
- розміщення споживачів щодо кожної котельні;
- проєкція теплового району на карті міста, що охоплює всіх споживачів та саму котельню (за крайніми точками фасадів будівель споживачів та котельні) – тепловим районом в даному випадку вважається окремо взята котельня та всі споживачі теплової енергії - абоненти мережі.

Для обчислення показників теплощільності зручно використовувати, за наявності, геоінформаційні системи теплопостачання населеного пункту.

Приклад обчислення теплощільності зон теплопостачання від районних котельнь одного з міст України за допомогою геоінформаційної системи QGIS на основі відкритої у доступі векторної карти – Open Street Map – та системи геодезичних параметрів WGS 84. наведений на **Рисунок 5.6** за даними⁵³.

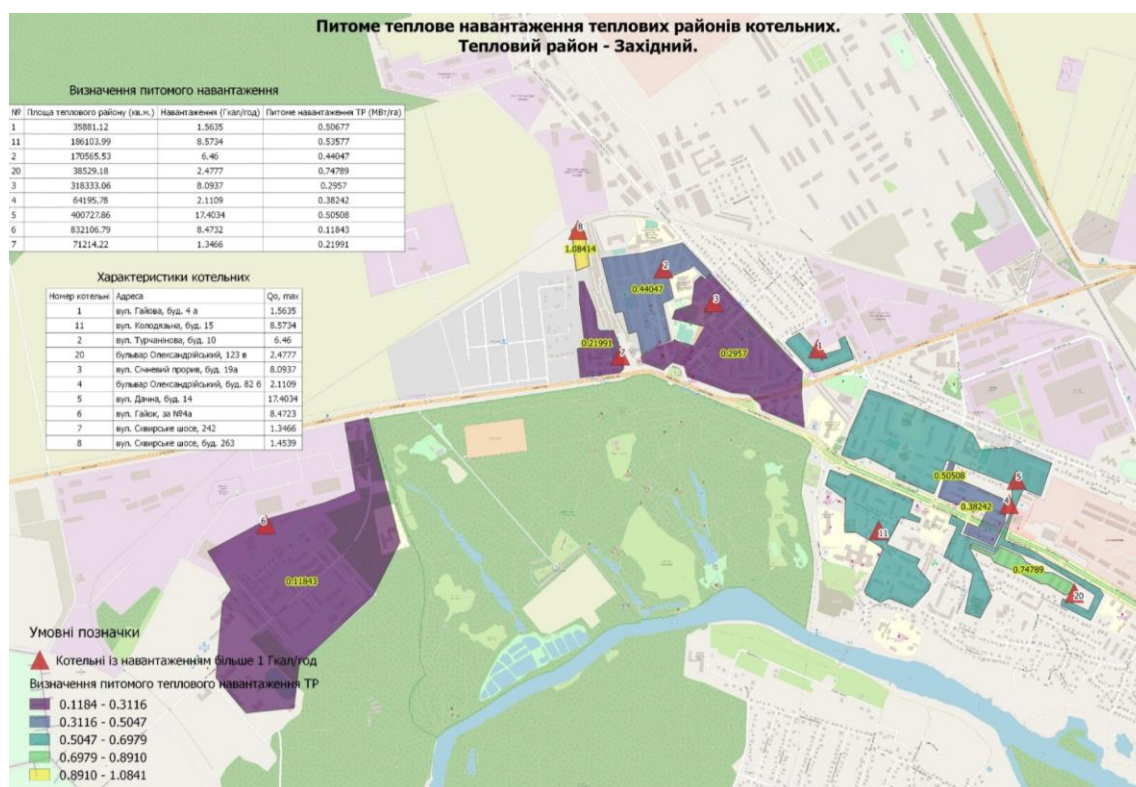


Рисунок 5.6 - Приклад виділення та розрахунку показників тепло щільності зон теплопостачання населеного пункту України

⁵² <https://energysecurityua.org/wp-content/uploads/2021/02/dh-training-feb-18-19-2021-ukr.pdf>

⁵³ <https://openstreetmap.org.ua/>

За наявності даних щодо розрахункових теплових навантажень та географічних показників району обчислюються орієнтовні значення питомої матеріальної характеристики теплової мережі, яка являє собою суму добутків діаметрів і довжин всіх ділянок теплової мережі, поділена на величину теплового навантаження зони. У першому наближенні цей параметр доцільно визначати за формулою:

$$M_{\text{пит}} = 9,7\varphi F^{0,8} q^{-0,64} \text{ [м}^2\text{/МВт]}$$

φ – поправочний коефіцієнт, що залежить від співвідношення навантажень гарячого водопостачання (ГВП) та опалення для найбільш розповсюджених систем з регулюванням поєднаного навантаження опалення та ГВП, визначається за формулою:

$$\varphi = 1 - 0,04 \cdot \frac{Q_{\text{гвп}}^{\text{сер}}}{Q_o}$$

де $Q_o, Q_{\text{гвп}}^{\text{сер}}$ - навантаження опалення і вентиляції та середнє навантаження гарячого водопостачання відповідно.

За цим показником орієнтовно визначається питома маса металу трубопроводу m та його питома вартість k :

$$m = 0,778M_{\text{пит}} \text{ [т/МВт]}$$

$$k = \varphi_{\text{бм}}\varphi_{\text{виг}}c_m m \text{ [грн/МВт]}$$

де $\varphi_{\text{бм}} \cong 1,5 - 2$ – коефіцієнт витрат на прокладання теплових мереж, $\varphi_{\text{виг}} \approx 1,5$ – коефіцієнт витрат на виготовлення попередньо ізолюваної труби з ППУ ізоляцією, c_m – ціна сталі трубопровідної, грн/п.м. (станом на 04.2021 р. приймається на рівні 43 тис. грн/т).

Одержаний результат дозволяє порівняти витрати на спорудження теплової мережі з відповідними витратами на обладнання автономного та індивідуального теплопостачання. Відповідні порівняння ілюстровані на **Рисунок 5.7**, де використані результати оцінки капітальної вартості прокладання/перекладання теплової мережі для теплових зон, позначених на **Рисунок 5.6**.

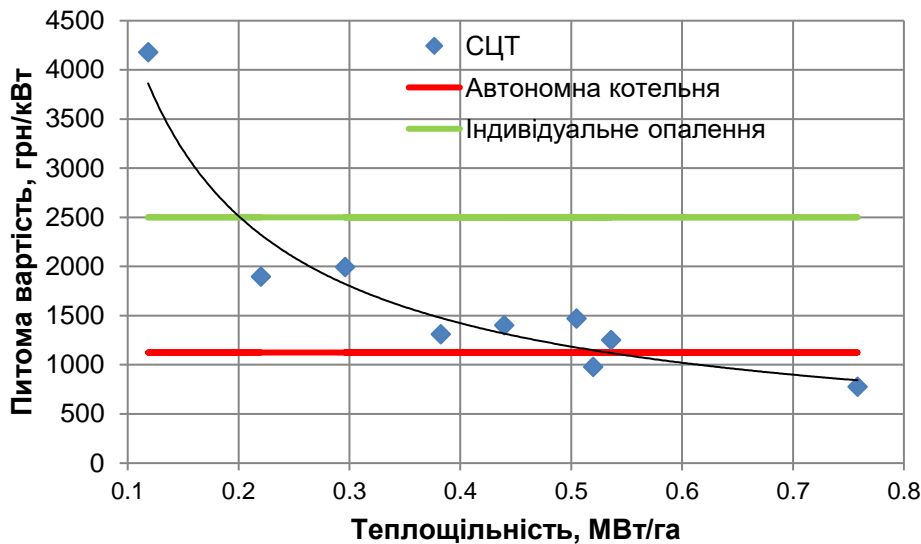


Рисунок 5.7 - Попередня оцінка типів теплопостачання за питомими інвестиціями

Наведені дані загалом відповідають результатам дослідження⁵⁴, де відзначено, що за значень щільності теплового навантаження 0,5 МВт/га і вище (що відповідає переважній поверховості 3 або більше) реконструйовані СЦТ виграють за економічними характеристиками у систем індивідуального теплопостачання, незалежно від ціни на природний газ, і зі збільшенням ціни на нього ефективність СЦТ зростає. У діапазоні 0,3 – 0,5 МВт/га для визначення доцільного ступеня централізації необхідно проводити техніко-економічні дослідження на основі використання методу АВВ. При щільності теплового навантаження меншій за 0,3 МВт/га переваги мають системи індивідуального або автономного теплопостачання. Слід зазначити, що описаний вище висновок відноситься до випадку повної перебудови існуючих СЦТ, включно зі встановленням сучасних джерел теплової енергії.

Фактори, що є характерними для індивідуальних систем теплопостачання:

- окремі віддалені споживачі;
- низька поверховість та щільність забудови;
- значна віддаленість від теплових мереж;
- дефіцит встановленої потужності в наявних системах централізованого теплопостачання.

Фактори, характерні для централізованого теплопостачання:

- наявність вільності потужності існуючих систем централізованого теплопостачання;

⁵⁴ Дубовской С.В., Бабин М.Е., Левчук А.П., Рейсиг В.А. Границы экономической целесообразности централизации и децентрализации теплоснабжения // Проблемы загальної енергетики.-№24.-2011.-с. 26-31

- висока щільність забудови та теплового навантаження;
- використання теплоти ТЕЦ;
- можливість використання ВДЕ, скидної теплоти, побутових відходів.

5.1.5. ПОКАЗНИКИ ІСНУЮЧОГО ТА ПРОГНОЗНОГО ПОПИТУ НА ТЕПЛОВУ ЕНЕРГІЮ

Під час розробки схеми тепlopостачання ключовим питанням є визначення фактичного та прогнозованого попиту на теплову енергію. Це дозволить як проаналізувати існуючий стан та відповідність встановленої потужності теплогенераторів фактичному тепловому навантаженню з врахуванням змін у споживачів, так і спрогнозувати зміну попиту у випадку впровадження енергоефективних заходів у споживачів та забудови окремих районів.

Для визначення фактичного попиту на теплову енергію рекомендовано використовувати дані з лічильників у будівлях або ж дані з лічильників на котельнях. При цьому необхідно враховувати дані кліматології. В разі, якщо лічильники частково відсутні, рекомендовано використовувати інформацію з лічильників на типових будівлях. В разі відсутності даних зі споживання та навантаження розрахунки проводяться відповідно до нормативів, зазначених в **Таблиця 5.8**.

Таблиця 5.8 – Перелік нормативних документів

РОКИ ДІЇ	НОРМАТИВ
До 2006 року	КТМ 204 «Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні»
До 2016 року	ДБН В.2.6 – 31:2006 «Теплова ізоляція будівель»
Чинний	ДБН В.2.6 – 31:2016 «Теплова ізоляція будівель»
Чинний	Наказ від 27.10.2020 №260 «Про затвердження Мінімальних вимог до енергетичної ефективності будівель»
Чинний	ДБН В.2.5 – 64:2012 «Внутрішній водопровід та каналізація»

Приклад 1

Для будівель, де відсутні лічильники, за умови, що є інформація про споживання однотипних будівель.

Використовуються дані з лічильників однотипних будівель, які під'єднані до однієї котельні.

Вихідні дані:

- Житловий будинок, без лічильника, площею 6000 м^2 , S_b
- Поряд є подібні будівлі, під'єднані до тієї ж котельні, площею 16500 м^2 , $S_{заг}$
- Споживання $S_{заг}$, складає $1\,100\,000 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$, $Q_{заг}$
- Внутрішня температура, нормативна становить 20°C , $t_{вн}$
- Середня зовнішня температура, нормативна становить $-0,1^\circ\text{C}$, $t_{cp.o}$

- Розрахункова температура зовнішнього повітря для проєктування опалення -22°C , $t_{p.o}$
- Зовнішня температура, фактична становить $+2^{\circ}\text{C}$, $t_{ф.о}$.
- Тривалість опалювального періоду прийнято 176 діб, P_o

Розраховуємо питоме споживання для однотипних будівель:

$$q = \frac{Q_{заг}}{S_{заг}} \cdot \frac{t_{вн} - t_{ср.о}}{t_{вн} - t_{ф.о}}$$

$$q = \frac{1\,100\,000}{16\,500} \cdot \frac{20 - (-0,1)}{20 - 2} = 74,444 \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{м}^2} \right]$$

Розраховуємо споживання для житлової будівлі площею 6000 м^2 :

$$Q_б = q \cdot S_б$$

$$Q_б^{рік} = 74,444 \cdot 6\,000 = 444\,666,667 \text{ [кВт} \cdot \text{год]}$$

Розраховуємо теплове навантаження будівлі:

$$Q_o = \frac{Q_o^{рік}}{P_o \cdot 24} \cdot \frac{t_{вн} - t_{p.o}}{t_{вн} - t_{ср.о}}$$

$$Q_o = \frac{444\,666,667}{176 \cdot 24} \cdot \frac{20 - (-22)}{20 - (-0,1)} = 221 \text{ [кВт]}$$

Приклад 2

Відсутній облік в будівлях, за такої умови інформація про споживання подібних будівель недоступна.

У цьому випадку попит на теплову енергію (навантаження та річне споживання) визначається відповідно до нормативних документів. Розглянемо три випадки:

Варіант 2.1. Для будівель, побудованих до 2006 року.

Вихідні дані:

Будівля побудована 1965 року, розташована в Київській області

Об'єм будівлі становить $30\,000 \text{ м}^3$, $S_б$

- Внутрішня температура, нормативна становить 20°C , $t_{вн}$
- Середня зовнішня температура, нормативна становить -22°C , $t_{ср.о}$
- Розрахункова температура зовнішнього повітря проєктування опалення - $0,1^{\circ}\text{C}$, $t_{p.o}$.
- Тривалість опалювального періоду прийнято 176 діб, P_o

Питоме споживання вибираємо з

Таблиця 5.10 - Питомі опалювальні характеристики житлових будівель, споруджених до 1930 – 1970 рр., $\text{кДж}/(\text{м}^3\text{год}^{\circ}\text{C})$ ($\text{ккал}/(\text{м}^3\text{год}^{\circ}\text{C})$), КТМ 204 «Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових

та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні». Значення становить 1,77 кДж/(м³год°C)

Розрахуємо загальне споживання будівлі:

$$Q_6^{рік} = \frac{q \cdot V_6 \cdot \Pi_0 \cdot 24 \cdot (t_{вн} - t_{ср.о})}{3600}$$

$$Q_6^{рік} = \frac{1,77 \cdot 30\,000 \cdot 176 \cdot 24 \cdot (20 - (-0,1))}{3600} = 1\,252\,310 \text{ [кВт}\cdot\text{год]}$$

Розрахуємо теплове навантаження будівлі:

$$Q_o = \frac{q \cdot V_6 \cdot (t_{вн} - t_{р.о})}{3600}$$

$$Q_o = \frac{1,77 \cdot 30\,000 \cdot (20 - (-22))}{3600} = 619,5 \text{ [кВт]}$$

Нормування витрат теплоти на потреби опалення житлових та громадських будівель, **побудованих до 2006 року**, здійснюється за КТМ 204 «Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні». Довідкові дані наведено в таблицях.

Таблиця 5.9 - Питома опалювальна характеристика житлових будинків, ккал/(м²год°C), КТМ 204 «Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні»

ПОВЕРХІВІСТЬ ЖИТЛОВИХ БУДИНКІВ	ХАРАКТЕРИСТИКА БУДИНКІВ	РОЗРАХУНКОВА ТЕМПЕРАТУРА ЗОВНІШНЬОГО ПОВІТРЯ ДЛЯ ПРОЄКТУВАННЯ ОПАЛЕННЯ, ТРО°C	
		-15	-20
Для будинків, споруджених до 1985 року			
1-2	Без урахування впровадження енергозберігаючих заходів	4,17	4,64
5 та більше поверхів		2,01	1,78
1-2	З урахуванням впровадження енергозберігаючих заходів	4,17	4,39
5 та більше поверхів		1,9	1,69
1-2	За новими типовими проєктами	4,14	3,75
5 та більше поверхів		1,82	1,65

Таблиця 5.10 - Питомі опалювальні характеристики житлових будівель, споруджених до 1930 – 1970 рр., кДж/(м³год°C) (ккал/(м³год°C), КТМ 204 «Норми та

вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні»

ОБ'ЄМ БУДІВЕЛЬ ЗА ЗОВНІШНІМ ОБМІРОМ, М ³	ПИТОМІ ОПАЛЮВАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУДІВЕЛЬ ДЛЯ РАЙОНІВ ІЗ ЗОВНІШНЬОЮ ТЕМПЕРАТУРОЮ ПОВІТРЯ МІНУС 20°С ДЛЯ БУДІВЕЛЬ, СПОРУДЖЕНИХ У:	
	1930 – 1958 рр.	1959 – 1970 рр.
500	2,84/0,68/	3,47/0,83/
1000	2,50/0,60/	3,18/0,76/
5000	1,86/0,44/	2,20/0,53/
10000	1,61/0,39/	1,91/0,46/
15000	1,42/0,34/	1,81/0,43/
20000	1,37/0,33/	1,81/0,43/
30000	1,37/0,33/	1,77/0,42/
40000	1,32/0,32/	1,72/0,41/
45000	1,32/0,32/	1,66/0,40/
50000	1,28/0,30/	1,66/0,40/

Таблиця 5.91 - Питомі опалювальні характеристики житлових будівель, споруджених у 1970 р. та пізніше, кДж/(м³год°С) (ккал, (м³год°С), КТМ 204 «Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні»

ОБ'ЄМ БУДІВЕЛЬ ЗА ЗОВНІШНІМ ОБМІРОМ, М ³	ПИТОМІ ОПАЛЮВАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУДІВЕЛЬ ДЛЯ РАЙОНІВ ІЗ ЗОВНІШНЬОЮ ТЕМПЕРАТУРОЮ ПОВІТРЯ МІНУС 20°С	
	1971 – 1980 рр.	Після 1981 р.
До 200	3,77/0,90/	3,87/0,92/
Від 501 до 1000	2,69/0,64/	2,84/0,68/
Від 5001 до 10000	1,86/0,44/	1,77/0,42/
Від 10001 до 15000	1,77/0,42/	1,66/0,40/
Від 15001 до 25000	1,66/0,40/	1,61/0,39/
Понад 25000	1,61/0,39/	1,61/0,39/

Таблиця 5.10 - Питомі опалювальні характеристики громадських споруд та установ обслуговування населення, кДж/(м³год°С) (ккал, (м³год°С), КТМ 204 «Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на

опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні»

БУДІВЛІ	ОБ'ЄМ БУДІВЕЛЬ ЗА ЗОВНІШНІМ ОБМІРОМ, ТИС. М ³	ПИТОМІ ОПАЛЮВАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУДІВЕЛЬ ДЛЯ РАЙОНІВ ІЗ ЗОВНІШНЬОЮ ТЕМПЕРАТУРОЮ ПОВІТРЯ МІНУС 20°С	
		До 1980 р.	Після 1981 р.
Адміністративні	5 – 10	1,86/0,44/	1,86/0,44/
	10 – 15	1,71/0,41/	1,71/0,41/
	Понад 15	1,57/0,37/	1,57/0,37/
Дитячі садки та ясла	Понад 5	1,66/0,40/	1,86/0,44/
Школи	5 – 10	1,71/0,41/	1,86/0,44/
	Понад 10	1,61/0,39/	1,71/0,41/
Учбові заклади (вищі, середньо- технічні профтехучилища)	10 – 15	1,61/0,39/	1,66/0,40/
	15 – 20	1,46/0,35/	1,52/0,36/
	Понад 20	1,18/0,28/	1,32/0,32/
Поліклініки, лікарні і диспансери	5 – 10	1,77/0,42/	1,77/0,42/
	10 – 15	1,57/0,37/	1,57/0,37/
	Понад 15	1,46/0,35/	1,46/0,35/
Готелі	5 – 10	1,71/0,41/	1,71/0,41/
	Понад 10	1,57/0,37/	1,57/0,37/

Варіант 2.2. Будівлі, побудовані в 2006-2016 роках

Вихідні дані:

- Будівля побудована 2010 року, розташована в Чернігівській області;
- Опалювальна площа 14000 м², S_б
- Кількість поверхів 16.

Перша температурна зона:

- Внутрішня температура, нормативна становить 20°С, t_{вн}
- Середня зовнішня температура, нормативна становить -23°С, t_{ср.о}
- Розрахункова температура зовнішнього повітря проектування опалення - 0,9 °С, t_{р.о}
- Тривалість опалювального періоду прийнято 187 діб, П_о

Питоме споживання вибираємо з Таблиця 5.. Значення становить 48 кВт·год/м², q

Розрахуємо споживання для житлової будівлі:

$$Q_o^{pik} = q \cdot S_b$$

$$Q_o^{pik} = 48 \cdot 14\ 000 = 672\ 000 \text{ [кВт·год]}$$

Розрахуємо теплове навантаження будівлі:

$$Q_o = \frac{Q_o^{pik}}{\Pi_o \cdot 24} \cdot \frac{t_{вн} - t_{p.o}}{t_{вн} - t_{ср.o}}$$

$$Q_o = \frac{672\,000}{187 \cdot 24} \cdot \frac{20 - (-23)}{20 - (-0,9)} = 308,06 \text{ [кВт]}$$

Таблиця 5.13 - Нормативні максимальні теплові витрати житлових і громадських будинків (Емах), ДБН В.2.6 – 31:2006 «Теплова ізоляція будівель», використовується для будівель, побудованих в 2006 - 2016 роках

№	ПРИЗНАЧЕННЯ БУДІВЛІ	ЗНАЧЕННЯ ЕМАХ , КВТ·ГОД/М2 [КВТ·ГОД/М ³], ДЛЯ ТЕМПЕРАТУРНОЇ ЗОНИ УКРАЇНИ	
		I	II
1	2	3	4
1	Житлові будинки поверховістю:		
	1	600*Fh ^(-1/4)	500*Fh ^(-1/4)
	Від 2 до 3	470*Fh ^(-1/4)	400*Fh ^(-1/4)
	Від 4 до 9	55	48
	Від 10 до 16	48	42
	Від 17 до 24	43	38
	25 і більше	40	35
2	Громадські будівлі та споруди, окрім груп будівель за позиціями 3 – 6 поверховістю:		
	Від 1 до 3	[230*Vh ^(-1/3)]	[200*Vh ^(-1/3)]
	Від 4 до 9	[15]	[13]
	Від 10 до 16	[14]	[12]
	Від 17 до 24	[13]	[11]
	25 і більше	[12]	[11]
3	Будинки та споруди навчальних закладів	[31]	[28]
4	Будинки та споруди дитячих дошкільних закладів	[36]	[33]
5	Заклади охорони здоров'я	[47]	[42]
6	Підприємства торгівлі	[15]	[12]
7	Готелі	51	44
Примітка: Fh – опалювальна площа житлового будинку, м ² ; Vh – опалюваний об'єм громадського будинку або споруди, м ³ .			

Варіант 2.3 Будівлі, побудовані в 2017-2020 роках

Вихідні дані:

- Житлова будівля, побудована 2018 року, розташована в Харківській області

- Опалювальна площа 12000 м², S_б
- Кількість поверхів 9

Перша температурна зона

- Внутрішня температура, нормативна становить 20°C, t_{вн}
- Середня зовнішня температура, нормативна становить -23°C, t_{ср.о}
- Розрахункова температура зовнішнього повітря проектування опалення -1 °C, t_{р.о}
- Тривалість опалювального періоду прийнято 179 днів, П_о

Питоме споживання вибираємо з Таблиця 5.. Значення становить 83 кВт·год/м², q

Розрахуємо споживання для житлової будівлі

$$Q_o^{pik} = q \cdot S_b$$

$$Q_o^{pik} = 83 \cdot 12\,000 = 1\,162\,000 \text{ [кВт·год]}$$

Розрахуємо теплове навантаження будівлі:

$$Q_o = \frac{Q_o^{pik}}{P_o \cdot 24} \cdot \frac{t_{вн} - t_{р.о}}{t_{вн} - t_{ср.о}}$$

$$Q_o = \frac{996\,000}{179 \cdot 24} \cdot \frac{20 - (-23)}{20 - (-1)} = 553,85 \text{ [кВт]}$$

Загальний показник енергоефективності для будівель, побудованих в 2016 – 2020 роках, визначається за формулою:

$$EP \leq EP_{max}$$

де EP – розрахункова або фактична питома річна енергопотреба будівлі

EP_{max} – максимально допустиме значення питомої річної енергопотреби будівлі, кВт·год/м² або кВт·год/м³, що встановлюють згідно з

Таблиця 5., залежно від призначення будівлі, її поверховості та температурної зони експлуатації.

Розрахункове значення EP визначають за формулою:

- Для житлових будинків

$$EP = (Q_{H,nd} + Q_{C,nd} + Q_{DHW,nd}) / A_f$$

- Для громадських будівель

$$EP=(Q_{H,nd}+Q_{C,nd}+Q_{DHW,nd})/V$$

де $Q_{H,nd}$, $Q_{C,nd}$, $Q_{DHW,nd}$ – річна енергопотреба будівлі для опалення, охолодження та гарячого водопостачання відповідно, кВт·год, що визначається згідно з ДСТУ Б А.2.2-12

A_f , V – кондиційована (опалювальна) площа для житлової, m^2 , та кондиційований об'єм для громадської будівлі (або її частини), m^3 , що визначається згідно з ДСТУ Б EN ISO 13790. Фактичне значення EP визначають згідно з ДСТУ Б В.2.2-39.

Таблиця 5.14 Нормативна максимальна питома енергопотреба для житлових та громадських будівель EPmax, ДБН В.2.6 – 31:2016 «Теплова ізоляція будівель»

№	ПРИЗНАЧЕННЯ БУДІВЛІ	ЗНАЧЕННЯ EPmax, КВТ·ГОД/М ² (КВТ·ГОД/М ³) ДЛЯ ТЕМПЕРАТУРНОЇ ЗОНИ УКРАЇНИ	
		I	II
1	2	3	4
1	Житлові будинки поверховістю: від 1 до 3	120	110
	від 4 до 9	83	81
	від 10 до 16	77	75
	17 і більше	70	68
2	Громадські будівлі та споруди поверховістю: від 1 до 3	(20 Абсі+31)	(20 Абсі+31)
	від 4 до 9	(38)	(40)
	від 10 до 24	(37)	(39)
	25 і більше	(34)	(36)
3	Підприємства торгівлі	(28 Абсі+17)	(32 Абсі+17)
4	Готелі Від 1 до 3	110	100
	Від 4 до 9	75	70
	10 і більше	65	60
5	Будинки та споруди навчальних закладів	(28)	(30)
6	Будинки та споруди дитячих дошкільних закладів	(48)	(50)
7	Заклади охорони здоров'я	(48)	(50)
Примітка. Абсі – коефіцієнт компактності будівлі, м-1, визначається за формулою: $Abci=A_{\Sigma}/V,$ де A_{Σ} - загальна площа внутрішніх поверхонь огорожувальних конструкцій, м ² V – кондиційований об'єм будівлі, м ³			

Варіант 2.4. Для будівель, збудованих після 2020 року

Вихідні дані:

- Будівля побудована після 2020 року, розташована в Миколаївській області
- Опалювальна площа 16000 м², S_б
- Кількість поверхів 20

Друга температурна зона:

- Внутрішня температура, нормативна становить 20°C, t_{вн}
- Середня зовнішня температура, нормативна становить -20°C, t_{ср.о}
- Розрахункова температура зовнішнього повітря проєктування опалення 0,1 °C, t_{p.о}

Питоме споживання вибираємо з Таблиця 5.. Значення становить 65 кВт·год/м², q

Розрахуємо споживання для житлової будівлі:

$$Q_o^{pik} = q \cdot S_b$$

$$Q_o^{pik} = 65 \cdot 16\,000 = 1\,040\,000 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Розрахуємо теплове навантаження будівлі:

$$Q_o = \frac{Q_o^{pik}}{P_o \cdot 24} \cdot \frac{t_{вн} - t_{p.о}}{t_{вн} - t_{ср.о}}$$

$$Q_o = \frac{1\,040\,000}{161 \cdot 24} \cdot \frac{20 - (-20)}{20 - 0,1} = 535,62 \text{ кВт}$$

Таблиця 5.15 - Граничне значення питомого енергоспоживання при опаленні та охолодженні житлових та громадських будівель, Наказ «Про затвердження Мінімальних вимог до енергетичної ефективності будівель» № 260 від 27.10.2020

№	ВИД БУДІВЛІ (ЕТАЛОННІ БУДІВЛІ)	ГРАНИЧНЕ ЗНАЧЕННЯ ПИТОМОГО ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ БУДІВЕЛЬ ПРИ ОПАЛЕННІ ТА ОХОЛОДЖЕННІ, ЕРР, КВТ·ГОД/М ² (КВТ·ГОД/М ³) ДЛЯ ТЕМПЕРАТУРНОЇ ЗОНИ УКРАЇНИ	
		I	II
1	Будівлі житлові (поверховість):		
	від 1 до 3	120	110
	від 4 до 9	85	75
	від 10 до 16	75	70
	17 і більше	70	65
	Громадські будівлі (поверховість):		

№	ВИД БУДІВЛІ (ЕТАЛОННІ БУДІВЛІ)	ГРАНИЧНЕ ЗНАЧЕННЯ ПИТОМОГО ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ БУДІВЕЛЬ ПРИ ОПАЛЕННІ ТА ОХОЛОДЖЕННІ, ЕРР, КВТ·ГОД/М ² (КВТ·ГОД/М ³) ДЛЯ ТЕМПЕРАТУРНОЇ ЗОНИ УКРАЇНИ	
		I	II
2	від 1 до 3	(38 Лбсі+15)	(34 Лбсі+13)
	від 4 до 9	(30)	(25)
	від 10 і більше	(25)	(20)
3	Окремі типи громадських будівель:		
3.1	Будівлі готелів	57 Лбсі+60	50 Лбсі+55
3.2	Будівлі закладів освіти	(55 Лбсі+24)	(52 Лбсі+23)
3.3	Будівлі закладів дошкільної освіти	(32)	(28)
3.4	Будівлі закладів охорони здоров'я	(30)	(26)
3.5	Будівлі торговельні	(33 Лбсі+17)	(26 Лбсі+15)
Примітка. Лбсі – коефіцієнт компактності будівлі, м-1, знаходиться згідно з ДБН В.2.6-31:2016 «Теплова ізоляція будівель».			

Попит на гаряче водопостачання можна визначити відповідно до нормативів споживання ДБН В.2.5 – 64: 2012 «Внутрішній водопровід та каналізація». Орієнтовні обсяги споживання гарячої води становлять близько 30% від спожитої холодної води для житлових будівель, та 20% - для бюджетних закладів.

Розрахункові (питомі середні за рік) добові витрати води для різних споживачів приймаються відповідно до Таблиця 5.11. й Таблиця 5.12.

Таблиця 5.11 - Розрахункові (питомі середні за рік) добові витрати води в житлових будинках, л/добу на одного мешканця, ДБН В.2.5 – 64:2012 «Внутрішній водопровід та каналізація»

ЖИТЛОВІ БУДИНКИ	КЛІМАТИЧНІ РАЙОНИ			
	I		II, III та IV	
	Витрати води			
	загальна	У тому числі гаряча	загальна	У тому числі гаряча
З водопроводом і каналізацією без ванн	100	40	110	45
Те саме з газопостачанням	120	48	135	55
З водопроводом, каналізацією і ваннами з водопідігрівачами, які працюють на твердому паливі	150	60	170	70
Те саме з газовими водонагрівачами	210	85	235	95
З централізованим гарячим водопостачанням і сидячими ваннами	230	95	260	105
Те саме з ваннами завдовжки більше ніж 1500 мм	250	100	285	115

Примітка 1. Витрату води на поливання територій, прилеглих до житлових будинків, треба враховувати додатково.

Примітка 2. За необхідності обліку витрат води для існуючих житлових будинків рекомендується використовувати дані експлуатуючих організацій.

Примітка 3. Використання наведених значень витрат води для комерційних розрахунків за воду не допускається.

Примітка 4. Кліматичні райони визначені згідно з ДСТУ-Н Б В.1.1-27.

Таблиця 5.12 - Розрахункові (питомі середні за рік) добові витрати води, ДБН В.2.5 – 64:2012 «Внутрішній водопровід та каналізація»

№	СПОЖИВАЧІ	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	РОЗРАХУНКОВІ (ПИТОМІ) СЕРЕДНІ ЗА РІК ДОБОВІ ВИТРАТИ ВОДИ, ЛІДОВУ НА ОДИНИЦЮ ВИМІРУ		ПІДВИЩУВАЛЬНИЙ КОЕФІЦІЄНТ ДЛЯ III, IV КЛІМАТИЧНИХ РАЙОНІВ	ТРИВАЛІСТЬ ВОДОРОЗБОРУ, ГОД
			ЗАГАЛЬНА QTTOT	У Т.Ч. ГАРЯЧОЇ QTH		
1	2	3	4	5	6	7
1	Готелі, пансіонати і мотелі: категорії *, з пральною	»	120	70	1,1	24
	-категорії **, з пральною	»	150	90	1,15	24
	-категорії ***, з пральною	»	190	100	1,15	24
	-категорії ****, з пральною	»	230	140	1,15	24
	-категорії *****, з пральною	»	300	180	1,15	24
2	Лікувально-профілактичні та санітарно-профілактичні заклади - із загальними ваннами та душами	1 ліжка	120	75	1,1	24
	-із санітарними вузлами, які близько до палат	»	200	90	1,1	24
	-інфекційні	»	240	110	1,1	24
3	Навчальні заклади (спеціальні, санаторні), будинки дитини, дошкільні дитячі будинки, спеціальні та санаторні школи-інтернати - із денним перебуванням дітей: - з їдальнями на напівфабрикатах;	1 дитина	40	20	1,1	10
	- з їдальнями, які працюють на сировині, і пральнями;	»	80	30	1,1	10
	- із цілодобовим перебуванням дітей: - з їдальнями на напівфабрикатах;	»	60	30	1,15	24
	- з їдальнями, які працюють на сировині, і пральнями;	»	120	40	1,15	24
4	Навчально-освітні та спеціалізовані школи, професійно-навчальні заклади, вищі навчальні заклади,	1 учень (студент і 1 викладач)	20	8	1,1	8

№	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 QTTOT	У Т.Ч. ГАРЯЧОЇ QTH		
	інститути підвищення кваліфікації тощо з душовими при гімнастичних залах і їдальнями, які працюють на напівфабрикатах					
5	Поліклініки та амбулаторії	1 хворий	10	4	1,1	10
		1 працівник у зміну	30	12	1	10

Для оцінки прогнозованої величини приєднаного теплового навантаження може бути використано спрощений підхід. Метод ґрунтується на даних у реперних точках і припущення щодо лінійного характеру їхньої зміни протягом двох періодів – ретроспективного та розрахункового.

Ретроспективний період – це минулий період часу, протягом якого можна простежити динаміку необхідних величин (3 – 5 років). Розрахунковий період – це період часу в майбутньому, протягом якого необхідно оцінити зміни прогнозованої величини (може бути 10 – 50 років).

Прогнозованою величиною в даному випадку є приєднане навантаження споживачів теплової енергії стосовно конкретного джерела. На момент проведення прогнозування величина має бути відомою (точка а на рисунку нижче). Проте зазвичай ця величина є паспортною та потребує уточнення і корегування. Після проведення уточнення фактичне приєднане навантаження (точка b на рисунку) може відрізнитися від паспортної величини (точка а). Відповідно, фактичне приєднане навантаження (точка b) є початковою точкою для побудови лінії тренду для оцінки прогнозованої величини. Ретроспективний період (лінія d-c) характеризується величиною відпуску теплової енергії джерелом.

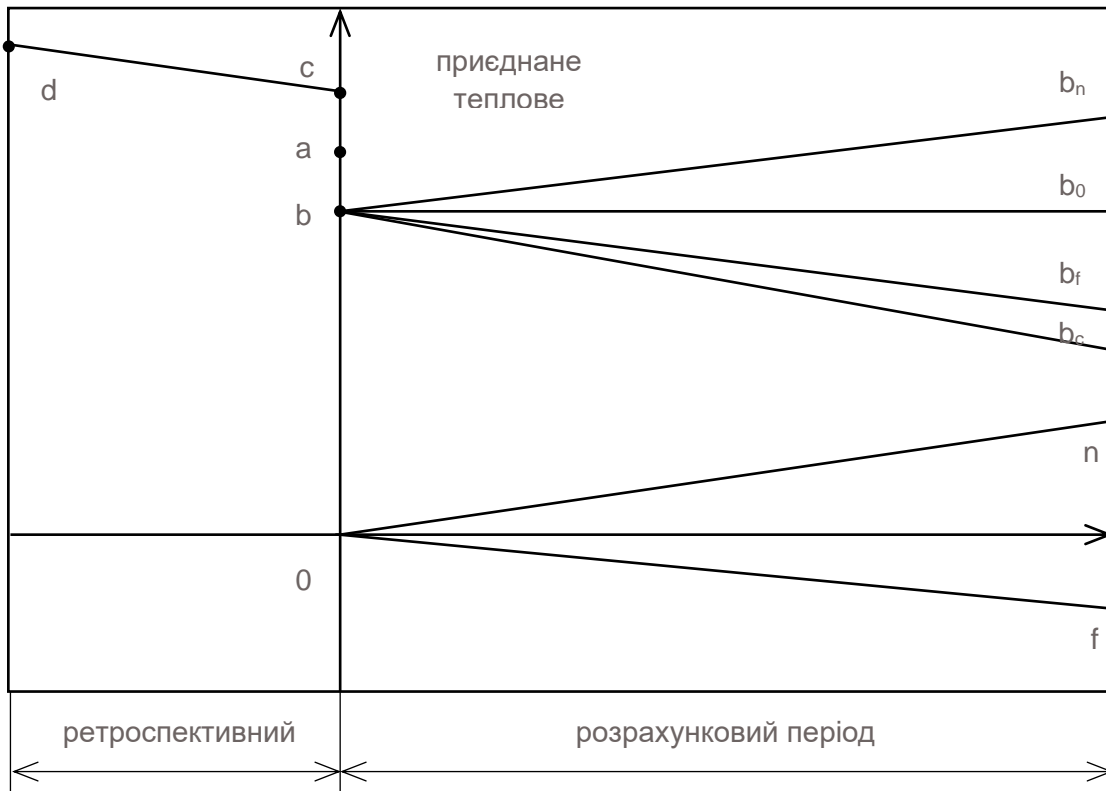


Рисунок 5.8 - Спрощений підхід оцінки прогнозної величини приєданого теплового навантаження

Слід розглянути кілька сценаріїв, кожен із яких характеризується певною лінією тренду:

(b; b₀) – нульовий сценарій, який передбачає відсутність істотних змін прогнозованої величини;

(b; b_c) – статистичний сценарій, який базується на припущенні про те, що протягом розрахункового періоду збережеться така ж динаміка приєданого теплового навантаження, як і протягом ретроспективного періоду (лінія (b; b_c) паралельна лінії (d; c);

(b; b_f) – сценарій термомодернізації споживачів теплової енергії, який базується на планах термомодернізації будівель і відповідає величині зменшення приєданого теплового навантаження f наприкінці розрахункового періоду (лінія (b; b_f) паралельна лінії (0; f);

(b; b_n) – сценарій розвитку, який базується на припущенні, що до джерела теплової енергії будуть підключені нові споживачі, сумарне приєдане навантаження яких наприкінці розрахункового періоду становитиме величину n, (лінія (b; b_n) паралельна лінії (0; n).

При розробці схем теплопостачання повинні бути визначені вищезгадані реперні точки та обґрунтований найбільш імовірний сценарій для прогнозування.

Додатком Н до Керівництва розроблений файл, що спрощує та пришвидшує виконання розрахунків.

Таблиця 5.18 - Приклад розрахунку потреби в тепловій енергії

Область (вибрати)	Рік побудови (ввести вручну)	Призначення будівлі (вибрати)	Кількість поверхів (ввести вручну)	Кількість людей (ввести вручну)	Опалювальна площа, м ² (ввести вручну)	Опалювальний об'єм, м ³ (ввести вручну)	Максимальна потужність ГВП (ДБН Внутр. водопров і каналіз.), кВт	Середня потужність ГВП (ДБН Внутр. водопров і каналіз.), кВт	Середня потужність ГВП (ДСТУ Ен. еф. буд.), кВт	Середня потужність ГВП (згідно соціальної норми для житлових будинків), кВт	Питоме річне споживання опалення, кВт·год/м ²	Питоме річне споживання опалення, кВт·год/м ³	Річне споживання, кВт·год	Потужність, кВт
Чернівецька область	2007	Житлові будинки	3	1 040	13 890	41 670	1 058	280,08	41,23	157,24	43	14	601 346	293,70
Рівненська область	1960	Підприємства торгівлі	28	4 196	55 944	151 049	3 477	245,47	249,07		89	33	4 992 548	2 354,89
Кіровоградська область	1960	Громадські будівлі та споруди	3	94	1 254	3 887	125	4,12	5,58		155	50	193 892	95,51
Кіровоградська область	2008	Будинки та споруди дитячих дошкільних закладів	5	418	5 575	16 168	451	73,36	29,78		104	36	582 030	273,43
Харківська область	1956	Громадські будівлі та споруди	2	366	4 880	12 688	411	16,06	21,73		111	43	543 714	259,15
Тернопільська область	1972	Будинки та споруди дитячих дошкільних закладів	23	1 342	17 894	51 893	1 194	235,52	95,60		131	45	2 345 811	1 004,99
Чернігівська область	1960	Будинки та споруди дитячих дошкільних закладів	17	1 090	14 535	37 791	1 051	191,30	77,65		123	47	1 790 945	784,16
Черкаська область	1945	Підприємства торгівлі	26	1 704	22 724	65 900	1 542	99,68	101,17		96	33	2 173 098	1 027,39
Рівненська область	1952	Будинки та споруди дитячих дошкільних закладів	12	2 193	29 244	81 883	1 882	384,87	156,24		124	44	3 611 829	1 623,56
Кіровоградська область	2006	Житлові будинки	4	839	11 180	34 658	839	194,28	33,18	126,85	119	38	1 325 291	652,85
Херсонська область	1938	Житлові будинки	15	1 914	25 515	79 097	1 720	443,21	75,73	289,38	80	26	2 049 782	1 204,86
Харківська область	1947	Будинки та споруди дитячих дошкільних закладів	29	5 601	74 675	231 493	4 687	982,98	398,95		141	46	10 547 138	4 803,47
Чернівецька область	1933	Громадські будівлі та споруди	19	970	12 939	36 229	975	42,56	57,61		100	36	1 294 016	632,00
Івано-Франківська область	2009	Готелі	10	1 844	24 590	71 311	1 537	449,48	109,48		51	18	1 254 090	595,76
Сумська область	1965	Житлові будинки	30	3 341	44 550	120 285	2 869	773,65	132,23	505,13	120	44	5 331 505	2 498,02
Херсонська область	2020	Житлові будинки	15	2 228	29 700	89 100	2 056	515,92	88,15	336,85	75	25	2 227 500	1 309,32
Автономна Республіка Крим	1950	Громадські будівлі та споруди	13	120	1 599	3 998	160	5,27	7,12		94	38	150 392	81,85
Закарпатська область	2012	Житлові будинки	5	403	5 375	14 513	460	93,32	15,95	60,93	48	18	258 000	138,29
Чернівецька область	1944	Будинки та споруди дитячих дошкільних закладів	20	2 759	36 780	110 340	2 374	484,20	196,50		125	42	4 594 374	2 136,92
Івано-Франківська область	1937	Підприємства торгівлі	6	745	9 930	29 790	756	43,58	44,21		96	32	953 806	453,11
Закарпатська область	1985	Громадські будівлі та споруди	21	1 422	18 963	51 200	1 368	62,39	84,42		77	28	1 458 061	781,51
Чернівецька область	1973	Громадські будівлі та споруди	25	3 413	45 500	131 950	3 009	149,75	202,57		104	36	4 712 924	2 301,79
Луганська область	1952	Підприємства торгівлі	14	748	9 968	29 904	756	43,76	44,38		96	32	957 565	511,69
Львівська область	1930	Підприємства торгівлі	27	3 108	41 445	111 902	2 691	181,82	184,52		86	32	3 582 824	1 659,47
Вінницька область	1952	Будинки та споруди дитячих дошкільних закладів	15	2 505	33 405	100 215	2 207	439,63	178,47		127	42	4 234 781	1 987,04
Київська область	1948	Будинки та споруди навчальних закладів	28	2 877	38 360	118 916	2 532	168,30	170,78		124	40	4 739 909	2 286,82
Дніпропетровська область	1978	Будинки та споруди навчальних закладів	4	284	3 780	9 828	330	16,61	16,83		114	44	432 292	210,07
Харківська область	1931	Житлові будинки	28	2 858	38 108	114 324	2 544	661,81	113,11	432,10	96	32	3 653 683	1 741,47

5.1.6. ВИЗНАЧЕННЯ КЛЮЧОВИХ ПОКАЗНИКІВ ДЛЯ БАЗОВОГО РОКУ

Згідно з методикою, базовим роком є період тривалістю один рік, що передує календарному року розробки схеми теплопостачання населеного пункту.

Алгоритми визначення показників структури системи теплопостачання відрізняються для різних типів систем.

Для централізованого теплопостачання джерелом є інформація від теплопостачальних організацій. Інформація включає розподіл споживачів за категоріями: населення (житлові будинки) та громадські будівлі (заклади дошкільної освіти, заклади освіти, заклади охорони здоров'я, торговельні приміщення, інші громадські будівлі). Інформація про споживачів також повинна містити адресу, тип навантаження (опалення, гаряче водопостачання чи вентиляція), обсяги спожитої теплової енергії за базовий рік та, власне, величину приєднаного теплового навантаження (Гкал/год).

Також для індивідуальних газових котлів інформація щодо споживачів може бути отримана від газопостачальних організацій. Споживачів слід розділити за категоріями, залежно від того, де природний газ використовується: на потреби опалення, гарячого водопостачання чи на побутові потреби. Інформація про споживачів аналогічно повинна містити адресу, тип навантаження (опалення, гаряче водопостачання чи вентиляція), обсяги спожитого природного газу за базовий рік (м³). Також потрібно отримати протокол якості газу для перерахунку величини спожитої енергії.

Що стосується випадків електричного опалення, якщо це поодинокі випадки в окремих домогосподарствах, то такими значеннями простіше буде знехтувати. У разі, якщо у населеному пункті спостерігається масовий перехід на електроопалення, цю інформацію потрібно врахувати при визначенні показників базового року. Слід зробити запит до електропостачальної організації щодо споживачів, що використовують електропалення, обсяги їхнього споживання та встановлену потужність. Формування запиту до електропостачальної організації має виконуватись з боку представників органів місцевого самоврядування.

Також важливо отримати загальну інформацію щодо кількості домогосподарств. Приватні домогосподарства, які не належать до споживачів теплової енергії, отриманої централізовано, отриманої від індивідуальних газових котлів чи отриманої від електропалення, можна вважати такими, що використовують для потреб опалення енергію, отриману від спалювання твердого палива (дров).

Всі обсяги спожитої енергії на потреби опалення потрібно приводити до нормативних умов. Нормативні умови мікроклімату наведено в ДСТУ-Н Б В.1.1 -27 «Будівельна кліматологія». Нормативні умови внутрішнього мікроклімату приміщень рекомендовано приймати за відповідними стандартами або значеннями, наведеними в ДСТУ Б А. 2.2-12 «Енергетична ефективність будівель». За умови відсутності інформації щодо фактичного температурного режиму в приміщеннях слід використовувати нормативні значення. Для отримання фактичних даних про температури зовнішнього повітря базового року слід звертатися до гідрометцентру, розташованого найближче до населеного пункту.

Переведення річного обсягу спожитої енергії на опалення до нормативних умов:

$$Q_n = Q_\phi \frac{(t_{вн н} - t_{зн н})}{(t_{вн \phi} - t_{зн \phi})} \cdot \frac{n_{оп н}}{n_{оп \phi}}$$

де Q_n – річний обсяг енергії, приведений до нормативних умов, кВт·год (Гкал, МДж);

Q_ϕ – фактичний спожитий річний обсяг енергії, кВт·год (Гкал, МДж);

$t_{вн н}, t_{вн \phi}$ – відповідно нормативна та фактична внутрішні температури приміщень, °С;

$t_{зн н}, t_{зн \phi}$ – відповідно нормативна та фактична зовнішні температури повітря, середні за опалювальний період, °С;

$n_{оп н}, n_{оп \phi}$ – відповідно нормативна та фактична тривалість опалювального періоду, днів.

Переведення помісячного обсягу спожитої енергії на опалення до нормативних умов відбувається за аналогічним принципом, проте розрахунки виконуються окремо для кожного місяця:

$$Q_{н i} = Q_{\phi i} \frac{(t_{вн н i} - t_{зн н i})}{(t_{вн \phi i} - t_{зн \phi i})} \cdot \frac{n_{оп н i}}{n_{оп \phi i}}$$

де $Q_{н i}$ – обсяг енергії за і-ий місяць, приведений до нормативних умов, кВт·год (Гкал, МДж);

$Q_{\phi i}$ – фактичний спожитий річний обсяг енергії, спожитої на і-ий місяць, кВт·год (Гкал, МДж);

$t_{вн н i}, t_{вн \phi i}$ – відповідно нормативна та фактична внутрішні температури приміщень протягом і-го місяця, °С;

$t_{зн н}, t_{зн \phi}$ – відповідно нормативна та фактична зовнішні температури повітря, середні за опалювальний період, протягом і-го місяця, °С;

$n_{оп н i}, n_{оп \phi i}$ – відповідно нормативна та фактична тривалість опалювального періоду протягом і-го місяця, днів.

Всі обсяги спожитої енергії потрібно приводити до одних одиниць виміру.

Додатковим джерелом інформації щодо споживання теплової енергії будівлями та їхнього теплового навантаження можуть бути сертифікати енергетичної ефективності, звіти з енергетичних аудитів та енергетичні паспорти.

Інформацію щодо джерел слід запитувати в ліцензіатів (теплопостачальних організацій). Дані повинні містити відомості про кількість, потужність та тип джерел (котел на природному газі, котел на біопаливі, котел на твердому паливі, когенераційна установка з вказанням типу палива, система утилізації скидної теплоти, електричні котли, теплові насоси чи сонячні нагрівачі). Також слід отримати інформацію щодо обсягів виробленої теплоти кожним джерелом та температурний графік.

Кількість індивідуальних джерел теплопостачання визначається за кількістю домогосподарств.

Оцінка ефективності джерел тепlopостачання дається для кожного типу джерела окремо. Далі дані зводяться до загальної таблиці як середньозважені значення на основі обсягів виробництва теплової енергії.

Вихідними даними для розрахунку є інформація щодо обсягів спожитого палива, виробленої, відпущеної та поставленої теплової енергії. Відповідні величини обсягів спожитого палива потрібно приводити до умовного палива (29,3 МДж/кг у.п. або 7000 ккал/кг у.п.). Також для визначення ефективності системи тепlopостачання необхідна інформація про вартість теплової енергії (в тому числі енергетичної складової), обсяги спожитої електричної енергії, витрати води на підживлення та чисельність персоналу.

Під час визначення вартості виробництва теплової енергії враховуються всі витрати тепlopостачальної організації на вироблення теплової енергії (за винятком витрат спожитої електричної енергії мережевими насосами). Витрати на транспортування охоплюють витрати енергії, спожитої мережевими насосами для поставлення теплової енергії. Розділення обсягів спожитої електричної енергії між обладнанням, що стосується виробництва теплової енергії (вентилятори, димососи, підживлювальні насоси), та обладнанням, що відноситься до транспортування теплової енергії (мережеві насоси), може бути здійснено на основі даних приладів обліку, установлених потужностей чи замірів.

Окремо розраховуються витрати умовного палива та питомі витрати на МВт·год виробленої електричної енергії в КГУ. Слід відзначити, що паливо, спожите КГУ, потрібно розділяти на окремі складові, що йдуть на виробництво теплової та електричної енергії (відповідно до порядку формування тарифів на послугу з постачання теплової енергії).

Надійність тепlopостачання визначається на основі даних щодо протяжності теплових мереж, їхнього стану, віку та кількості аварій на рік (з прив'язкою до котелень). Також показником надійності є відношення встановленої теплової потужності та приєднаного навантаження.

Водночас за кількістю та тривалістю аварійних перерв у тепlopостачанні та зверненнями громадян щодо невідповідності якості послуг проводиться оцінка якості тепlopостачання. Якість тепlopостачання також визначається на основі значень коефіцієнта кореляції. Коефіцієнт кореляції обчислюється для кожного джерела теплової енергії на підставі добових значень споживання палива і середньодобових значень температури зовнішнього повітря. Рекомендовано провести визначення показників кореляції для вибірки споживачів (на основі даних з лічильників теплової енергії): для будівель з наявністю та відсутністю індивідуальних теплових пунктів. На основі порівняння коефіцієнтів кореляції джерел та споживачів можна зробити певні висновки. Зокрема, невідповідність значень коефіцієнтів кореляції може свідчити про підвищені втрати в мережах.

Згідно з Національним планом скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ), до великих спалювальних установок відносять ті, номінальна теплова потужність яких становить 50 МВт і більше, а перший дозвіл на викиди або дозвіл на проектування установки видано до 01 липня 1992 року.

Для оцінки екологічної ефективності розраховують питомі показники викидів. Слід звернути увагу, що викиди розраховують на 1 ГДж відпущеної теплової енергії (1 Гкал = 4,187 ГДж).

Пропонується використовувати наступну формулу визначення валового викиду забруднюючої речовини, що надходить в атмосферу з димовими газами енергетичної установки:

$$M_t = k_t \cdot 10^{-6} \cdot B_i \cdot Q_i^r$$

де M_t – валовий викид забруднюючої речовини під час спалювання і-го палива за звітний період, т;

k_t — показник емісії забруднюючої речовини для і-го палива (г/ГДж);

B_i — витрата і-го палива за період (т);

Q_i — нижча робоча теплота згоряння і-го палива (МДж/кг).

Рекомендовано використовувати наступні значення показників емісії при спалюванні палива.

Таблиця 5.19 – Показники емісії забруднюючих речовин⁵⁵

НАЗВА ПОКАЗНИКА ЕМІСІЇ	УМОВНЕ ПОЗНАЧЕННЯ	ЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКА, Г/ГДЖ		
		Природний газ	Мазут	Кам'яне або буре вугілля
Оксид азоту	K_{NOx}	64,311	64,311	10,900
Оксид вуглецю	K_{CO}	248,750	318,400	1 871,500
Діоксид вуглецю	K_{CO2}	58 748,130	76 662,630	93 740,00
Оксид діазоту	K_{N2O}	0,100	0,600	1,400
Метан	K_{CH4}	1,000	3,000	1,000
Неметанові леткі органічні речовини (НМЛОР)	$K_{НМЛОР}$	-	10,000	600,000
Суспендовані тверді частинки (сажа, пил)	$K_{Тверд}$	-	405,810	2 305,900
Сірчистий ангідрид	K_{SO2}	-	500,260	2 506,000

Також слід відзначити, що обсяг питомих викидів парникових газів визначається як відношення у перерахунку на еквівалент діоксиду вуглецю (CO_2e) на основі викиду вуглецю діоксиду, азоту (I) оксиду та метану та відповідних перевідних коефіцієнтів (1, 265, 28).

⁵⁵ Пояснення щодо розрахунку обсягів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел забруднення в Україні (Державна служба статистика). <http://www.te.ukrstat.gov.ua/files/respondent/2tp.pdf>

5.1.7. РЕЗЮМЕ АНАЛІЗУ ПОКАЗНИКІВ СУЧАСНОГО СТАНУ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Під час розробки схеми теплопостачання складається резюме, де вказується основна проблематика, цільові показники та шляхи їхнього досягнення.

Зокрема, для загального опису існуючого стану схеми теплопостачання пропонується виділити окремі зони теплопостачання та їхні характеристики: річне споживання паливно-енергетичних ресурсів на потреби опалення та ГВП з розбивкою по типах:

- Природний газ;
- Біопаливо;
- Традиційне тверде паливо;
- Рідке паливо;
- Електроенергія в перерахунку на умовне паливо;
- Скидна теплота.

Під час опису існуючої проблематики стану системи теплопостачання рекомендовано використовувати показники (з паспорта схеми):

- Питомі викиди парникових газів у перерахунку на еквівалент діоксиду вуглецю на 1 ГДж відпущеної теплової енергії;
- Частка теплової енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії;
- Частка теплової енергії, виробленої з використанням скидної теплової енергії;
- Частка теплової енергії, виробленої в результаті комбінованого виробництва теплової та електричної енергії;
- Відсоток вузлів обліку теплової енергії на об'єктах (будівлях);
- Приєднане теплове навантаження. В тому числі:
 - Опалення,
 - ГВП;
- Вартість виробництва теплової енергії (в цінах на час розроблення схеми);
- Питомі витрати умовного палива на виробництво та транспортування теплової енергії;
- Середній термін експлуатації ділянок труб теплових мереж;
- Кореляція між температурою зовнішнього повітря та споживанням палива на опалення за опалювальний сезон.

Слід відзначити, що ці показники визначено для централізованих систем теплопостачання.

В цілому схема теплопостачання населених пунктів має підтримувати державні та світові тенденції, зокрема щодо зведення до мінімуму шкідливих викидів в атмосферу та утримання глобального потепління в допустимих межах.

Для оцінки прогресу у цьому напрямку необхідно визначити результуючі показники:

- Споживання первинної енергії на забезпечення комфортних умов для мешканців житлових будинків (кВт·год на 1 м² або на людину);
- Споживання первинної енергії на забезпечення комфортних умов для відвідувачів громадських будівель (кВт·год на 1 м³ або на людину);
- Споживання первинної енергії на постачання гарячої води (кВт·год на 1 м² або на людину).

Потрібно визначити для системи теплопостачання населеного пункту в цілому наступні показники:

- Використання невідновлюваного палива (в абсолютних одиницях, наприклад, т у.п., і у відносних одиницях, %);
- Сумарна величина викидів парникових газів на потреби опалення;
- Сумарна величина викидів парникових газів на потреби гарячого водопостачання;
- Наявність і частка місцевих (доступних в регіоні) відновлюваних джерел енергії;
- Питома пошкоджуваність трубопроводів теплових мереж.

Можуть бути використані додаткові характеристики для забезпечення мотивації для наступної модернізації системи теплопостачання міста.

Зокрема, рекомендовано оцінити загальну ефективність системи теплопостачання. Тобто потрібно визначити величину втрат на всіх етапах трансформації: від спалювання (споживання) первинного енергоносія до постачання теплової енергії в будівлі. Аналіз потрібно виконувати стосовно кожного джерела.

Водночас слід визначити величину питомих витрат електричної енергії на генерацію і транспортування теплової енергії, тобто споживання всіх вентиляторів, димососів, насосів та інших допоміжних систем, що споживають електричну енергію.

Важливим аспектом є рівень питомої вартості теплозабезпечення побутового споживача, а саме - частка від середнього доходу мешканців. Для теплопостачання громадських будівель слід визначити частку бюджету, що йде на покриття потреб опалення і ГВП для громадських будівель.

Приклад таблиці наведено нижче.

Таблиця 5.20 – Резюме показників стану системи тепlopостачання

ЗАСТОСУВАННЯ	ПОКАЗНИК	ТИП	ОДИНИЦІ ВИМІРУ	ЗНАЧЕННЯ	
Характеристики всієї схеми	Обсяги річного споживання ПЕР	Природний газ	т у.п.		
		Біопаливо	т у.п.		
		Традиційне тверде паливо	т у.п.		
		Рідке паливо	т у.п.		
		Електроенергія	т у.п.		
		Скидна теплота	т у.п.		
		Інше	т у.п.		
	Споживання первинної енергії	На забезпечення комфортних умов для мешканців житлових будинків		кВт·год/людину	
		На забезпечення комфортних умов для відвідувачів громадських будівель		кВт·год/людину	
		На постачання гарячої води		кВт·год/людину	
	Екологічність тепlopостачання	Використання невідновлюваного палива		%	
		Сумарна величина викидів парникових газів на потреби опалення		т CO _{2e}	
		Сумарна величина викидів парникових газів на потреби гарячого водопостачання		т CO _{2e}	
		Потенціал місцевих (доступних в регіоні) відновлюваних джерел енергії		т у.п.	
	Ефективність системи тепlopостачання	Втрати енергії на всіх етапах трансформації		Гкал	
		Питомі витрати електричної енергії на генерацію і транспортування теплової енергії		кВт·год/Гкал	
	Економічність системи тепlopостачання	Частка витрат на теплозабезпечення від питомого доходу мешканця		%	
		Частка місцевого бюджету на покриття витрат на опалення і ГВП громадських будівель		%	

Для централізованого теплопостачання	Структура теплопостачання	Частка теплової енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії	г/ГДж	
		Частка теплової енергії, виробленої з використанням скидної теплової енергії	%	
		Частка теплової енергії, виробленої в результаті комбінованого виробництва теплової та електричної енергії	%	
		Відсоток вузлів обліку теплової енергії на об'єктах (будівлях)	%	
		Приєднане теплове навантаження системи ГВП	%	
		Приєднане теплове навантаження систем опалення та вентиляції	Гкал/год	
	Ефективність системи теплопостачання	Вартість виробництва теплової енергії	Гкал/год	
		Питомі витрати умовного палива на виробництво та транспортування теплової енергії	грн/Гкал	
	Надійність теплопостачання	Середній термін експлуатації ділянок труб теплових мереж	грн/Гкал	
		Питома пошкоджуваність трубопроводів теплових мереж	років	
	Якість теплопостачання	Кореляція між температурою зовнішнього повітря та споживанням палива на опалення за опалювальний сезон	пошк./ рік/км	
	Екологічність теплопостачання	Питомі викиди парникових газів у перерахунку на еквівалент діоксиду вуглецю на одиницю відпущеної теплової енергії	в.о.	

5.2. ВИЗНАЧЕННЯ ДОВГОСТРОКОВИХ ЦІЛЕЙ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

5.2.1. ОПИС І ПРОГНОЗ ОСНОВНИХ МАКРОЕКОНОМІЧНИХ ТА ІНШИХ ПОКАЗНИКІВ

Фінансова та економічна оцінка окремих проектів та альтернативних сценаріїв розвитку системи теплопостачання може базуватись на двох основних підходах:

- розрахунки проводяться на підставі існуючих на даний час макроекономічних показників без урахування майбутніх змін (існуючий рівень інфляції, рівень оплати праці тощо);
- розрахунки проводяться з урахуванням прогнозних показників інфляції (індекс цін), змін у середньомісячній заробітній платі працівників тощо.

З огляду на те, що схема теплопостачання населеного пункту є довгостроковим, стратегічним документом, використання прогнозних показників є необхідним для отримання правильних результатів оцінки.

Таблиця 5.13 - Основні макроекономічні та фінансові показники, які впливають на результати фінансової та економічної оцінки

ПОКАЗНИК	ВИЗНАЧЕННЯ
Індекс споживчих цін (ІСЦ)	Характеризує зміни у часі загального рівня цін на товари та послуги, які купує населення для невиробничого споживання. Він є показником зміни вартості фіксованого набору споживчих товарів та послуг у поточному періоді порівняно з базисним ⁵⁶ .
Індекс цін виробників промислової продукції (ІЦВ)	Характеризує зміни цін у часі у сфері промислового виробництва. Він є показником зміни вартості фіксованого набору товарів у поточному періоді порівняно з базисним ⁵⁷ .
Середньомісячна заробітна плата працівників (брутто, номінальна)	Це сума нарахувань найманому працівнику у грошовій та натуральній формі (виплати в натуральній формі враховуються у грошовому вираженні ⁵⁸). Номінальна заробітна плата містить податок на доходи фізичних осіб та інші відрахування.
Облікова ставка НБУ	Один із монетарних інструментів, за допомогою якого Національний банк України встановлює для банків та інших суб'єктів грошово-кредитного ринку орієнтир щодо вартості залучених та розміщених грошових коштів ⁵⁹ .
Процентні ставки банків України за кредитами, наданими клієнтам	Формуються залежно від попиту та пропозиції на ринку позичкових капіталів (наводяться за даними Національного банку України та статистичної звітності банків України).
Курс гривні до іноземних валют	Офіційний курс гривні до іноземних валют встановлюється Національним банком України відповідно до затвердженої методології ⁶⁰ .

Більшість інформації щодо прогнозних макроекономічних показників на термін 3-7 років є в публічному доступі. Деталі щодо основних інформаційних ресурсів та відповідних показників надано в наступній

⁵⁶ <http://www.ukrstat.gov.ua/>

⁵⁷ <http://www.ukrstat.gov.ua/>

⁵⁸ <http://www.ukrstat.gov.ua/>

⁵⁹ Закон України «Про Національний банк України» <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/679-14/paran101#n47>

⁶⁰ Про деякі питання встановлення офіційного курсу гривні до іноземних валют та внесення зміни до Класифікатора іноземних валют та банківських металів: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0148500-19#Text>

Таблиця 5.22 - Основні інформаційні ресурси та показники

ПОКАЗНИК	ПРОГНОЗ	ІНФОРМАЦІЙНИЙ РЕСУРС	ДОКУМЕНТ	ЧАСОВІ РАМКИ ПРОГНОЗУВАННЯ
Індекс споживчих цін	Кабінет Міністрів України (постанова) Мінекономіки Національний банк України	https://www.me.gov.ua https://zakon.rada.gov.ua https://bank.gov.ua	Прогноз економічного і соціального розвитку України ⁶¹ Інфляційний звіт НБУ	3 роки
	Міжнародний валютний фонд	https://www.imf.org/ru/Publications/WEO	База даних перспективного розвитку світової економіки	5-7 років
Індекс цін виробників промислової продукції	Кабінет Міністрів України (постанова), Мінекономіки	https://www.me.gov.ua https://zakon.rada.gov.ua	Прогноз економічного і соціального розвитку України ⁶²	3 роки
Середньомісячна заробітна плата працівників (брутто, номінальна) та скорегована на індекс споживчих цін, відсотків до попереднього року	Кабінет Міністрів України (постанова), Мінекономіки	https://www.me.gov.ua https://zakon.rada.gov.ua	Прогноз економічного і соціального розвитку України ⁶³	3 роки
Облікова ставка НБУ	Національний банк України Державна служба статистики України	https://bank.gov.ua http://www.ukrstat.gov.ua	Інфляційний звіт НБУ Зведена статистична інформація	1-2 роки
Процентні ставки банків України, за кредитами, наданими клієнтам	Національний банк України Державна служба статистики України	https://bank.gov.ua http://www.ukrstat.gov.ua	Інфляційний звіт НБУ Зведена статистична інформація	Окремий прогноз відсутній
Курс гривні до іноземних валют	Кабінет Міністрів України (постанова) Мінекономіки Національний банк України	https://www.me.gov.ua https://zakon.rada.gov.ua https://bank.gov.ua	Прогноз економічного і	3 роки

⁶¹ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/671-2020-%D0%BF#Text>

⁶² <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/671-2020-%D0%BF#Text>

⁶³ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/671-2020-%D0%BF#Text>

ПОКАЗНИК	ПРОГНОЗ	ІНФОРМАЦІЙНИЙ РЕСУРС	ДОКУМЕНТ	ЧАСОВІ РАМКИ ПРОГНОЗУВАННЯ
			соціального розвитку України ⁶⁴ Інфляційний звіт НБУ	
	Міжнародний валютний фонд	https://www.imf.org/ru/Publications/WEO	База даних перспективного розвитку світової економіки	5-7 років

Часові рамки прогнозування для макроекономічних показників не перевищують 5-7 років, а для деяких існують виключно короткострокові прогнози. В той же час, схема тепlopостачання населеного пункту розробляється на період 10 років, а оцінка проєктів та альтернативних варіантів розвитку - на період 20 років.

У зв'язку з цим існує необхідність визначення таких показників на довгострокову перспективу. В цьому випадку **розробник повинен скласти перелік припущень щодо змін кожного показника на період 20 років. Зведена інформація щодо припущень та відповідних значень показників, що використовуються для фінансово-економічних розрахунків, повинна бути включена до пояснювальної записки.**

У разі, коли для окремого проєкту чи пакета проєктів передбачається фінансування з боку міжнародної фінансової організації (МФО), може застосовуватись прогноз щодо основних макроекономічних показників, який розроблений та надається відповідною установою МФО.

⁶⁴ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/671-2020-%D0%BF#Text>

Таблиця 5.2314 - Приклад таблиці для включення у пояснювальну записку

ПОКАЗНИК	КОМЕНТАРІ	ЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКА – ПРОГНОЗ							
		2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Індекс споживчих цін	До 2026 року дані відповідно до бази даних перспективного розвитку світової економіки МВФ Після 2026 дані базуються на оцінках розробника								
Індекс цін виробників промислової продукції	До 2023 року дані відповідно до прогнозу економічного і соціального розвитку України Після 2023 дані базуються на оцінках розробника								
Індекс середньомісячної з/п працівників (брутто, номінальна)	До 2023 року дані відповідно до прогнозу економічного і соціального розвитку України Після 2023 дані базуються на оцінках розробника								
Облікова ставка НБУ	До 2022 року дані відповідно до звіту НБУ Після 2022 дані базуються на оцінках розробника								
Курс гривні до іноземних валют	До 2026 року дані відповідно до бази даних перспективного розвитку світової економіки МВФ Після 2026 дані базуються на оцінках розробника								

5.2.2. ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНОЇ СИТУАЦІЙНОЇ СХЕМИ ЗОН ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Одним з першочергових завдань, що стоїть перед розробниками схем, є визначення попередньої ситуаційної схеми зон теплопостачання, охоплюючи зони централізованого, помірно-централізованого, децентралізованого, автономного, іншого теплопостачання.

Вихідними даними для цього є:

- інформація з генерального плану населеного пункту;
- інформація від теплопостачальної організації щодо зон централізованого забезпечення та будинків, що частково або повністю мають індивідуальне опалення;
- наявність та розміщення великих промислових об'єктів зі значним потенціалом скидної теплової енергії;
- інформація щодо газових мереж;
- інформація щодо електричних мереж і потенційних точок підключення когенераційних установок;
- дані енергетичних аудитів типових будівель житлової та громадської забудови;
- інформація щодо якісного складу забудови (поверховість, роки забудови) територій;
- дані щодо завантаження мереж та джерел відносно їхніх проєктних характеристик;
- інформація щодо запланованих заходів з термомодернізації будівель;
- дані щодо наявного потенціалу відновлюваних джерел в регіоні.

Першочерговим завданням є визначення теплових навантажень на територіях, прогнозування попиту та розподіл зон між видами теплопостачання. При цьому необхідно використовувати наступні критерії:

- надійність теплопостачання та задоволення потреб споживачів;
- економічна ефективність;
- екологічність;
- мінімізація вартості теплової енергії;
- максимальна утилізація вторинних енергоресурсів (скидка, теплота підприємств тощо);
- забезпечення максимального навантаження когенераційних установок протягом року.

Для остаточного визначення перспективного розподілу розробляється декілька варіантів зонувань, і для них розраховуються показники з паспорта схеми теплопостачання для вибору оптимального варіанта. Водночас розрахунки капітальних та експлуатаційних затрат здійснюються для горизонту планування в 20 років (як і для всієї схеми).

5.2.3. ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ НАПРЯМІВ ЩОДО ЗМІН КЛЮЧОВИХ ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Під час визначення перспективних напрямів щодо зміни показників можливо застосовувати Таблиця 5.24, що дозволяє вибрати проекти, які безпосередньо впливають на зміну тих чи інших факторів.

Загальний алгоритм щодо визначення перспективних напрямів виглядатиме наступним чином:

- Розрахунок показників схеми теплопостачання для базового періоду.
- Порівняння показників з даними технічного завдання та найкращих вітчизняних і європейських практик.
- Визначення показників, що мають найбільші відхилення від запланованих в гіршу сторону.
- Формування переліку проектів, що можуть покращити показники.
- Попередній перерахунок показників з врахуванням проектів (беручи до уваги, що впровадження заходів може впливати на декілька показників одночасно).
- В разі досягнення запланованих показників – виконання детальних прорахунків проектів.

Таблиця 5.24 - Визначення перспективних напрямів щодо зміни ключових показників

№	ГРУПА ПОКАЗНИКІВ	ПОКАЗНИК	ЗАХОДИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ПОКАЗНИК	ДОДАТКОВІ ОРГАНІЗАЦІЙНІ ЗАХОДИ
1	Якість тепlopостачання	Кореляція між споживанням палива та зовнішньою температурою	<ul style="list-style-type: none"> Встановлення автоматики погодного регулювання на котельні; Встановлення погодних регуляторів у споживачів. 	Впровадження фінансового механізму для встановлення погодного регулювання у споживача
		Загальна кількість незапланованих (аварійних) перерв у транспортуванні теплової енергії	<ul style="list-style-type: none"> Заміна аварійних ділянок теплових мереж; Модернізація котельень (надійність джерела); Зниження параметрів теплоносія (за умови, що теплові вводи споживачів зможуть забезпечити потребу в опаленні та ГВП); Підключення резервних джерел. 	Забезпечення умов підключення альтернативних постачальників
2	Надійність тепlopостачання	Частка аварійних ділянок труб теплових мереж	<ul style="list-style-type: none"> Заміна аварійних ділянок теплових мереж. 	-
		Питома пошкоджуваність трубопроводів теплових мереж, кількість пошкоджень на рік на 1 км теплових мереж	<ul style="list-style-type: none"> Заміна аварійних ділянок теплових мереж; Зниження параметрів теплоносія (за умови, що теплові вводи споживачів зможуть забезпечити потребу в опаленні та ГВП). 	-
		Відношення встановленої теплової потужності та приєднаного навантаження	<ul style="list-style-type: none"> Підключення резервних джерел. 	-
3	Ефективність системи тепlopостачання	Питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії	<ul style="list-style-type: none"> Модернізація та заміна теплогенераторів; Перепідключення на більш ефективні джерела; Підключення до джерел скидної теплоти; Встановлення теплоутилізаторів; Теплоізоляція технологічного обладнання та трубопроводів; Встановлення частотних регуляторів на димососах і вентиляторах. 	-
		Вартість виробництва теплової енергії	<ul style="list-style-type: none"> Модернізація та заміна теплогенераторів; Перепідключення на більш ефективні джерела; 	Забезпечення умов для підключення альтернативних

№	ГРУПА ПОКАЗНИКІВ	ПОКАЗНИК	ЗАХОДИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ПОКАЗНИК	ДОДАТКОВІ ОРГАНІЗАЦІЙНІ ЗАХОДИ
			<ul style="list-style-type: none"> Підключення до джерел скидної теплоти; Встановлення теплоутилізаторів; Теплоізоляція технологічного обладнання та трубопроводів; Встановлення частотно-регульованих приводів на димососи і вентилятори; Модернізація джерел енергії; Перехід на альтернативне паливо; Перехід на альтернативного постачальника палива; Встановлення акумулюючих ємностей для узгодження графіків електричного та теплового навантаження ТЕЦ; Встановлення акумулюючих ємностей в якості споживачів-регуляторів графіка електричного навантаження. 	постачальників та джерел скидної теплоти
		Чисельність персоналу на 1 тис. Гкал, відпущеної з джерел теплової енергії	<ul style="list-style-type: none"> Модернізація джерел з впровадженням автоматизації роботи обладнання. 	-
		Втрати теплової енергії в теплових мережах	<ul style="list-style-type: none"> Теплоізоляція трубопроводів; Заміна трубопроводів на попередньо ізольовані; Зниження параметрів теплоносія (за умови, що теплові вводи споживачів зможуть забезпечити потребу в опаленні та ГВП); Перепідключення віддалених споживачів на інші (в т. ч. нові локальні котельні) джерела; Переведення на індивідуальне тепlopостачання будинків з невеликою часткою споживачів з централізованим теплозабезпеченням; Підключення нових споживачів до недозавантажених мереж. 	-
		Питомі витрати електроенергії на транспортування теплоносія	<ul style="list-style-type: none"> Встановлення частотно-регульованих приводів на циркуляційні насоси; Встановлення ІТП у споживачів; 	-

№	ГРУПА ПОКАЗНИКІВ	ПОКАЗНИК	ЗАХОДИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ПОКАЗНИК	ДОДАТКОВІ ОРГАНІЗАЦІЙНІ ЗАХОДИ
			<ul style="list-style-type: none"> Ремонт аварійних ділянок теплових мереж (зменшення витрат на підживлення); Гідравлічне балансування мереж. 	
		Питомі витрати умовного палива на транспортування теплоносія	<ul style="list-style-type: none"> Утеплення трубопроводів; Заміна трубопроводів на попередньо ізольовані; Автоматика погодного регулювання в котельнях (зменшення середньорічної температури теплоносія). 	-
		Вартість транспортування теплової енергії	<ul style="list-style-type: none"> Встановлення частотних регуляторів на циркуляційних насосах; Встановлення ІТП у споживачів; Ремонт аварійних ділянок теплових мереж (зменшення витрат на підживлення); Гідравлічне балансування мереж; Утеплення трубопроводів; Заміна трубопроводів на попередньо ізольовані; Автоматика погодного регулювання в котельнях (зменшення середньорічної температури теплоносія); Закупівля електроенергії у дешевшого постачальника. 	-
		Питомі витрати води на підживлення теплових мереж	<ul style="list-style-type: none"> Заміна аварійних ділянок; Встановлення ІТП у споживачів (за незалежною схемою). 	-
		Чисельність персоналу на 10 км теплових мереж	<ul style="list-style-type: none"> Впровадження систем моніторингу та диспетчеризації* теплових мереж та теплових ввідів споживачів. 	-
4	Структура тепlopостачання	Частка теплової енергії, виробленої в результаті комбінованого виробництва теплової та електричної енергії	<ul style="list-style-type: none"> Встановлення когенераційних установок; Підвищення завантаження існуючих когенераційних установок (в т. ч. за рахунок збільшення споживачів ГВП в літній період). 	Створення стимулів для роботи когенераційних установок в умовах ринку електроенергії

№	ГРУПА ПОКАЗНИКІВ	ПОКАЗНИК	ЗАХОДИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ПОКАЗНИК	ДОДАТКОВІ ОРГАНІЗАЦІЙНІ ЗАХОДИ
		Частка теплової енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії	<ul style="list-style-type: none"> Встановлення біопаливних котлів; Встановлення сонячних колекторів; Встановлення теплових насосів. 	-
		Частка теплової енергії, виробленої з використанням скидної теплової енергії	<ul style="list-style-type: none"> Підключення до джерел скидної теплоти. 	Створення умов для приєднання та взаєморозрахунків між суб'єктами
		Частка централізованого тепlopостачання	<ul style="list-style-type: none"> Підключення до централізованого тепlopозабезпечення нових споживачів; Повернення до централізованої системи споживачів, що відключилися (за рахунок більш вигідних умов); Збільшення споживачів гарячого водopостачання. 	Ефективна тарифна політика
5	Екологічна ефективність	Питомі викиди парникових газів у перерахунок на еквівалент діоксиду вуглецю на 1 ГДж відпущеної теплової енергії	<ul style="list-style-type: none"> Впровадження заходів, перелічених вище; Впровадження систем фільтрації димових газів на твердопаливних котельнях та котельнях на рідкому паливі. 	Фінансова мотивація, в т. ч. за рахунок «плати за викиди»

*Диспетчеризація систем тепlopозабезпечення охоплює комплекс обладнання та програмного забезпечення для збору даних про споживання енергоресурсів та режимів роботи теплової мережі й окремих її підсистем на стороні абонентів та генерації, а також може охоплювати можливість дистанційної зміни параметрів роботи обладнання (ІТП, котлів, насосів тощо). Наявність комплексної системи диспетчеризації дозволяє:

- будувати баланси виробництва-споживання теплової енергії (в тому числі розрахунок втрат), газу та електроенергії в режимі реального часу;
- вчасно виявляти та усувати збої та аварії в роботі системи тепlopостачання й окремих елементів;
- надавати споживачам оперативну інформацію про споживання та автоматичне формування рахунків;
- мінімізувати затрати на обслуговування і перейти від періодичного обслуговування на обслуговування «за потреби».

5.3. РОЗРОБКА ТА АНАЛІЗ ПОТЕНЦІЙНИХ ПРОЄКТІВ РОЗВИТКУ (МОДЕРНІЗАЦІЇ) СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

В розділі наведені приклади та розрахунки для найбільш типових проєктів, що можуть зустрітися під час розробки схеми теплопостачання. Додатково розроблено розрахункові програми на базі Excel, що дозволять пришвидшити та спростити проведення зазначених розрахунків.

Також в додатку Е наведений орієнтовний перелік компаній, що займаються впровадженням згаданих технологій.

Розрахунок економічних показників від впровадження заходів (що враховує всі види витрат, в т. ч. експлуатаційні, вартість залучених коштів тощо) наведений у розділі 8.

5.3.1. ЗАМІНА ГАЗОВОГО КОТЛА НА ГАЗОВИЙ КОТЕЛ З БІЛЬШ ВИСОКИМ ККД

Заміна газового котла на газовий (вид газового палива не змінюється) при виробленні теплової енергії може бути доцільною у тому випадку, коли замінюється застарілий котельний агрегат з низьким коефіцієнтом корисної дії (ККД) на сучасний економічний котел з більш високим ККД, а кількість теплоти, що відпускається споживачу, залишається незмінною. При цьому економічний ефект досягається за рахунок зниження споживання палива внаслідок більш ефективного процесу його спалювання.

Слід зазначити, що умова незмінної кількості теплоти, що відпускається споживачу з даного котла, виконується у двох випадках:

- 1) якщо відсутні будь-які зміни теплових навантажень у споживачів теплоти;
- 2) якщо зміни є, але їх планується компенсувати за рахунок роботи іншого обладнання. Якщо теплове навантаження на даний котел все-таки змінюється, необхідно попередньо проводити розрахунок фактичних теплових навантажень.

Необхідно також враховувати, що ККД котла може істотно коливатись в залежності від його завантаження – при роботі не на повному завантаженні ККД буде значно нижчим від номінального. Тому може бути доцільною заміна існуючого котла на котел меншої потужності або встановлення декількох котлів малої потужності в каскад – це дозволить якісно змінювати завантаження системи для виробництва необхідної кількості теплоти.

Вихідні дані для розрахунку ефективності заміни котла:

V_1 – годинна витрата палива у старому котлі, м³/год;

$Q_{н}^p$ – нижча теплота згорання палива, МДж/м³;

η_1 – коефіцієнт корисної дії старого котла, середній за опалювальний період, частка одиниці;

η_2 – коефіцієнт корисної дії нового котла, частка одиниці;

T_p – число годин роботи котла за рік, год/рік;

$C_{\text{пал}}$ – ціна палива, грн./м³;

$B_{\text{уст}}$ – витрати на купівлю устаткування, грн. Вартість обладнання визначається відповідно до договірних цін (на підставі тендера).

Кількість теплоти, що відпускається споживачу старим котлом, визначається за залежністю:

$$Q_{\text{відп 1}} = B_1 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}} \cdot \eta_1, \left[\frac{\text{МДж}}{\text{год}} \right]$$

Кількість теплоти, що відпускається споживачу новим котлом:

$$Q_{\text{відп 2}} = B_2 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}} \cdot \eta_2, \left[\frac{\text{МДж}}{\text{год}} \right]$$

де B_2 – годинна витрата палива у новому котлі, м³/год.

За умови рівності кількість теплоти, що відпускається споживачу при заміні котла, отримаємо:

$$\begin{aligned} Q_{\text{відп 1}} &= Q_{\text{відп 2}} \\ B_1 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}} \cdot \eta_1 &= B_2 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}} \cdot \eta_2 \end{aligned}$$

Отже, витрата палива у новому котлі становитиме:

$$B_2 = B_1 \cdot \frac{\eta_1}{\eta_2}, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{год}} \right]$$

Економія палива на відпуск теплової енергії після заміни котла:

$$\Delta B = B_1 - B_2 = B_1 - B_1 \cdot \frac{\eta_1}{\eta_2} = B_1 \cdot \left(1 - \frac{\eta_1}{\eta_2} \right), \left[\frac{\text{м}^3}{\text{год}} \right]$$

Економія коштів після заміни газового котла з низьким ККД на сучасний економічний газовий котел з більш високим ККД становитиме:

$$E = \Delta B \cdot T_p \cdot C_{\text{пал}}, \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$$

Приклад розрахунку ефективності заходу наведено в розділі 8.

5.3.2. ЗАМІНА ГАЗОВОГО КОТЛА НА ТВЕРДОПАЛИВНИЙ

У зв'язку з дефіцитом власного природного газу та його високою вартістю, при виробленні теплової енергії може бути доцільним перехід на місцеві види палива, наприклад, деревину у вигляді пелет або тріски. Така заміна палива вимагає, відповідно, й заміни теплогенеруючого обладнання, а саме - котельного агрегату. Економічний ефект при реалізації даного заходу може бути досягнутий за рахунок зменшення витрат на паливо з деревини у порівнянні з витратами на природний газ.

Можливі декілька варіантів заміни газового котла на твердопаливний:

- заміна здійснюється за умови незмінної кількості теплоти, що відпускається споживачу – водночас твердопаливний котел обирається, виходячи з відомого теплового навантаження. В більшості твердопаливних котлів максимальна температура води на виході з котла становить 90°C;
- навантаження на газовий котел впродовж щонайменше попереднього року його роботи було стабільно меншим від нормативного, тобто газовий котел працював з недозавантаженням – в цьому випадку твердопаливний котел обирається, виходячи з фактично відпущеної споживачу кількості теплоти (середньої за базовий рік);
- у споживачів теплової енергії відбулися деякі зміни, наприклад, були побудовані або, навпаки, зруйновані деякі будівлі та т.п., що, відповідно, призвело до зміни теплового навантаження на котел. У цьому випадку вибору нового котла обов'язково передуює розрахунок теплових навантажень для актуальних умов теплоспоживання.

Вхідні дані для розрахунку ефективності заміни котла:

$Q_{\text{відп}}$ – кількість теплоти, що відпускається споживачу котельним агрегатом, МДж/год;

$Q_{\text{ном}}$ – номінальна теплопродуктивність твердопаливного котла, МДж/год;

$V_{\text{г}}$ – годинна витрата палива у газовому котлі, м³/год;

$V_{\text{тп}}$ – годинна витрата палива у твердопаливному котлі, кг/год;

$Q_{\text{н}}^{\text{п}}_{\text{г}}$ – нижча теплота згорання газоподібного палива, МДж/м³;

$\eta_{\text{гк}}$ – коефіцієнт корисної дії газового котла, середній за опалювальний період, частка одиниці;

$Q_{\text{н}}^{\text{п}}_{\text{тп}}$ – нижча теплота згорання твердого палива, МДж/м³;

$\eta_{\text{тпк}}$ – коефіцієнт корисної дії твердопаливного котла, частка одиниці;

$T_{\text{р}}$ – число годин роботи котла за рік, год/рік;

$C_{\text{г}}$ – ціна газоподібного палива, грн/м³;

$C_{\text{тп}}$ – ціна твердого палива, грн/кг;

$V_{\text{уст}}$ – витрати на купівлю устаткування, грн. Вартість обладнання визначається відповідно до договірних цін (на підставі тендера).

Кількість теплоти, що відпускається споживачу котельним агрегатом, визначається за залежністю:

$$Q_{\text{відп}} = B \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta, \left[\frac{\text{МДж}}{\text{год}} \right]$$

Для кожного з розглянутих варіантів заміни газового котла на твердопаливний кількість теплоти, яку необхідно надати споживачам, повинна бути визначена заздалегідь. Зважаючи на цей показник далі визначається кількість теплоти, виробленої котельним агрегатом, та годинна витрата палива в котлі.

Кількість виробленої теплоти визначається за залежністю:

$$Q_{\text{вир}} = \frac{Q_{\text{відп}}}{\eta}, \left[\frac{\text{МДж}}{\text{ГОД}} \right]$$

Спираючись на отриманий результат, далі обирається тип та кількість котельних агрегатів:

$$n = \frac{Q_{\text{вир}}}{Q_{\text{ном}}}$$

При виборі котельних агрегатів необхідно враховувати, що сумарна номінальна теплопродуктивність обраних котлів повинна бути не меншою від розрахункової кількості виробленої теплоти.

Годинна витрата палива в котлі визначається за залежністю:

$$B = \frac{Q_{\text{відп}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta}, \left[\frac{\text{М}^3(\text{КГ})}{\text{ГОД}} \right]$$

Витрата палива газовим котлом може бути визначена або за результатами вимірювань приладами обліку (середня за базовий рік), або шляхом розрахунку за залежністю:

$$B_{\text{Г}} = \frac{Q_{\text{відп}}}{Q_{\text{н Г}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{ГК}}}, \left[\frac{\text{М}^3}{\text{ГОД}} \right]$$

Очікувана витрата палива твердопаливними котлами визначається після визначення кількості відпущеної теплоти та вибору типу котла і кількості котлів за залежністю:

$$B_{\text{ТП}} = \frac{Q_{\text{відп}}}{Q_{\text{н ТП}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{ТПК}}}, \left[\frac{\text{КГ}}{\text{ГОД}} \right]$$

Економія коштів після заміни газового котла на твердопаливний становитиме:

$$E = (B_{\text{Г}} \cdot C_{\text{Г}} - B_{\text{ТП}} \cdot C_{\text{ТП}}) \cdot T_{\text{р}}, \left[\frac{\text{ГРН}}{\text{РІК}} \right]$$

Приклад розрахунку ефективності заходу наведено в розділі 8.

Важливим при переході на тверде біопаливо є врахування додаткових витрат на обслуговування котла та вивіз золи, необхідність збільшення експлуатаційного персоналу.

5.3.3. ЗМЕНШЕННЯ ПОТУЖНОСТІ КОТЕЛЬНІ

Зменшення потужності котельні може бути доцільним, якщо загальна встановлена потужність існуючих котельних агрегатів значно перевищує наявну підключену

потужність. При постійній роботі на неповному завантаженні ККД котлів може бути нижчим від свого номінального значення, а питома витрата палива у котлі – вищою.

Шляхи зменшення потужності котельні:

- 1) якщо в котельні встановлено декілька котельних агрегатів, які працюють з неповним навантаженням, пропонується відключення певної кількості з них таким чином, щоб ті котли, що залишились, працювали в номінальному режимі;
- 2) якщо в котельні працює один котельний агрегат великої потужності з неповним навантаженням, пропонується замінити його на котел меншої потужності, який буде працювати з номінальним навантаженням, з більшим ККД та меншою витратою палива;
- 3) замінити один котел великої потужності на декілька котлів малої потужності, підключених в каскад, що забезпечить плавне регулювання навантаження в системі.

Вхідні дані для розрахунку ефективності заходу:

η_{ki} – ККД існуючого котельного агрегату, визначається за даними режимних карт для фактичного навантаження, частка одиниці;

Q_{ϕ} – фактично відпущена кількість теплоти з недозавантаженого котла, МДж (Гкал)/год;

η_{kn} – очікуваний ККД нового котельного агрегату, надається виробником, частка одиниці;

Q_{n^p} – теплота згорання реального палива, МДж/м³ (МДж/м³);

T_p – число годин роботи котла за рік, год/рік;

C_1 – ціна палива, яке використовується в існуючому котлі, грн/м³(кг);

C_2 – ціна палива, яке буде використовуватися в новому котлі, грн/м³(кг);

$V_{уст}$ – витрати на купівлю устаткування, грн. Вартість обладнання визначається відповідно до договірних цін (на підставі тендера).

Питома витрата умовного палива (витрата умовного палива на одиницю відпущеної теплоти) визначається наступним чином:

$$b_{уп} = \frac{1}{Q_{н^p_{уп}} \cdot \eta_k}$$

де $Q_{н^p_{уп}}$ – теплота згорання умовного палива,

$Q_{н^p_{уп}} = 29,3 \text{ МДж/кг у.п} = 7000 \text{ ккал/кг у.п.};$

η_k – ККД котельного агрегату, частка одиниці.

Питома витрата умовного палива дорівнює:

$$b_{\text{уп}} = \frac{1}{29,3 \cdot \eta_{\text{к}}} = \frac{0,034}{\eta_{\text{к}}} \left[\frac{\text{кг у. п.}}{\text{МДж}} \right], \text{ або}$$

$$b_{\text{уп}} = \frac{1}{7000 \cdot \eta_{\text{к}}} = \frac{143}{\eta_{\text{к}}} \left[\frac{\text{кг у. п.}}{\text{Гкал}} \right]$$

Питома витрата умовного палива на існуючому котельному агрегаті великої потужності визначається за залежністю:

$$b_{\text{уп і}} = \frac{0,034}{\eta_{\text{кі}}} \left[\frac{\text{кг у. п.}}{\text{МДж}} \right] = \frac{143}{\eta_{\text{кі}}} \left[\frac{\text{кг у. п.}}{\text{Гкал}} \right]$$

Витрата умовного палива, необхідна для виробництва теплової енергії на існуючому котлі великої потужності:

$$B_{\text{уп і}} = Q_{\phi} \cdot b_{\text{уп і}}, \left[\frac{\text{кг у. п.}}{\text{год}} \right]$$

Питома витрата умовного палива на новому котельному агрегаті меншої потужності визначається за залежністю:

$$b_{\text{уп н}} = \frac{0,034}{\eta_{\text{кн}}} \left[\frac{\text{кг у. п.}}{\text{МДж}} \right] = \frac{143}{\eta_{\text{кн}}} \left[\frac{\text{кг у. п.}}{\text{Гкал}} \right]$$

Витрата умовного палива, необхідна для виробництва теплової енергії на новому котлі:

$$B_{\text{уп н}} = Q_{\phi} \cdot b_{\text{уп н}}, \left[\frac{\text{кг у. п.}}{\text{год}} \right]$$

Співвідношення витрати реального палива та умовного:

$$B = B_{\text{уп}} \cdot \frac{Q_{\text{н уп}}^{\text{р}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \left[\frac{\text{м}^3 (\text{кг})}{\text{год}} \right]$$

Витрата палива в існуючому котлі становитиме:

$$B_{\text{і}} = B_{\text{уп і}} \cdot \frac{Q_{\text{н уп}}^{\text{р}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \left[\frac{\text{м}^3 (\text{кг})}{\text{год}} \right]$$

в новому котлі:

$$B_{\text{н}} = B_{\text{уп н}} \cdot \frac{Q_{\text{н уп}}^{\text{р}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \left[\frac{\text{м}^3 (\text{кг})}{\text{год}} \right]$$

Економія коштів після заміни існуючого котла великої потужності, який працює з недозавантаженням, на новий котел меншої потужності, становитиме:

$$E = (B_{\text{і}} \cdot \text{Ц}_1 - B_{\text{н}} \cdot \text{Ц}_2) \cdot T_{\text{р}}, \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$$

Приклад розрахунку ефективності заходу наведено в розділі 8.

5.3.4. ВСТАНОВЛЕННЯ ТЕПЛОУТИЛІЗАТОРА

Основними втратами при спалюванні палива в котельних установках є втрати з теплою відхідних димових газів (q_2). В котлах без хвостових поверхонь, які працюють з коефіцієнтом надлишку повітря $\alpha \neq \alpha_{\text{опт}}$, ці втрати можуть сягати 25%.

Величина втрат з відхідними газами напряму залежить від температури, з якою димові гази йдуть з котла. Зменшення температури відхідних газів можна досягти за рахунок встановлення теплоутилізуючих пристроїв, наприклад, економайзера (водопідігрівача).

В залежності від ступеня утилізації теплоти димових газів економайзери можуть бути двох типів:

- поверхневі економайзери так званого «сухого» типу – в них димові гази охолоджуються не нижче від температури «точки роси», близько 120-130°C, щоб уникнути конденсації водяних парів димових газів. Водночас утилізується менша кількість теплоти димових газів, але система відведення диму не потребує додаткових змін, окрім встановлення теплоутилізатора;
- конденсаційні економайзери – в них здійснюється охолодження димових газів до температури конденсації, близько 60-70°C, завдяки чому вивільняється додаткова кількість теплоти – теплота фазового переходу. Завдяки цьому відбувається більш глибока утилізація теплоти димових газів. Водночас необхідно враховувати, що отриманий конденсат має підвищену кислотність. У зв'язку з цим, необхідно виконувати нейтралізацію конденсату та передбачати його подальшу утилізацію із застосуванням каналізаційних труб з матеріалів, стійких до впливу кислот (сталь з внутрішнім полімерним покриттям, полівінілхлорид, поліетилен загальнотехнічного призначення тощо). Також для видалення димових газів необхідно провести модернізацію димоходів: застосовувати пластикові чи керамічні димоходи або зробити в існуючому димоході вставку із кислотостійкого матеріалу (нержавіюча сталь, алюміній, кераміка, шамотні матеріали, різні полімерні матеріали тощо).

Вхідні дані для розрахунку ефективності заходу:

$t_{\text{дг}}$ – температура димових газів за котлом, °C;

$t_{\text{п}}$ – температура повітря, яке надходить в котел на спалювання, °C;

α – коефіцієнт надлишку повітря в котлі;

$Q_{\text{відп}}$ – кількість теплоти, що відпускається споживачу котельним агрегатом, МДж/год;

$Q_{\text{нр}}$ – нижча теплота згорання палива, МДж/м³;

$\text{CO}_2, \text{CO}, \text{CH}_4$ – вміст в продуктах згорання вуглецевмісних компонентів, %;

V_1 – годинна витрата палива в котлі до встановлення теплоутилізатора, м³/год;

η_1 – коефіцієнт корисної дії котла до встановлення теплоутилізатора, середній за опалювальний період, частка одиниці;

T_P – число годин роботи котла за рік, год/рік;

$C_{\text{Пал}}$ – ціна палива, грн/м³;

$V_{\text{уст}}$ – витрати на купівлю устаткування, грн. Вартість обладнання визначається відповідно до договірних цін (на підставі тендера).

Втрати теплоти з димовими газами q_2 при спалюванні газоподібного палива з надлишком повітря ($\alpha > 1$) визначається за залежністю:

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{\text{дг}} - t_{\text{п}}) \cdot Z, [\%]$$

де $t_{\text{дг}}$ – температура димових газів на виході з котла, °С;

$t_{\text{п}}$ – температура повітря, яке надходить в котел на спалювання, °С;

Z – безрозмірна величина, що характеризує склад та температуру димових газів.

Значення величини Z для природного газу в залежності від вмісту в продуктах згорання вуглецевмісних компонентів CO_2 , CO та CH_4 (а при повному згоранні – тільки CO_2) наведені в **Таблиця 5.2525**.

Таблиця 5.25 - Значення величини Z для природного газу⁶⁵

ВМІСТ В ПРОДУКТАХ ЗГОРАННЯ $\text{CO}_2+\text{CO}+\text{CH}_4$, %	ТЕМПЕРАТУРНИЙ ІНТЕРВАЛ ПРОДУКТІВ ЗГОРАННЯ, °С	ВМІСТ В ПРОДУКТАХ ЗГОРАННЯ $\text{CO}_2+\text{CO}+\text{CH}_4$, %	ТЕМПЕРАТУРНИЙ ІНТЕРВАЛ ПРОДУКТІВ ЗГОРАННЯ, °С	ВМІСТ В ПРОДУКТАХ ЗГОРАННЯ $\text{CO}_2+\text{CO}+\text{CH}_4$, %	ТЕМПЕРАТУРНИЙ ІНТЕРВАЛ ПРОДУКТІВ ЗГОРАННЯ, °С
	0 – 250		0 – 250		0 – 250
11,5	4,21	9,5	4,88	7,5	5,85
11,4	4,24	9,4	4,93	7,4	5,90
11,3	4,26	9,3	4,97	7,3	6,00
11,2	4,28	9,2	5,02	7,2	6,05
11,1	4,30	9,1	5,07	7,1	6,10
11,0	4,35	9,0	5,1	7,0	6,22
10,9	4,40	8,9	5,13	6,9	6,35
10,8	4,43	8,8	5,17	6,8	6,45
10,7	4,45	8,7	5,22	6,7	6,50
10,6	4,48	8,6	5,27	6,6	6,55
10,5	4,50	8,5	5,30	6,5	5,65
10,4	4,53	8,4	5,35	6,4	6,70
10,3	4,57	8,3	5,40	6,3	6,80
10,2	4,60	8,2	5,45	6,2	6,95
10,1	4,63	8,1	5,50	6,1	7,05
10,0	4,67	8,0	5,57	6,0	7,15

⁶⁵ Равич М.Б. Спрощена методика теплотехнічних розрахунків (П'яте видання). - М.: Наука, 1966, 396 с.

ВМІСТ В ПРОДУКТАХ ЗГОРАННЯ CO ₂ +CO+CH ₄ , %	ТЕМПЕРАТУРНИЙ ІНТЕРВАЛ ПРОДУКТІВ ЗГОРАННЯ, °С	ВМІСТ В ПРОДУКТАХ ЗГОРАННЯ CO ₂ +CO+CH ₄ , %	ТЕМПЕРАТУРНИЙ ІНТЕРВАЛ ПРОДУКТІВ ЗГОРАННЯ, °С	ВМІСТ В ПРОДУКТАХ ЗГОРАННЯ CO ₂ +CO+CH ₄ , %	ТЕМПЕРАТУРНИЙ ІНТЕРВАЛ ПРОДУКТІВ ЗГОРАННЯ, °С
	0 – 250		0 – 250		0 – 250
9,9	4,70	7,9	5,62	5,9	7,25
9,8	4,75	7,8	5,68	5,8	7,40
9,7	4,80	7,7	5,75	5,7	7,45
9,6	4,84	7,6	5,80	5,6	7,55

При встановленні за котлом теплоутилізуючих пристроїв, зокрема, економайзера, температура відхідних газів зменшується, ККД котла зростає, що, відповідно, призводить до економії палива:

$$\Delta q_2 = 0,01 \cdot (t_{дг} - t'_{дг}) \cdot Z, [\%]$$

$$\eta_2 = \eta_1 + \Delta q_2, [\%]$$

де $t'_{дг}$ – температура димових газів після теплоутилізатора, °С;

η_2 – ККД котла після встановлення теплоутилізатора.

Годинна витрата палива в котлі визначається за залежністю:

$$B = \frac{Q_{відп}}{Q_n^p \cdot \eta}, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{год}} \right]$$

Після встановлення за котлом теплоутилізатора витрата палива становитиме:

$$B_2 = B_1 \cdot \frac{\eta_1}{\eta_2}, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{год}} \right]$$

Економія палива на відпуск теплової енергії після впровадження заходу:

$$\Delta B = B_1 - B_2 = B_1 \cdot \left(1 - \frac{\eta_1}{\eta_2} \right), \left[\frac{\text{м}^3}{\text{год}} \right]$$

Економія коштів після встановлення за котлом теплоутилізуючого пристрою:

$$E = \Delta B \cdot T_p \cdot C_{пал}, \left[\frac{\text{грн.}}{\text{рік}} \right]$$

Приклад розрахунку ефективності заходу наведено в розділі 8.

5.3.5. ВСТАНОВЛЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ

Вибір типу й потужності когенераційної установки здійснюється на основі попередньо проведеного обстеження об'єкта енергопостачання з метою визначення його теплового навантаження на опалення, вентиляцію, кондиціонування та гаряче водопостачання, а також обсягу споживання електричної енергії.

При виборі потужності когенераційної установки використовують один з двох підходів:

- зважаючи на теплове навантаження об'єкта енергопостачання;
- враховуючи необхідний обсяг електричної енергії.

Вхідні дані для розрахунку ефективності заходу.

$Q_{\text{РІК}}$ – річний відпуск теплової енергії споживачам, ГДж;

$T_{\text{РІК}}$ – число годин використання теплового навантаження за рік, годин;

$C_{\text{ПГ}}$ – ціна природного газу, грн/м³;

$C_{\text{Е}}$ – ціна електроенергії, грн/кВт·год;

$Q_{\text{НР}}$ – теплота згоряння палива, МДж/м³;

$\eta_{\text{к}}$ – коефіцієнт корисної дії котла, частка одиниці;

$V_{\text{УСТ}}$ – витрати на купівлю устаткування, грн. Вартість обладнання визначається відповідно до договірних цін (на підставі тендера).

При встановленні когенераційної установки у теплових мережах, де теплове навантаження є переважним, її потужність обирається, зважаючи на теплове навантаження об'єкта енергопостачання.

Середньогодинне теплове навантаження визначається за залежністю:

$$Q_{\text{ГОД}} = \frac{Q_{\text{РІК}}}{T_{\text{РІК}}}, \left[\frac{\text{ГДж}}{\text{ГОД}} \right]$$

де

$Q_{\text{РІК}}$ – річний відпуск теплової енергії споживачам, ГДж;

$T_{\text{РІК}}$ – кількість годин використання теплового навантаження за рік, годин.

Теплове навантаження становитиме:

$$Q = \frac{Q_{\text{ГОД}} \cdot 10^6}{3600}, \left[\frac{\text{кДж}}{\text{с}} = \text{кВт} \right]$$

З урахуванням отриманих даних обирається когенераційна установка для покриття частини максимального теплового навантаження (приблизно 85%). Для забезпечення ефективного виробництва електроенергії і теплоти пропонується вибирати когенераційні установки з газовим поршневим двигуном (КГУ). При цьому для покриття пікового теплового навантаження використовується, зазвичай, додатково поставлений котел.

Необхідна кількість когенераційних установок становить 2 або більше і обирається таким чином, щоб забезпечити максимальне число годин використання встановленої потужності:

$$n = \frac{k \cdot Q}{Q_{\text{КГУ}}}$$

де

n – обрана кількість КГУ;

k – поправочний коефіцієнт на використання пікового водогрійного котла ($k \approx 0,85 \div 0,95$);

$Q_{\text{КГУ}}$ – встановлена теплова потужність прийнятої когенераційної установки, кВт.

Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{\text{ВСТ}} = \frac{k \cdot Q_{\text{РІК}} \cdot 10^6}{n \cdot Q_{\text{КГУ}} \cdot 3600}, [\text{ГОД}]$$

Враховуючи встановлену теплову $Q_{\text{КГУ}}$ та електричну $N_{\text{КГУ}}$ потужності обраних когенераційних установок, визначимо фактичне вироблення енергії за рік:

- теплової

$$Q_{\text{РІК}}^{\text{КГУ}} = 3600 \cdot n \cdot Q_{\text{КГУ}} \cdot T_{\text{ВСТ}} \cdot 10^{-6}, \left[\frac{\text{ГДж}}{\text{рік}} \right]$$

- електричної

$$E_{\text{РІК}}^{\text{КГУ}} = n \cdot N_{\text{КГУ}} \cdot T_{\text{ВСТ}}, \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}} \right]$$

де $N_{\text{КГУ}}$ – встановлена електрична потужність прийнятої когенераційної установки, кВт.

Розрахункова річна витрата природного газу в КГУ визначається за залежністю:

$$B_{\text{РІК}}^{\text{КГУ}} = n \cdot B_{\text{КГУ}} \cdot T_{\text{ВСТ}}, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{рік}} \right]$$

де $B_{\text{КГУ}}$ – годинна витрата природного газу когенераційною установкою згідно з паспортними даними на установку, м³/год;

Річні грошові витрати на купівлю природного газу в КГУ становитимуть:

$$\text{ПГ}_{\text{КГУ}} = B_{\text{РІК}}^{\text{КГУ}} \cdot C_{\text{ПГ}}, \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$$

де $C_{\text{ПГ}}$ – ціна природного газу, грн/м³.

У випадку, коли на власні потреби котельні витрачається лише частка виробленої електричної енергії, її залишок може бути проданий:

$$EE = (1 - \alpha_{\text{ВП}}^{\text{ЕЕ}}) \cdot E_{\text{РІК}}^{\text{КГУ}} \cdot C_{\text{Е}}, \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$$

де

$\alpha_{\text{вп}}^{\text{ЕЕ}}$ – частка виробленої електричної енергії, яка витрачається на власні потреби, частка одиниці;

$\text{Ц}_{\text{Е}}$ – ціна електроенергії, грн/кВт·год.

Отримані від продажу електроенергії кошти можуть бути використані на часткове покриття витрат з закупівлі природного газу, тому кінцеві витрати на купівлю природного газу становитимуть:

$$\text{ПГ}'_{\text{КГУ}} = \text{ПГ}_{\text{КГУ}} - \text{ЕЕ}, \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$$

При виробленні еквівалентної кількості теплової енергії в водогрійних котлах річна витрата природного газу становитиме:

$$B_{\text{РІК}}^{\text{К}} = \frac{Q_{\text{РІК}} \cdot 10^{-3}}{Q_{\text{Н}}^{\text{Р}} \cdot \eta_{\text{К}}}, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{рік}} \right]$$

де

$Q_{\text{РІК}}$ – річне споживання теплової енергії, ГДж;

$Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}$ – теплота згорання палива, МДж/м³;

$\eta_{\text{К}}$ – коефіцієнт корисної дії котла, частка одиниці.

Річні грошові витрати на купівлю природного газу в котельні становитимуть:

$$\text{ПГ}_{\text{К}} = B_{\text{РІК}}^{\text{К}} \cdot \text{Ц}_{\text{ПГ}}, \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$$

Річні грошові витрати на електроенергію, яку необхідно купувати для забезпечення власних потреб котельні:

$$\text{ЕЕ}_{\text{К}} = \alpha_{\text{вп}}^{\text{ЕЕ}} \cdot \text{Е}'_{\text{РІК}}^{\text{КГУ}} \cdot \text{Ц}_{\text{Е}}, \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$$

Економія коштів після впровадження когенераційної газопоршневої установки становитиме:

$$\text{Е} = \text{ПГ}_{\text{К}} + \text{ЕЕ}_{\text{К}} - \text{ПГ}'_{\text{КГУ}}, \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$$

Приклад розрахунку ефективності заходу наведено в розділі 8.

5.3.6. ЗАМІНА ТЕПЛОТРАС НА ПОПЕРЕДНЬО ІЗОЛЬОВАНІ

Теплота, яка відпускається споживачам системи тепlopостачання, частково втрачається в навколишнє середовище шляхом теплопередачі через стінки трубопроводів. Отже, щоб зменшити ці втрати, а відповідно, і перевитрату палива на покриття втрат, необхідно підвищувати температурний опір трубопроводів теплових мереж шляхом їх ізолювання матеріалами з низьким коефіцієнтом теплопровідності.

Актуальним шляхом зменшення втрат в теплових мережах є застосування попередньо ізольованих труб. Відповідно до ДСТУ Б В.2.5-31:2007⁶⁶, в теплових мережах опалення, які транспортують воду і водяний пар з температурою не більшою за 140°C і максимальним робочим тиском не більшим за 1,6 МПа, застосовують трубопроводи, попередньо теплоізольовані спіненим поліуретаном (трубопроводи ПТПУ) з провідною трубою зі сталі. Залежно від способу прокладання, їх покривають захисною оболонкою з поліетилену (підземні теплові мережі) або металу, стійкого до атмосферної корозії (надземні мережі).

Товщина ізоляційного шару зовнішніх поверхонь обладнання і трубопроводів, залежно від способу прокладання, повинна задовольняти різні умови: задане зниження температури теплоносія, задану температуру на поверхні ізоляції, задану величину щільності теплового потоку тощо.

Вхідні дані для розрахунку ефективності заходу:

L – довжина ділянки, м;

d_3 – зовнішній діаметр трубопроводу без ізоляції, м;

D_3 – зовнішній діаметр ізольованого трубопроводу, м;

λ_3 – коефіцієнт теплопровідності ізоляції, Вт/(м·К);

t_1/t_2 – температурний режим мережі, °С;

η_k – коефіцієнт корисної дії котла, частка одиниці;

$Q_{нр}$ – теплота згорання палива, кДж/м³(кг);

T_p – число годин роботи котла за рік, год/рік;

$C_{пал}$ – ціна палива, грн/м³;

$V_{уст}$ – витрати на купівлю устаткування, грн. Вартість обладнання визначається відповідно до договірних цін (на підставі тендера).

Кількість теплоти, віддана ділянкою трубопроводу в навколишнє середовище:

$$Q_{втр} = q_1 \cdot L \cdot 10^{-3}, [\text{кВт}]$$

Де

q_1 – тепловий потік з поверхні 1 погонного метру ізольованого трубопроводу, Вт/м;

L – довжина ділянки, м.

Тепловий потік визначається за залежністю:

⁶⁶ ДСТУ Б В.2.5-31:2007 «Трубопроводи попередньо теплоізольовані спіненим поліуретаном для мереж гарячого водопостачання та теплових мереж. Труби, фасонні вироби та арматура. Технічні умови». - Київ: Мінбуд України, 2007

$$q_1 = \frac{\tau - t_{PH}}{R_1}, \left[\frac{\text{Вт}}{\text{м}} \right]$$

де

τ – температура теплоносія (води), визначається згідно з СНиП 2.04.14-88⁶⁷, °С;

t_{PH} – температура навколишнього середовища, визначається згідно з СНиП 2.04.14-88, °С;

R_1 – сумарний термічний опір тепловій ізоляції, (м·К)/Вт.

Сумарний термічний опір тепловій ізоляції визначається за залежністю:

$$R_1 = R_1^{I3} + R_1'', \left[\frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}} \right]$$

де

R_1^{I3} – термічний опір ізоляції, (м·К)/Вт;

R_1'' – термічний опір тепловіддачі від поверхні ізольованої труби в навколишнє середовище, (м·К)/Вт.

Термічний опір ізоляції визначається за залежністю:

$$R_1^{I3} = \frac{\ln \left(\frac{d_3 + 2 \cdot \delta_{I3}}{d_3} \right)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{I3}}, \left[\frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}} \right]$$

де

d_3 – зовнішній діаметр трубопроводу без ізоляції, м;

λ_{I3} – коефіцієнт теплопровідності ізоляції, Вт/(м·К);

δ_{I3} – товщина ізоляції, м.

Товщина ізоляції попередньо ізольованих труб нормується ДСТУ Б В.2.5-31:2007 та залежить від діаметра труби.

Термічний опір тепловіддачі від поверхні попередньо ізольованої труби в навколишнє середовище:

$$R_1'' = \frac{1}{\pi \cdot \alpha \cdot (d_3 + 2 \cdot \delta_{I3})}, \left[\frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}} \right]$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ізоляції в навколишнє середовище, визначається згідно з СНиП 2.04.14-88, Вт/(м²·К).

Витрата палива на вироблення теплоти, яка відпускається споживачам, визначається за залежністю:

⁶⁷ СНиП 2.04.14-88 «Теплова ізоляція обладнання і трубопроводів». Постанова від 09.08.1988 № 155 «Про ствердження СНиП 2.04.14-88 "Теплова ізоляція устаткування та трубопроводів"»

$$B = \frac{Q_{\text{відп}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta}, \left[\frac{\text{М}^3(\text{КГ})}{\text{ГОД}} \right]$$

Відпущена теплота, в свою чергу, визначається як:

$$Q_{\text{відп}} = Q_{\text{кор}} + Q_{\text{втр}}, [\text{кВт}]$$

де

$Q_{\text{кор}}$ – корисна теплота, яка надходить споживачу, кВт;

$Q_{\text{втр}}$ – втрати теплоти у навколишнє середовище при транспортуванні теплоносія по тепловій мережі, кВт.

При застосуванні попередньо ізольованих трубопроводів теплової мережі втрати теплоти у навколишнє середовище при транспортуванні теплоносія зменшуються у порівнянні з неізольованими трубопроводами. Відповідно, зменшується і витрата палива на виробництво теплової енергії.

Економія палива за рахунок застосування попередньо ізольованих труб становитиме:

$$\Delta B_{\text{із}} = \frac{(Q_{\text{кор}} + Q_{\text{втр п}}) \cdot 3600}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{к}}} - \frac{(Q_{\text{кор}} + Q_{\text{втр із}}) \cdot 3600}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{дж}}} = \frac{3600 \cdot (Q_{\text{втр п}} - Q_{\text{втр із}})}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{к}}}, \left[\frac{\text{М}^3(\text{КГ})}{\text{ГОД}} \right]$$

де

$Q_{\text{втр п}}$ – початкові втрати теплоти у навколишнє середовище при транспортуванні теплоносія по тепловій мережі, кВт;

$Q_{\text{втр із}}$ – втрати теплоти у навколишнє середовище після застосування попередньо ізольованих труб, кВт;

$Q_{\text{нр}}$ – теплота згорання палива, кДж/м³(кг);

$\eta_{\text{к}}$ – ККД котла (джерела енергії), частка одиниці.

Економія коштів після заміни труб на попередньо ізольовані:

$$E = \Delta B \cdot T_{\text{р}} \cdot C_{\text{пал}}, \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$$

Приклад розрахунку ефективності заходу наведено в розділі 8.

5.3.7. ТЕПЛОІЗОЛЯЦІЯ ІСНУЮЧИХ ТЕПЛОТРАС

Ізоляцію зовнішніх поверхонь трубопроводів систем тепlopостачання потрібно виконувати за чинними будівельними нормами, за якими товщина ізоляційного шару зовнішніх поверхонь обладнання і трубопроводів, залежно від способу прокладання, повинна задовольняти різні умови: задане зниження температури теплоносія, задану температуру на поверхні ізоляції, задану величину щільності теплового потоку тощо.

Вхідні дані для розрахунку ефективності заходу:

L – довжина ділянки, м;

d_3 – зовнішній діаметр трубопроводу без ізоляції, м;

λ_{I3} – коефіцієнт теплопровідності ізоляції, Вт/(м·К);

t_1/t_2 – температурний режим мережі, °С;

η_k – коефіцієнт корисної дії котла, частка одиниці;

Q_{HP} – теплота згорання палива, кДж/м³(кг);

T_P – кількість годин роботи котла за рік, год/рік;

$C_{Пал}$ – ціна палива, грн/м³;

$V_{уст}$ – витрати на купівлю устаткування, грн. Вартість обладнання визначається відповідно до договірних цін (на підставі тендера).

Формули розрахунку.

Нормоване значення лінійної густини теплового потоку q_1^H для заданих умов визначається відповідно до вимог СНиП 2.04.14-88.

Сумарний термічний опір теплової ізоляції визначається за залежністю:

$$R_1^H = \frac{\tau - t_{PH}}{q_1^H}, \left[\frac{M \cdot K}{BT} \right]$$

де

τ – температура теплоносія (води), визначається згідно з СНиП 2.04.14-88, °С;

t_{PH} – температура навколишнього середовища, визначається згідно з СНиП 2.04.14-88, °С;

q_1^H – нормоване значення лінійної густини теплового потоку, Вт/м.

Товщина шару теплової ізоляції спрощено визначається за залежністю:

$$\delta_{I3} = \frac{e^{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{I3} \cdot R_1^H} - 1}{2} \cdot d_3, \text{ м}$$

де

d_3 – зовнішній діаметр трубопроводу без ізоляції, м;

λ_{I3} – коефіцієнт теплопровідності ізоляції, Вт/(м·К).

Термічний опір основного шару ізоляції визначається за залежністю:

$$R_1^{I3} = \frac{\ln \left(\frac{d_3 + 2 \cdot \delta_{I3}}{d_3} \right)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{I3}}, \left[\frac{M \cdot K}{BT} \right]$$

Термічний опір покривного шару визначається за залежністю:

$$R_1^{\text{п.ш}} = \frac{\ln \left(\frac{d_3 + 2 \cdot \delta_{\text{із}} + 2 \cdot \delta_{\text{п.ш}}}{d_3 + 2 \cdot \delta_{\text{із}}} \right)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{п.ш}}}, \left[\frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}} \right]$$

де

$\delta_{\text{п.ш}}$ – товщина шару покривного матеріалу, м;

$\lambda_{\text{із}}$ – коефіцієнт теплопровідності покривного матеріалу, Вт/(м·К).

Термічний опір тепловіддачі від поверхні покривного шару ізолюваної труби в навколишнє середовище:

$$R_1'' = \frac{1}{\pi \cdot \alpha \cdot (d_3 + 2 \cdot \delta_{\text{із}} + 2 \cdot \delta_{\text{п.ш}})}, \left[\frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}} \right]$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ізолюваної труби в навколишнє середовище, визначається згідно з СНиП 2.04.14-88, Вт/(м²·К).

Сумарний термічний опір теплової ізоляції визначається за залежністю:

$$R_1 = R_1^{\text{із}} + R_1^{\text{п.ш}} + R_1'', \left[\frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}} \right]$$

Тепловий потік визначається за залежністю:

$$q_1 = \frac{\tau - t_{\text{РН}}}{R_1}, \left[\frac{\text{Вт}}{\text{м}} \right]$$

де

τ – температура теплоносія (води), визначається згідно з СНиП 2.04.14-88, °С;

$t_{\text{РН}}$ – температура навколишнього середовища, визначається згідно з СНиП 2.04.14-88, °С.

Кількість теплоти, віддана ділянкою в навколишнє середовище:

$$Q_{\text{втр}} = q_1 \cdot L \cdot 10^{-3}, [\text{кВт}]$$

де

q_1 – тепловий потік з поверхні 1 погонного метру ізолюваного трубопроводу, Вт/м;

L – довжина ділянки, м.

Економія палива за рахунок застосування теплової ізоляції трубопроводів становитиме:

$$\Delta B_{\text{із}} = \frac{3600 \cdot (Q_{\text{втр п}} - Q_{\text{втр із}})}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{к}}}, \left[\frac{\text{м}^3(\text{кг})}{\text{ГОД}} \right]$$

де

$Q_{\text{втр п}}$ – початкові втрати теплоти у навколишнє середовище при транспортуванні теплоносія по тепловій мережі, кВт;

$Q_{\text{втр із}}$ – втрати теплоти у навколишнє середовище після застосування теплової ізоляції, кВт;

$Q_{\text{нр}}$ – теплота згорання палива, кДж/м³(кг);

$\eta_{\text{к}}$ – ККД котла (джерела енергії), частка одиниці.

Економія коштів після ізолювання існуючих трубопроводів:

$$E = \Delta B \cdot T_p \cdot C_{\text{пал}} \left[\frac{\text{грн.}}{\text{рік}} \right]$$

Приклад розрахунку ефективності заходу наведено в розділі 8.

5.3.8. ВСТАНОВЛЕННЯ ЧАСТОТНОГО ПЕРЕТВОРЮВАЧА НА ДИМОСОС ТА/АБО ВЕНТИЛЯТОР

Димососи і дуттьові вентилятори призначені для контрольованої тяги, виведення продуктів горіння.

Узгоджена робота вентиляційних пристроїв забезпечує певне співвідношення «повітря-паливо» в камері згорання котла, яке залежить від сили і напрямку вітру, температури повітря та інших погодних умов.

Дуттьові нагнітальні пристрої встановлюють перед камерою згорання. Їх призначення - забезпечувати подачу повітря в топку. Димососи розташовують на виході топки або в кінці вентиляційного каналу. Ці пристрої призначені для створення тиску розрідження в димоході і відведення газів, що утворюються при згоранні палива.

Головне завдання дуттьових пристроїв - забезпечення оптимальної різниці тисків всередині і зовні топки. Від цього залежить повнота згорання палива, його тепловіддача, кількість шкідливих речовин в скидних газах і ККД котельного агрегату в цілому.

Вимоги до дуттьових установок під час проектування котельнь наведені в розділі 9 ДБН В.2.5-77:2014 «Котельні».

Для управління продуктивністю котельних агрегатів застосовують такі методи:

- зміна тяги регулюванням шибєрними заслінками димососа;
- встановлення вентиляторів зі змінним кутом нахилу лопатей;
- регулювання частоти обертання електродвигуна димососа гідромуфтою;

Такі методи забезпечують повне згорання палива в усьому діапазоні продуктивності. Незважаючи на це, традиційні схеми управління тягою мають серйозні недоліки.

Кожний дуттьовий пристрій приводиться в рух асинхронним двигуном з короткозамкненим ротором. Ці електричні машини мають постійну частоту обертання ротора. Для регулювання об'єму повітря, що надходить в топку, і управління тягою традиційно використовуються шибєрні заслінки з сервоприводом і вентилятори з регульованим нахилом лопатей.

Регулювання обсягу подачі (відсмоктування) повітря (газів) проводиться за рахунок зміни рівня відкриття заслінки, так званий метод дроселювання. Спрощена схема дроселювання наведена на рисунку. Так звана дросельна заслінка регулюється на котлі в залежності від режиму роботи. Двигун обертається на максимальній швидкості незалежно від режиму роботи котла і рівня відкриття дроселя.

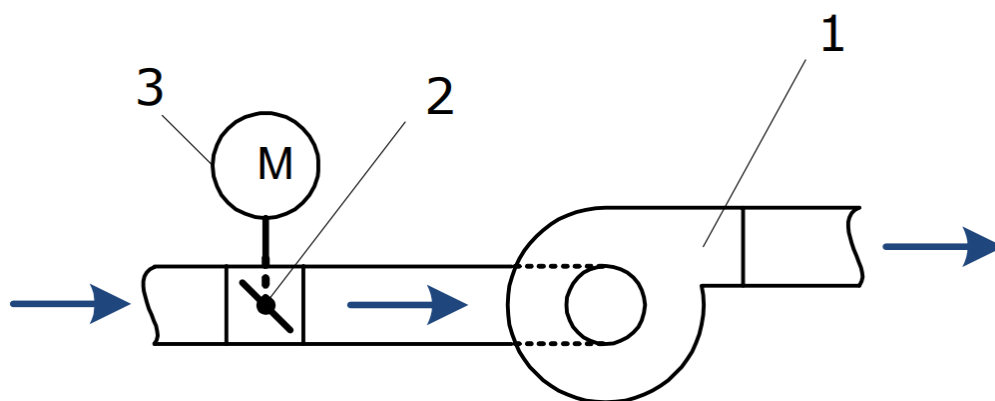


Рисунок 5.9 - Спрощена схема регулювання продуктивності дроселюванням: 1 – дуттьовий пристрій; 2 - шибєрна заслінка; 3 - електропривод шибєрної заслінки

Водночас об'єм повітря, необхідний для підтримки нормального горіння, може визначатися за допомогою дифманометра, що вимірює різницю тисків до і перед камерою згорання. За цим параметром також визначається обсяг подачі палива. Регулювання здійснюється шляхом зміни перерізу трубопроводу за допомогою заслінок з електроприводом або кута нахилу лопаток вентиляторів димососів і надуву. Для забезпечення повного згорання рідкого або газового палива продуктивність дуттьового вентилятора повинна перевищувати витрати димососа.

Такі способи управління мають наступні недоліки:

- Виникнення автоколивань контуру дуттьових системи. При найменших помилках проектування, зміні конфігурації труб, їх перетину виникає явище резонансу. Енергія, що виділяється при цьому, може досягати декількох десятків тисяч ват. Вібрації руйнують трубопровід, призводять до зриву факела в токах, поломок вентиляторів.
- Нерівномірне навантаження. При регулюванні шибєрами навантаження на двигуни коливається від 10% до 200% від номінального розрахованого значення. Потужність електродвигуна, розмір вентилятора доводиться вибирати з великим запасом. Водночас дуттьові пристрої часто працюють в режимі недозавантаження, нераціонально витрачаючи електроенергію.

- Перевантаження при пуску. Значний момент інерції викликає підвищене ковзання в момент запуску електродвигуна. Це призводить до різкого збільшення струму і перегріву і пошкодження обмоток, зниження терміну служби електричної машини. Для захисту двигунів необхідні і додаткові апарати. Крім того, запуск вентиляторів викликає осідання напруги і суттєве збільшення навантаження на мережу, що негативно позначається на іншому електрообладнанні.
- Необхідність установки датчиків положення заслінки. Застосування схеми регулювання зі зворотним зв'язком за різницею тисків не завжди забезпечує плавне регулювання тяги і об'єму повітря, поданого в камеру згорання. Для нормального пуску дуттьової системи і контролю процесу виробництва тепла доводиться встановлювати датчики положення заслінок або дорогий сервопривод.
- Отже, регулювання тяги традиційними методами - недостатньо надійний і дорогий спосіб управління продуктивністю котелень. Дуттьові вентилятори часто працюють вхолосту або в режимі сильного перевантаження. Потужність електродвигунів та електроапаратів захисту доводиться вибрати з великим запасом.

Проблема виникнення резонансних частот і автоколивань контурів системи подачі повітря і димовидалення також залишається невирішеною. Регулювання продуктивності димососів і дуттьових вентиляторів шляхом зміни нахилу лопатей або гідромуфтми також економічно недоцільне. Такі вентилятори мають високу вартість.

Частотні перетворювачі (ПЧ) - пристрої для плавного пуску, розгону та регулювання частоти обертання і моменту на валу електродвигуна.

Принцип їхньої дії заснований на впливі частоти змінної напруги, що подається на обмотки електричної машини, на швидкість обертання валу. ПЧ трансформують напругу 50 Гц в напругу більшої або меншої частоти. Коефіцієнт корисної дії частотних перетворювачів становить понад 95%. Ці електротехнічні пристрої споживають близько 1-2% потужності, що подається на електродвигун.

Крім регулювання кутової швидкості і моменту, ПЧ дозволяють реалізувати практично будь-яку схему управління зі зворотним зв'язком за кількома параметрами, виконують функції захисту від ненормальних режимів. Вбудовані контролери також забезпечують обмін даними з ПК та іншими пристроями управління.

При прямому запуску асинхронних двигунів виникають пускові струми, що в кілька разів перевищують номінальну величину. Момент на валу двигуна при протіканні перехідних процесів досить малий. Значний момент інерції дуттьових вентиляторів також викликає значні перевантаження, які можуть призвести до перегорання обмоток.

При подачі напруги низької частоти індуктивний опір електродвигуна знижується, що робить можливим збільшення струму, що подається на обмотки. Пусковий момент на валу досягає 200% від номіналу, це дозволяє подолати інерцію без сильних перевантажень струму.

Отже, частотно-регульований привід вирішує проблему перевантажень при пуску дуттьових вентиляторів і димососів. Управління пуском і розгоном двигуна здійснюється відповідно до заданого алгоритму, реалізованого на ПЧ виробником, а

налаштування ПЧ вибирають за параметрами дуттьової системи котла при встановленні.

Використання частотних перетворювачів надає наступні переваги, дозволяючи:

- Повністю автоматизувати роботу котельні і побудувати САР (систему автоматичного регулювання) зі зворотним зв'язком за кількома технологічними параметрами. Наприклад, в потужних котельнях використовують економайзери і підігрівачі повітря, які нагріваються від газів, що видаляються. При цьому їхня температура не повинна знижуватися нижче від точки випадання роси. Установка датчика температури в димососі дозволяє регулювати частоту обертання частотно-регульованого приводу вентиляторів і ефективно використовувати тепло, що виділяється.
- Знизити витрати електроенергії на 50-70%. Регульована продуктивність дуттьової системи, відмова від шибєрних заслінок і механічних гальм зменшують споживання електричної енергії.
- Зменшити експлуатаційне навантаження вентиляторів і інших вузлів системи димовідведення. При правильному налаштуванні знижуються вібрації, що викликають руйнування лопатей і трубопроводу.
- Збільшити термін служби електродвигунів. Плавний пуск, розгін, динамічне гальмування знижують нагрівання обмоток і сприяють збільшенню експлуатаційного режиму електричних машин.
- Відмовитися від складних схем захисту. Перетворювачі частоти автоматично відключають електродвигун при зниженні напруги, обриві фази, перегрів, інших аваріях і аномальних режимах роботи.
- Знизити вміст шкідливих речовин в продуктах горіння. Регулювання димовідведення забезпечує оптимальну подачу кисню в камеру згорання. При цьому паливо згорає повністю. У викидах котелень з частотно-регульованим приводом дуттьових вентиляторів і димососів знижується вміст чадного газу та інших небезпечних речовин.
- Забезпечити підхоплення електродвигуна. При короткочасних відключеннях електроенергії або зниженні напруги в мережі двигун зупиняється. При цьому вентилятор продовжує обертатися за інерцією. Частотний привід забезпечує плавне підхоплення електродвигуна при відновленні електропостачання.

Крім зазначених переваг, частотні перетворювачі також підтримують поширені протоколи обміну даними та дозволяють спростити схему телемеханічного управління і диспетчеризації котельні. Векторне управління забезпечує точне регулювання технологічних параметрів.

Перетворювачі з функцією автоматичної адаптації можна застосовувати для модернізації діючих котелень, без заміни застарілих електродвигунів.

Технічна ефективність впровадження частотно-регульованого приводу дуттьових систем котелень визначається збільшенням надійності схем захисту і управління,

спрощенням диспетчеризації і телемеханічного контролю, можливістю побудови повністю автоматизованих систем.

Економічний ефект досягається багаторазовим зниженням споживання електроенергії, можливістю оптимізувати роботу котельень з рекуперацією тепла продуктів горіння, скороченням витрат на ремонт і обслуговування двигунів, зменшенням кількості електроапаратів і датчиків.

Визначення економії електроенергії. Споживана потужність є функцією від продуктивності насоса (компресора, вентилятора, димососа):

$$S = f(Q)$$

де

S – споживана електрична потужність, Вт;

Q – продуктивність механізму, м³/год.

Продуктивність механізму залежить від частоти обертання приводного електродвигуна:

$$Q = n^3$$

де n – частота обертання приводного електродвигуна, об/хв.

Отже, споживана електрична потужність залежить від кубу частоти обертання приводного електродвигуна:

$$S = f(n^3)$$

Порівняємо два способи регулювання подачі повітря: регулювання заслінкою та частотне регулювання.

Частотне регулювання дозволяє зменшення подачі повітря до 70% від номінальної, при регулюванні заслінкою споживана потужність становитиме 100%, так як електродвигун обертається з тією ж частотою. При частотному регулюванні частота обертання зменшиться в 1,43 рази, а споживана потужність зменшиться в 2,92 рази.

При зменшенні подачі до 50% від номінальної, при регулюванні заслінкою споживана потужність становитиме як і при подачі на 100%.. При частотному — частота обертання зменшиться в 2 рази, а споживана потужність зменшиться в 8 разів.

Використаємо наступну формулу для визначення терміну окупності:

$$T = \frac{З}{(P_1 - P_2) * Ц}$$

де

T – термін окупності, год;

З – затрати на модернізацію (вартість перетворювача частоти), грн.;

P_1 – споживана потужність до модернізації, кВт;

P_2 – споживана потужність після модернізації, кВт;

C – ціна за електроенергію, грн/кВт·год.

Приклад розрахунку ефективності заходу наведено в розділі 8.

5.3.9. ВСТАНОВЛЕННЯ ЧАСТОТНОГО ПЕРЕТВОРЮВАЧА НА НАСОСИ

Одним із способів оптимізації режиму роботи насосів є зміна швидкості обертання робочого колеса. Існує багато способів зміни швидкості обертання: використання редукторів із змінним передавальним відношенням, використання гідromуфт, зміна частоти обертання за допомогою частотного перетворювача. При проектуванні установки з урахуванням усіх її особливостей може бути обґрунтований будь-який з цих варіантів. Однак при модернізації існуючих установок найбільш актуальним варіантом є зміна частоти обертання приводу. В цьому випадку механічна частина не зачіпається.

При використанні перетворювача частоти для керування електродвигуном економії електроенергії можна досягти за умови, що при зміні стану системи потрібно підтримувати будь-який з технологічних параметрів теплоносія:

- витрата води,
- тиск,
- температура.

Найбільш точні розрахунки продуктивності насоса й тиску на виході і споживаної потужності можна отримати, використовуючи характеристичні криві насоса. Однак не завжди вони наводяться для різної частоти обертання ротора, але навіть маючи графіки для однієї частоти обертання ротора, можна перерахувати їх для інших швидкостей обертання.

Тиск на виході насоса або не регулюється взагалі, або підтримується за допомогою рециркуляції (частина рідини скидається назад), або дроселюванням (потік регулюється регульованою заслінкою). Залежно від способу регулювання, робоча точка насоса по-різному зміщується по сімейству характеристичних кривих. Найневдаліші варіанти - це відсутність регулювання і рециркуляція, що призводять до максимальної витрати енергії і підвищеного тиску в системі. При дроселюванні вдається трохи знизити споживану потужність в разі зниження продуктивності. Графіки споживання електроенергії, в залежності від витрати рідини для різних способів регулювання при постійному тиску на виході, наведені на Рисунок 5.100.

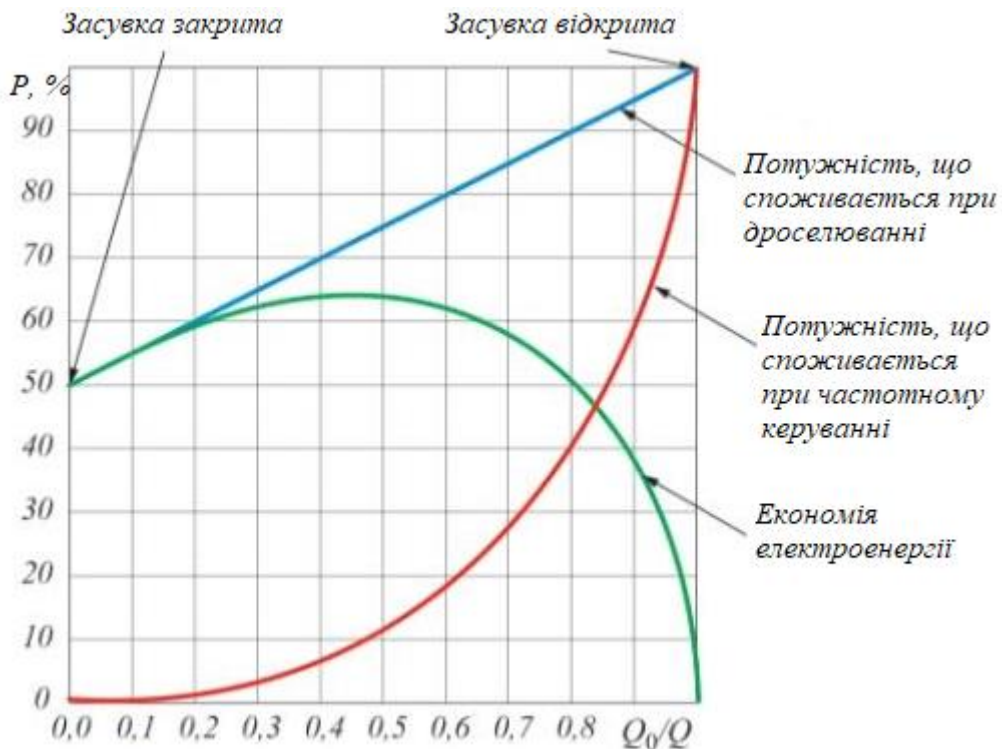


Рисунок 5.10 – Споживана потужність при різних способах регулювання витрати

Вхідні дані для розрахунку ефективності заходу:

T_p – кількість годин роботи насоса за рік, годин;

$P_{ном}$ – номінальна потужність двигуна насоса, кВт;

$Q_{ном}$ – номінальна витрата насоса, м³/год;

$Q_{др}$ – витрата при дроселюванні, м³/год;

$Ц_e$ – ціна електроенергії, грн/кВт·год;

$В_{уст}$ – витрати на купівлю устаткування, грн. Вартість обладнання визначається відповідно до договірних цін (на підставі тендера).

При дроселюванні витрата зменшується, але тиск на виході насоса зростає, тому споживана потужність не суттєво зменшується при зменшенні витрати. Зміну споживаної потужності можна оцінити за характеристичними кривими або використовуючи емпіричну формулу:

$$P_{др} = \frac{P_{ном}}{2} \left(1 + \frac{Q_{др}}{Q_{ном}} \right)$$

де

$P_{др}$ – потужність при дроселюванні, кВт;

$P_{ном}$ – номінальна потужність двигуна насоса, кВт;

$Q_{др}$ – витрата, при дроселюванні, м³/год;

$Q_{ном}$ – номінальна витрата насоса, м³/год.

Для різних частот обертання n_i для одного і того ж насоса існують різні характеристичні криві. Ці характеристичні криві пов'язані за законом подібності:

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2$$

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2}$$

де

P_i – механічна потужність двигуна насоса, кВт;

n_i – частота обертання, 1/хв;

Q_i – витрата насоса, м³/год.

Із вищенаведених формул випливає формула споживаної потужності насоса при частотному регулюванні, кВт:

$$P_{чрп} = P_{ном} \left(\frac{Q_{др}}{Q_{ном}}\right)^3$$

Зменшення потужності при застосуванні частотного перетворювача, кВт:

$$\Delta P = P_{др} - P_{чрп}$$

Якщо механізм працює в кількох характерних режимах (для мережевого насоса - зимовий і літній), тоді зменшення потужності для кожного режиму обраховується окремо.

Зменшення електроспоживання за рік при застосуванні частотного перетворювача, кВт·год:

$$\Delta EE = \Delta P_1 T_1 + \Delta P_2 T_2 + \dots + \Delta P_n T_n$$

де T_i – тривалість характерного режиму в годинах, $\sum T_i \leq 8760$ год.

Економія коштів за рік при застосуванні частотного перетворювача, грн:

$$E = \Delta EE \cdot C_E$$

де C_E – ціна електроенергії, кВт·год.

Приклад розрахунку ефективності заходу наведено в розділі 8.

5.3.10. ЗАМІНА НАСОСА

Часом виникає необхідність виконати заміну старого насоса, який відпрацював свій ресурс і має низький ККД.

Більшість встановлених циркуляційних насосів на котельнях - застарілі та не відповідають фактичній витраті теплоносія, оскільки з часом кількість споживачів теплової котельні може зменшуватись або ж збільшуватись, що призведе до неефективного використання циркуляційного насоса та перевитрати електричної енергії. Необхідно провести розрахунки з підбору нових циркуляційних насосів, які в порівнянні зі старими насосами мають вищий ККД та можуть працювати в різних навантаженнях.

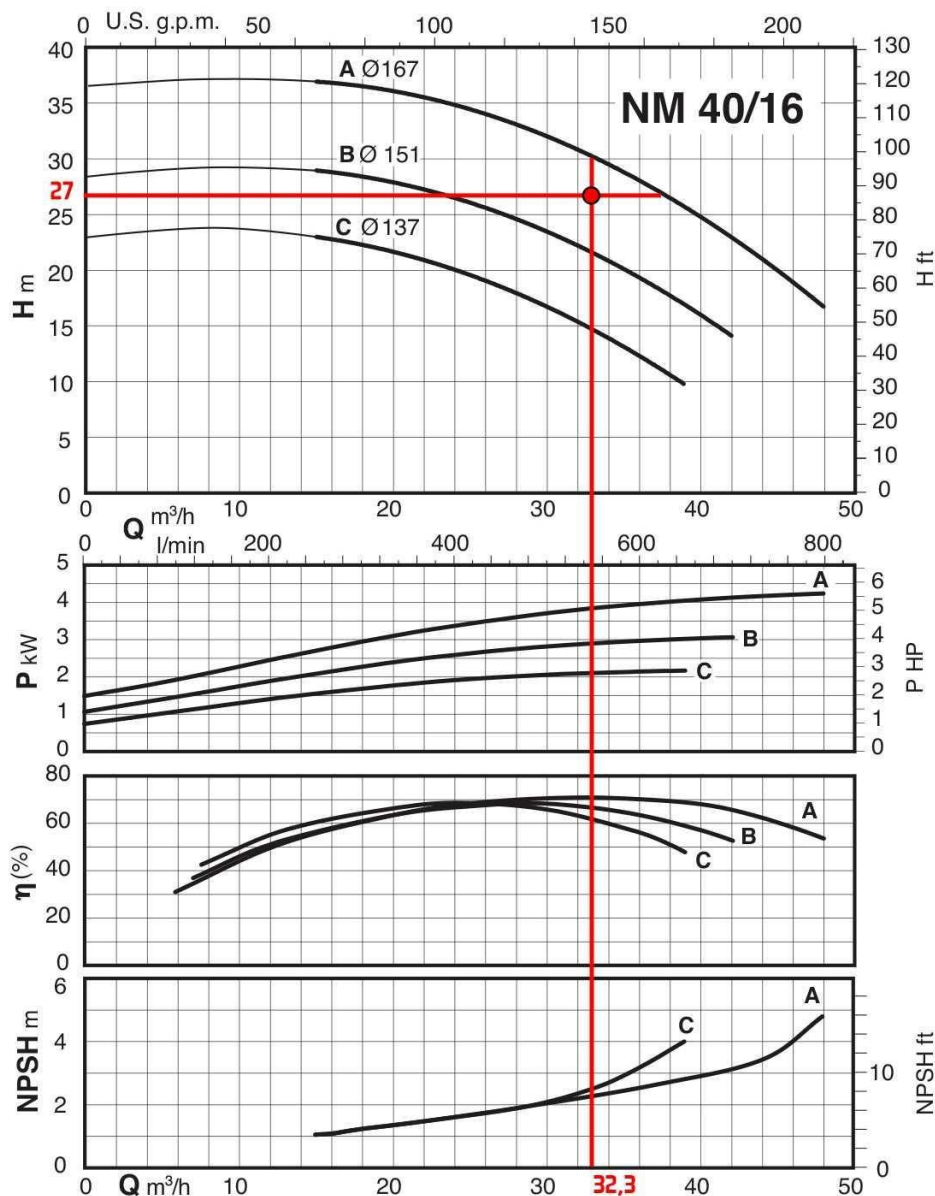


Рисунок 5.11 - Графік підбору циркуляційного насоса залежно від витрати

Приклад розрахунку ефективності заходу наведено в розділі 8.

5.3.11. ВСТАНОВЛЕННЯ ЧИ МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ПОГОДНОГО РЕГУЛЮВАННЯ

Від коливань зовнішньої температури залежить величина теплового навантаження, необхідного для опалення будинку. Тому погодозалежне регулювання вважається раціональним і розумним способом знизити рівень енергоспоживання.

При реконструкції або капітальному ремонті кожної будівлі, що опалюється централізовано, має бути встановлений індивідуальний тепловий пункт (ІТП) з автоматичним регулюванням теплового потоку залежно від погодних умов.

У кожному будинку, що опалюється централізовано, має бути встановлений індивідуальний тепловий пункт (ІТП), під'єднаний до внутрішньобудинкової системи за незалежною схемою.

На **Рисунок 5.12** показано основні елементи ІТП з погодним регулюванням. Насправді, схема може розширюватися залежно від потреб будівлі.

Рекомендовано використовувати незалежне підключення до теплової мережі (через теплообмінник).

В межах однієї будівлі може бути кілька індивідуальних теплових пунктів відповідно до кількості теплових систем (система опалення, гаряче водопостачання, вентиляція тощо).

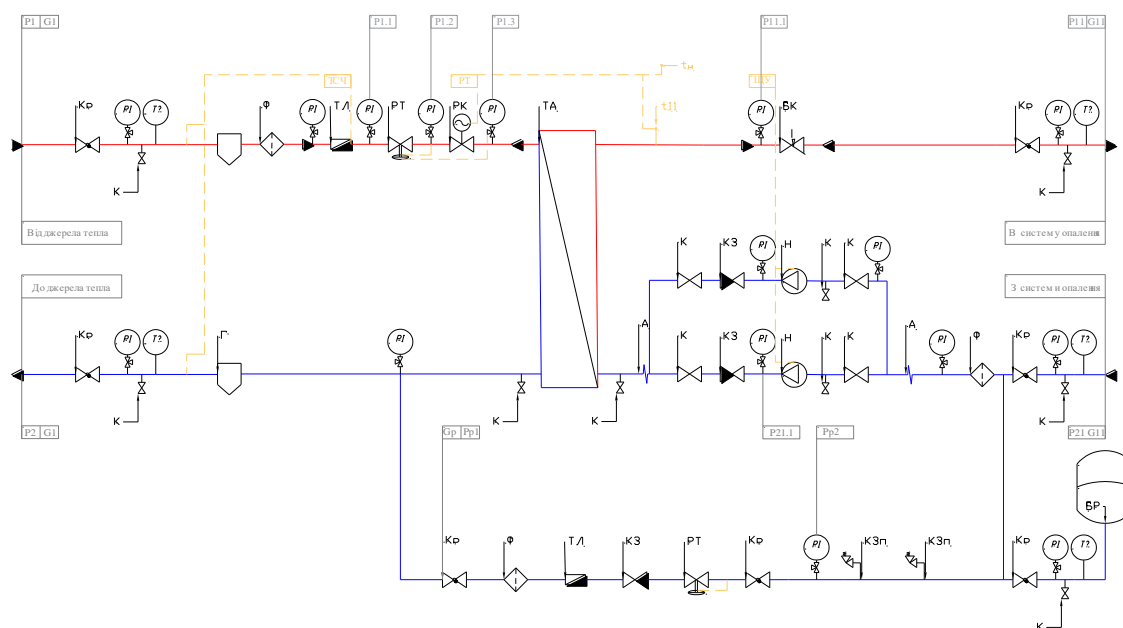


Рисунок 5.12 – Принципова схема ІТП з погодним регулюванням, під'єднаного до системи за незалежною схемою

ІТП – це комплекс автоматичного обладнання, у якому електронний регулятор температури (в складі щита керування) корегує температуру теплоносія на вході в систему теплоспоживання за допомогою регульовального клапана з електроприводом згідно з вихідними сигналами таких датчиків: температури зовнішнього повітря, температури теплоносія на вході в систему, тощо (ДБН В.2.5-67: 2013 «Опалення, вентиляція та кондиціонування»).

На **Рисунок 5.13** наведено графік споживання теплової енергії будівлею без погодного регулювання, встановлено тільки елеваторний вузол. На **Рисунок 5.144** зображено графік споживання за той самий період, але будівлею, де встановлено індивідуальний тепловий пункт з погодним регулюванням. Дані було отримано зчитуванням архіву з лічильників тепла.

У випадку «без регулювання» спостерігається певна залежність між зовнішньою температурою та споживанням, тому що в джерелі тепла все-таки регулювання за погодними умовами наявне. Але ця залежність є слабкою.



Рисунок 5.13 – Споживання теплової енергії залежно від зовнішньої температури житловою будівлею без погодного регулювання

Водночас у випадку з погодним регулюванням, споживання теплової енергії в «протифазі» до зовнішньої температури. Регулятор чітко відстежує і набагато краще реагує на всі зміни зовнішньої температури.



Рисунок 5.14 - Споживання теплової енергії залежно від зовнішньої температури житловою будівлею з погодним регулюванням

Приклад розрахунку ефективності заходу наведено в розділі 8.

5.3.12. ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОАКУМУЛЮЮЧИХ УСТАНОВОК ДЛЯ КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Встановлення теплоакумулюючих установок може бути виконане для вирівнювання графіка електричного навантаження та матиме наслідком зниження вартості електричної енергії. Забезпечення навантаження у години, коли зазвичай у мережі наявний провал, може бути використане для отримання більш вигідного тарифу на спожиту електричну енергію. У цьому випадку потрібно ознайомитись з пропозиціями альтернативних постачальників електричної енергії.

Захід передбачає встановлення теплоізольованого бака-акумулятора та відповідної системи регулювання і автоматики. Нагрів бака буде виконуватися за рахунок електричної енергії в години відсутності попиту, переважно вночі. Відповідно, графік електричного навантаження котельні матиме пік в нічні години, коли в цілому в мережі провал.

Отже, частину виробленої теплової енергії буде отримано не від спалювання палива, а за рахунок електричної енергії. Варто зауважити, що перед впровадженням заходу необхідно провести аналіз тарифів на паливо та електричну енергію. Також потрібно зробити запит до постачальників електричної енергії, щоб отримати прогнозовані значення величини тарифу на електричну енергію після впровадження заходу. Співвідношення тарифів є вирішальним фактором при визначенні доцільності впровадження.

Вихідні дані для розрахунку:

$T_{ЕЛ1}$ - існуючий тариф на електричну енергію, грн/кВт·год;

$Q_{ЕЛ1}$ - існуючі обсяги споживання електричної енергії, кВт·год/рік;

$T_{П}$ - тариф на паливо, грн/м³;

$V_{П1}$ - існуючі обсяги споживання палива, м³/рік;

$Q_{ТЕП}$ - існуючі обсяги відпущеної теплової енергії споживачам, Гкал/рік;

$Ч_{ТАУ}$ - перспективна частка заміщення виробленої теплової енергії від теплоакумулюючих установок, %;

$\eta_{ТАУ}$ - ефективність перспективної теплоакумулюючої установки, %;

$T_{ЕЛ2}$ - перспективний тариф на електричну енергію, грн/кВт·год;

$V_{УСТ}$ - витрати на купівлю устаткування, грн. Вартість обладнання визначається відповідно до договірних цін (на підставі тендера).

Алгоритм розрахунку:

Існуючі витрати на електричну енергію та паливо (при діючих сьогодні тарифах):

$$B_1 = T_{\text{ЕЛ1}} \cdot Q_{\text{ЕЛ1}} + T_{\text{П}} \cdot V_{\text{П1}}, \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$$

Перспективні обсяги споживання електричної енергії за умови часткового заміщення виробництва теплової енергії електричними теплоакмулюючими установками:

$$Q_{\text{ЕЛ2}} = Q_{\text{ЕЛ1}} + Q_{\text{ТЕП}} \cdot \frac{\chi_{\text{ТАУ}}}{100\%} \cdot \frac{100\%}{\eta_{\text{ТАУ}}} \cdot 1163, \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}} \right]$$

Перспективні обсяги споживання палива за умови часткового заміщення виробництва теплової енергії електричними теплоакмулюючими установками:

$$V_{\text{П2}} = V_{\text{П1}} \cdot \left(1 - \frac{\chi_{\text{ТАУ}}}{100\%} \right), \left[\frac{\text{м}^3}{\text{рік}} \right]$$

Перспективні витрати на електричну енергію та на паливо:

$$B_2 = T_{\text{ЕЛ2}} \cdot Q_{\text{ЕЛ2}} + T_{\text{П}} \cdot V_{\text{П2}}, \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$$

Економія коштів після вирівнювання попиту на електричну енергію:

$$E = B_1 - B_2, \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$$

Приклад розрахунку ефективності заходу наведено в розділі 8.

5.3.13. ВИКОРИСТАННЯ ПОВІТРЯНИХ ТЕПЛОВИХ НАСОСІВ

Для індивідуального опалення може бути доцільним використання повітряних теплових насосів. Зокрема, пропонується встановлення теплових насосів у приватному будинку, де джерелом опалення використовуються електричні нагрівачі.

Пропонується для опалення приміщень використовувати теплові насоси типу «повітря-повітря» (кондиціонери з функцією опалення). Коефіцієнт перетворення (коефіцієнт корисної дії) для пропонованих кондиціонерів становить 2,5.

Передбачається, що в період, коли температура ззовні 0°C, теплові насоси працюватимуть із заданою ефективністю. А протягом іншої частини опалювального періоду теплове навантаження буде покриватися за рахунок існуючих електричних нагрівачів.

У цьому випадку споживання електричної енергії за опалювальний період становитиме:

$$W_{\text{ЕЛ2}} = \frac{W_{\text{ЕЛ}} \cdot k}{COP} + W_{\text{ЕЛ}} \cdot (1 - k), \left[\text{кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}} \right]$$

де

$W_{\text{ЕЛ}}$ – існуюче споживання електричної енергії, кВт·год/рік;

k – відношення тривалості опалювального періоду з температурою вищою від 0°C до загальної тривалості опалювального періоду;

COP – коефіцієнт перетворення (коефіцієнт корисної дії) теплового насоса.

Відповідно, економія споживання електричної енергії становитиме:

$$E_{\text{ЕЛ}} = W_{\text{ЕЛ}} - W_{\text{ЕЛ2}}, \left[\text{кВт} \cdot \frac{\text{ГОД}}{\text{рік}} \right]$$

Вартість обладнання визначається відповідно до договірних цін. Попередній підбір обладнання рекомендовано виконувати на основі потужності системи опалення будівлі.

Захід зі встановлення теплових насосів типу «повітря-повітря» може також бути виконано для використання з іншим джерелом теплової енергії, проте потрібно провести окремий аналіз доцільності з врахуванням співвідношення вартості одиниці теплової енергії.

Джерелами теплової енергії для теплових насосів можуть бути ґрунт, каналізаційні колектори, природні водойми.

Також слід розглянути можливості встановлення теплових насосів іншого типу. **Зокрема, джерелами теплової енергії для теплових насосів можуть бути ґрунт, каналізаційні колектори або природні водойми. При цьому розширюється температурний діапазон використання теплових насосів, але збільшуються капітальні інвестиції.**

5.3.14. ПЕРЕПІДКЛЮЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ НА БІЛЬШ ЕФЕКТИВНЕ ДЖЕРЕЛО

Підстави для впровадження:

- Існуюче джерело енергії живить віддалених споживачів;
- Значна кількість неізольованих або погано ізольованих теплових мереж;
- Існуюче джерело енергії має низькі показники ефективності (сезонний ККД);
- Постійна або періодична недозавантаженість існуючого джерела.
- Аналіз існуючої ситуації:
- Оцінка ефективності джерела (сезонний ККД та ККД різної завантаженості);
- Аналіз втрат при виробництві теплової енергії від існуючого джерела (витоки, втрати в мережах);
- Аналіз річного графіка навантаження джерела (визначення тривалості періодів завантаження);
- Аналіз кількості будинків з частковим переходом на індивідуальне поквартирне опалення.

Можливі варіанти вирішення:

- Перепідключення віддалених споживачів до ближчого іншого джерела;
- Будівництво/встановлення нового джерела біля споживачів;

- Заміна одного з котлів існуючого джерела (котельні) на більш ефективний;
- Заміна одного з котлів існуючого джерела (котельні) на котел меншої потужності (у випадку недозавантаженості існуючого джерела).

Проведення техніко-економічної оцінки:

- Визначення сезонної ефективності та ефективності для різної завантаженості існуючого джерела та розрахунків витрат;
- Визначення вартості енергетичної складової поставленої теплової енергії;
- Розрахунок витрат в мережах на основі даних щодо температурного графіка мереж, кліматичних даних, довжини, діаметра, типу і глибини прокладання, товщини і типу ізоляції;
- Обчислення різниці вартості додаткових робіт та супутніх витрат;
- Додатковими перевагами можуть бути звільнені приміщення/площі у випадку закриття котельні та підключення споживачів до іншого джерела;
- Обчислення обсягів річної економії коштів порівняно з аналогічними розрахунками для альтернативного варіанта;
- Визначення необхідних капіталовкладень (прокладання нових мереж, встановлення чи заміна котла, будівництва нового джерела тощо) та терміну окупності заходу.

Особливості:

Під час модернізації існуючих джерел тепlopостачання чи перепідключення споживачів слід враховувати цілі довгострокового планування системи тепlopостачання населеного пункту. Зокрема, потрібно зважати на показники ефективного централізованого постачання, тобто використання потенціалу скидної теплоти, відновлюваних джерел та процесу когенерації. Відповідно, планування заходів з модернізації джерел чи перепідключення споживачів потрібно виконувати з можливістю подальшого впровадження згаданих вище технологій.

5.3.15. СТВОРЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КООПЕРАТИВІВ

Підстави для виникнення:

- Наявність відновлюваних джерел теплоти або скидного тепла (промислові підприємства, фермерські господарства тощо);
- Наявність невіддалених споживачів теплової енергії (багатоквартирних та індивідуальних).

Аналіз існуючої ситуації:

- Аналіз доступних перспективних джерел теплоти;
- Визначення кількості споживачів поблизу джерела;

- Оцінка обсягів споживання теплової енергії споживачами поблизу.

Можливі варіанти вирішення:

- Виробництво відновлюваного палива (пелет, солом'яних тюків тощо);
- Організація тепlopостачання від джерела скидної теплоти;
- Організація всього процесу: виготовлення палива, генерація теплової енергії та постачання теплоти в будівлі;
- Встановлення когенераційної установки.

Проведення техніко-економічної оцінки:

- Визначення потенціалу доступного джерела теплоти;
- Обчислення перспективних витрат і вигід тепlopостачання у випадку створення енергетичного кооперативу (вартість виготовлення палива, генерації та постачання теплової енергії);
- Визначення існуючих витрат на тепlopостачання;
- Визначення капітальних витрат для обраного варіанта (обладнання для виготовлення палива, обладнання для спалювання палива, теплообмінні апарати та запірні арматури, теплові мережі, теплові пункти тощо);
- Обчислення потенційної економії коштів при порівнянні існуючих та перспективних витрат, визначення терміну окупності заходу.

Особливості:

Необхідно враховувати, що в індивідуальних житлових будівлях системи опалення різного типу і можуть потребувати модернізації при підключенні нового джерела. Також під час розрахунків потрібно враховувати тенденції змін тарифів на енергоресурси.

5.3.16. ЗНИЖЕННЯ ТЕМПЕРАТУРНИХ ГРАФІКІВ ПОДАЧІ ТЕПЛОНОСІЯ В ОКРЕМИХ РАЙОНАХ

Підстави для виникнення:

- Наявність окремих районів забудови, де проведено або заплановано комплексну термомодернізацію будівель;
- Наявність одного або кількох джерел централізованого тепlopостачання, підключених лише до цих районів.

Аналіз існуючої ситуації:

- Оцінка теплового навантаження будівель після термомодернізації;

- Визначення стану та особливостей вузлів підключення будівель до теплової мережі (наявність та тип індивідуальних теплових пунктів);
- Оцінка наявних джерел теплової енергії (потужність, тип, можливі температурні графіки роботи);
- Оцінка системи транспортування теплоносія (стан та продуктивність насосного обладнання).

Можливі варіанти вирішення:

Зниження графіків подачі теплоносія для визначеного переліку джерел.

Проведення техніко-економічної оцінки:

- Встановлення оптимального графіка подачі теплоносія з врахуванням особливостей наявних опалювальних приладів в будівлях;
- Визначення обсягів втрат теплової енергії при генерації та транспортуванні за існуючим графіком подачі теплоносія;
- Визначення перспективних обсягів втрат теплової енергії при генерації та транспортуванні за зниженим графіком подачі теплоносія.

Особливості:

Зниження графіка подачі теплоносія також може бути застосоване для районів нової забудови. Також зниження температурних графіків може покращити ефективність від впровадження інших заходів: використання теплових насосів та використання джерел скидної теплоти.

5.3.17. ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

Підстави для виникнення:

- Наявність попиту на гаряче водопостачання в літні місяці;
- Наявність вільних плоских покрівель.

Аналіз існуючої ситуації:

- Оцінка навантаження на ГВП в дошкільних навчальних закладах, закладах охорони здоров'я або житлових будівлях;
- Визначення обсягів споживання гарячої води визначеними будівлями;
- Визначення доступних площ дахів закладів для встановлення сонячних колекторів чи панелей.

Можливі варіанти вирішення:

- Встановлення сонячних колекторів, насосної групи, системи трубопроводів та проміжного бака-акумулятора;
- Встановлення сонячних панелей, прокладання електричних кабелів та встановлення бака з електричним теном.

Проведення техніко-економічної оцінки:

- Визначити наявні витрати на ГВП;
- Виконати підбір потужності обладнання з урахуванням доступних площ та існуючого попиту на гарячу воду (пікова продуктивність перспективної системи сонячної генерації не повинна перевищувати існуючий попит в літні місяці);
- Визначити обсяги генерації гарячої води при застосуванні сонячної генерації та обсяги зниження витрат;
- Визначити капітальні інвестиції, експлуатаційні витрати та окупність заходу.

Особливості:

Система може мати додаткові переваги у випадку наявних перерв у гарячому водопостачанні в літні місяці через регламентні чи ремонтні роботи.

Варто зауважити, що забезпечення гарячого водопостачання за допомогою сонячних колекторів та сонячних панелей має приблизно рівні капітальні інвестиції. Проте сонячні колектори займають площу майже в 3 рази меншу, ніж сонячні панелі, для забезпечення однакової потужності гарячого водопостачання. Водночас встановлення сонячних панелей є простішим та потребує менших експлуатаційних витрат завдяки відсутності додаткових трубопроводів та насосів.

Особливу увагу потрібно приділяти визначенню потужності системи сонячної генерації. Система не має генерувати більше, ніж споживається будівлею в літній період.

5.3.18. ОСОБЛИВОСТІ ПОТЕНЦІЙНИХ ПРОЄКТІВ ДЛЯ АВТОНОМНИХ ТА ІНДИВІДУАЛЬНИХ СИСТЕМ ОПАЛЕННЯ

Серед проєктів модернізації схеми тепlopостачання слід виділити ті, які можуть бути реалізовані для невеликих населених пунктів. Тобто проєкти повинні враховувати особливості автономних та індивідуальних систем опалення.

Програма «Теплі кредити». Програма є державною та передбачає компенсацію частини витрат на впровадження енергоефективних заходів у приватних домогосподарствах. Програма також передбачає компенсацію витрат при встановленні твердопаливних котлів. Розміри компенсація становлять до 35%. Окрім того, можуть бути запропоновані та розроблені місцеві програми співфінансування заходів з підвищення енергоефективності.

Також у випадку наявності потенційного джерела теплової енергії та позитивного аналізу вигід та витрат може бути реалізований проєкт щодо організації централізованого тепlopостачання для індивідуальних будівель з облаштуванням

теплопунктів поквартирного типу. Потенційними джерелами можуть бути джерела скидної теплоти. Наприклад, в місті Бурштин Івано-Франківської області наявна теплоелектростанція, яка має значні обсяги скидної теплоти. Дана теплова енергія використовується для потреб опалення та гарячого водопостачання мешканцями як багатоквартирних, так і приватних будівель. Водночас тариф на теплову енергію є досить низьким.

Перспективним проектом може бути організація енергетичного кооперативу. Енергетичні кооперативи – це об'єднання громадян, підприємств та організацій, метою яких є реалізація різноманітних локальних проектів у сфері відновлюваної енергетики. Прикладами сфер, у яких можуть працювати кооперативи, є виробництво енергії з відновлюваних джерел, когенерація або послуги з підвищення енергоефективності. Наприклад, в Берездівській ОТГ Хмельницької області організовано процес виготовлення паливних брикетів із соломи та подальшого їх використання для опалення навчальних закладів. Аналогічні проекти можуть бути реалізовані і для населення як в частині виробництва палива, так і генерації теплової енергії.

5.4. ВИЗНАЧЕННЯ ПРІОРИТЕТНОСТІ ПРОЄКТІВ РОЗВИТКУ (МОДЕРНІЗАЦІЇ) СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЗА ТЕРМІНОМ ОКУПНОСТІ ТА ІНШИМИ ПОКАЗНИКАМИ

Основою для розробки рекомендованого сценарію теплопостачання і відбору проектів та джерел їхнього фінансування є фінансово-економічна оцінка, яка співвідносить очікувані витрати на проєкт з вигодами, що будуть досягнуті після його реалізації. При проведенні такої оцінки необхідно враховувати життєвий цикл проєкту, а також фактори, що впливають на його ефективність, як описано в розділах нижче.

5.4.1. ГОРИЗОНТ ПЛАНУВАННЯ ПРОЄКТІВ

Горизонт планування проектів – це період, в межах якого порівнюються витрати і вигоди з метою прийняття рішення щодо доцільності здійснення проєкту.

Водночас необхідно враховувати життєвий цикл проєкту – обмежений період часу, за який реалізуються цілі проєкту (від перших витрат / виникнення проєкту до моменту отримання останніх вигід / завершення проєкту). Життєвий цикл проєкту може охоплювати різні етапи, фази, але загалом можна виділити:

- інвестиційну фазу – строк планування, підготовки і реалізації проєкту (включно з інвестиційними витратами проєкту);
- експлуатаційну фазу – очікуваний період корисного використання активів, що будуть створені в процесі реалізації проєкту (очікуваний строк експлуатації обладнання тощо) і період часу, впродовж якого проєкт буде приносити вигоди (та суму цих вигід).

Також важливим елементом аналізу ефективності проектів є вибір розрахункового періоду – відрізки/кроки, в межах яких проводиться агрегація даних, які використовуються для оцінки фінансово-економічних показників. Зазвичай за розрахунковий період приймається календарний рік, але в окремих випадках доцільно використовувати півріччя або квартали. При визначенні розрахункового періоду важливо враховувати:

- тривалість фаз життєвого циклу проєкту (для забезпечення можливості перевірки фінансової спроможності доцільно, щоб моменти завершення окремих етапів збігалися із кроком розрахункового періоду);
- періодичність фінансування проєкту (для оцінки впливу отримання та повернення коштів і процентних платежів на ефективність проєкту важливо, щоб вони припадали на початок чи кінець кроку);
- зручність оцінки вихідної інформації (обмеження щодо розмірів аналітичних таблиць).

При порівнянні декількох проєктів рекомендується вибирати єдиний горизонт планування та розрахунковий період, оскільки показники ефективності можуть суттєво залежати від прийнятих параметрів. Для проєктів теплопостачання нормативними документами рекомендується брати горизонт планування в 20 років. Приклад графіка 20-річного горизонту планування, з розрахунковим періодом в 1 рік, відображеними інвестиційними та операційними витратами, а також щорічними вигодами представлено на **Рисунок 5.15**.

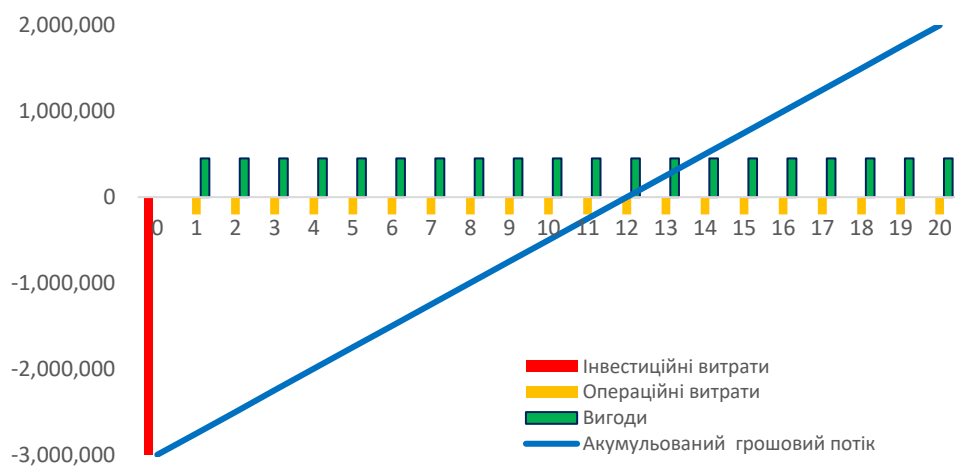


Рисунок 5.15 - Приклад графіка 20-річного горизонту планування

5.4.2. ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВОВИХ ФАКТОРІВ

Для проведення якісної оцінки та визначення відповідного ефекту необхідно ідентифікувати та описати основні фактори або групи факторів, які безпосередньо впливають на результативність проєкту.

Таблиця 5.26 – Впливові фактори

ГРУПА ФАКТОРІВ ВПЛИВУ	ВИЗНАЧЕННЯ
Макроекономічні	<ul style="list-style-type: none"> • Макроекономічні показники, що впливають на ефективність проєкту
Витрати	<ul style="list-style-type: none"> • Інвестиційні витрати, які необхідно здійснити для впровадження проєкту • Операційні витрати, які пов'язані з операційною діяльністю після впровадження заходів • Фінансові витрати, які пов'язані з реалізацією проєкту

Доходи та грошові надходження	<ul style="list-style-type: none"> • Доходи від реалізації проекту • Грошові надходження в ході реалізації проекту, включно з рівнем збору платежів • Фінансова підтримка з боку власника (органу місцевого самоврядування або іншого) • Підтримка з боку держави
Регуляторні	<ul style="list-style-type: none"> • Регуляторні акти та вплив регуляторних органів, зокрема щодо встановлення цін та тарифів, плати за викиди тощо

5.4.3. ВИТРАТИ ТА АНАЛІЗ ПРОГНОЗНОЇ ЗМІНИ

Інвестиційні витрати (відповідно до регуляторних актів)

Згідно з Методикою, інвестиційні витрати (капітальні інвестиції) визначаються як сума витрат на всіх етапах проекту від проектування до введення в експлуатацію, охоплюючи:

- вартість проектування;
- вартість створення нових матеріальних активів;
- витрати на технічний нагляд;
- витрати на авторський нагляд;
- витрати на інженера-консультанта (у разі необхідності) ;
- витрати на приєднання нового джерела теплової енергії до систем транспортування та/або розподілу паливно-енергетичних ресурсів;
- непередбачувані витрати.

Капітальні інвестиції у проєкт визначаються як:

$$I = I_0 + I_{nn}$$

I_0 – стартові капітальні інвестиції у проєкт у році 0;

I_{nn} – капітальні інвестиції на реалізацію проєкту та/або заміну (капітальний ремонт) матеріальних активів (у зв'язку із старінням компонентів і систем згідно з їхнім строком служби) в інші роки.

Загальні капітальні інвестиції на виконання схеми тепlopостачання визначаються як сума капітальних інвестицій на реалізацію проєктів, які входять до відповідного варіанта схеми тепlopостачання.

Сума капітальних інвестицій може суттєво відрізнитися залежно від технологічних рішень, комплектації, рівня автоматизації та якості (походження) обладнання і комплектуючих, і як наслідок, значно впливати на рентабельність проєкту.

Підходи до визначення рівня (значення) основних елементів інвестиційних витрат та аналіз прогнозної зміни

Оцінка рівня основних елементів інвестиційних (капітальних) витрат є важливим етапом, оскільки неправильно розрахована сума інвестицій, необхідних для реалізації проєкту, може збільшити термін його окупності, а брак інвестиційних коштів – до зриву термінів робіт або неможливості виконання проєкту, а отже, до фінансових і часових втрат.

Зазвичай оцінка капітальних витрат здійснюється на основі ресурсного методу, яким передбачено калькулювання у поточних (прогнозних) цінах і тарифах елементів витрат, необхідних для реалізації проєктного рішення. Калькулювання проводиться на основі вираженої у натуральних показниках потреби у матеріалах, обладнанні, часу експлуатації будівельних машин і їхнього складу, витрат праці робітників тощо. Також може додаватися кошторисний прибуток, кошти на ризики та покриття додаткових витрат, витрати на податки і збори.

Зокрема, правила формування інвестиційних витрат регламентуються Державними будівельними нормами ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 «Правила визначення вартості будівництва» зі змінами 1 від 21.11.2013 року та 2 від 01.06.2018 року. Цей нормативний документ має обов'язковий характер для інвестиційних проєктів, які фінансуються за рахунок бюджетних коштів або коштів підприємств та закладів державної власності. Для проєктів, фінансування яких здійснюється за рахунок інших джерел фінансування, ці норми мають рекомендаційний характер. Вартість основних компонентів проєкту зазвичай визначається на основі ринкових цін та комерційних пропозицій. Окремі категорії витрат можуть братися у відсотках від вартості обладнання, робіт або загальних витрат (Таблиця 5.27).

Таблиця 5.27 – Орієнтовні витрати для окремих категорій робіт

КАТЕГОРІЯ ВИТРАТ	ОРІЄНТОВНА ЧАСТКА
Основне та додаткове обладнання	Згідно з діючими цінами залежно від характеристик і номенклатури обладнання
Будівельно-монтажні роботи	15% від вартості обладнання
Пусконаладжувальні роботи	10% від вартості обладнання
Проєктні роботи	10% від загальних витрат
Супровід проєкту. Утримання служби замовника	до 2-5% від загальних витрат ⁶⁸
Здійснення технічного нагляду	до 1,5% від загальних витрат
Послуги інженера-консультанта	до 3% від загальних витрат
Інші витрати	5-10% від загальних витрат
Непередбачувані витрати	5-10% від загальних витрат

⁶⁸ Згідно зі Змінами 2 до ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 «Правила визначення вартості будівництва»

Варто зазначити, що в окремих випадках, передбачених законодавством України, вартості можуть визначатися за державними фіксованими та регульованими цінами і тарифами.

Для оцінки витрат також може використовуватися метод проведення бенчмаркінгу, в рамках якого здійснюється аналіз даних про кошторисний обсяг інвестицій аналогічних інвестиційних проєктів (раніше реалізованих або запроєктованих).

Тобто при оцінці вартісних показників можна орієнтуватися на:

- розроблені відповідно до нормативних документів кошторисні розрахунки (за їх наявності);
- отримані на відповідний запит комерційні пропозиції виробників і постачальників послуг;
- інформацію про аналогічні проєкти з системи Prozorro;
- результати бенчмаркінгу аналогічних проєктів.

Також доцільно враховувати валютну складову передбаченого проєктом обладнання для подальшого врахування валютних ризиків.

З метою врахування інфляційних процесів та інших прогнозованих змін доцільно здійснювати корегування визначених у поточному періоді інвестиційних витрат одним із наступних методів:

- індексним – шляхом множення поточної вартості окремих кошторисних витрат на відповідний індекс цін (попередньо обґрунтований, наприклад, прогнозний індекс цін виробників промислової продукції);
- компенсаційним – шляхом додавання додаткових витрат на компенсацію зростання цін на інвестиційні витрати (матеріальні, технічні, енергетичні, трудові, обладнання, послуги тощо).

Операційні витрати

Групування операційних витрат у сфері тепlopостачання здійснюється за такими статтями: прямі витрати та розподілені постійні загальновиробничі витрати, адміністративні, фінансові та інші операційні витрати. Також для цілей обліку і складання звітності витрати розподіляються за кожним ліцензованим видом діяльності, а саме за:

- виробництвом теплової енергії;
- транспортуванням теплової енергії;
- виробництвом електричної енергії (в варіантах когенерації);
- постачанням теплової енергії.

Більш детальна інформація про прямі витрати відповідно до Постанови КМУ «Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на комунальні послуги» № 869 від 01.06.2011 та Постанови НКРЕКП «Про затвердження Порядку формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання» № 1174 від 25.06.2019⁶⁹ представлена в Таблиця 5.28.

Таблиця 5.28 - Інформація про прямі витрати

ПРЯМІ ВИТРАТИ	ХАРАКТЕРИСТИКА		
	Виробництво ТЕ	Транспортування ТЕ	Постачання ТЕ
Паливо для технологічних потреб	Витрати на природний газ, мазут, вугілля, торф, інші види технологічного палива, використаного для виробництва ТЕ	-	-
Теплова енергія	Витрати на виробництво ТЕ, виробленої на власних ТЕЦ, ТЕС, АЕС, КГУ з нетрадиційних або відновлюваних джерел енергії, або витрати на придбання теплової енергії в інших суб'єктів	Витрати на теплову енергію, використану для компенсації втрат теплової енергії в мережах	-
Електроенергія для технологічних потреб	Витрати на електроенергію, використану на основні та допоміжні технологічні процеси (охоплюючи витрати на роботу обладнання, вентиляцію, освітлення приміщень тощо)	Витрати на електроенергію, використану на основні та допоміжні технологічні процеси транспортування теплової енергії (витрати на насосне обладнання, обладнання мереж тощо)	Витрати на електроенергію, використану на основні та допоміжні технологічні процеси (охоплюючи витрати на роботу обладнання, вентиляцію, освітлення приміщень тощо)
Вода для технологічних потреб та водовідведення	Витрати на холодну воду та послуги водовідведення, що використовуються для потреб виробництва (для систем промивання, охолодження тощо)	Витрати на холодну воду та послуги водовідведення для потреб транспортування теплової енергії, підживлення мереж тощо	Витрати на холодну воду та послуги водовідведення для господарсько-побутових потреб (вологе прибирання приміщень, господарсько-питні потреби персоналу, безпосередньо залученого до постачання ТЕ)
Інші прямі матеріальні витрати	Витрати на сировину, основні і допоміжні матеріали, запасні частини, комплектувальні вироби та інші матеріальні ресурси		
Витрати на оплату праці виробничого персоналу	Витрати на оплату праці персоналу, безпосередньо залученого до відповідного процесу (включно з витратами на заробітну плату, надбавки, премії, відрахування на загальнообов'язкове державне соціальне страхування тощо)		
Амортизація	Амортизація основних засобів, інших активів, що безпосередньо задіяні в відповідному процесі		
Витрати на ремонт основних засобів	Витрати, пов'язані з обслуговуванням і експлуатацією основних засобів		
Інші прямі витрати	Оренда, страхування основних засобів, податки і збори		

⁶⁹ На даний момент всі теплові підприємства є ліцензіатами органів місцевого самоврядування.

Таблиця 5.2915 - Характеристика інших видів операційних витрат

КАТЕГОРІЯ ВИТРАТ	ХАРАКТЕРИСТИКА
Загальновиробничі	Загальновиробничі витрати, спрямовані на управління виробництвом, вдосконаленням технології та організацією виробництва, витрати на утримання, експлуатацію, ремонт, страхування, операційну оренду основних засобів та інших необоротних активів загальновиробничого призначення, витрати на пожежну і сторожову охорону об'єктів тощо)
Адміністративні	Загальногосподарські витрати, спрямовані на обслуговування та управління підприємством (витрати на оплату праці та утримання апарату управління підприємством, утримання та амортизація основних засобів, інших необоротних матеріальних і нематеріальних активів загальногосподарського використання тощо)
Фінансові	Витрати на сплату відсотків (комісій) за користування отриманими кредитами та інші витрати, пов'язані із запозиченнями для провадження ліцензованої діяльності (умови яких узгоджено з НКРЕКП, або за кредитними договорами з міжнародними фінансовими установами / міськими радами), зокрема: відсотки по кредиту, що нараховуються на отриману суму кредиту згідно з визначеною кредитором ставкою; комісія за організацію – визначена кредитором одноразова комісія від загальної суми кредиту, що сплачується після підписання кредитного договору; комісія за зобов'язання (резервування) - визначена кредитором комісія, що нараховується на неотриману суму кредиту; інші комісії, передбачені кредитним договором.
Інші	Витрати, пов'язані з операційною діяльністю з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, які не увійшли до складу виробничої собівартості, адміністративних витрат (суми визнаних штрафів, пені, неустойки; витрати, пов'язані з купівлею-продажем іноземної валюти, та втрати від операційної курсової різниці й інше).

Залежно від типу проєкту, окрема категорія витрат може збільшуватися або зменшуватися порівняно з базовим (існуючим) варіантом. Так, наприклад, для проєктів із заміни котлів на біопаливні зменшуються витрати на паливно-енергетичні ресурси, але можуть збільшитися витрати на обслуговування котлів (утилізацію золи), персонал.

Операційні витрати щодо проєкту передбачають:

ΔB_n – зміна витрати на паливно-енергетичні ресурси в році n ;

ΔC_n^m – зміна витрати на технічне обслуговування у році n (витрати на перевірку, очищення, наладку, планово-профілактичний ремонт, витратні матеріали тощо);

ΔC_n^o – зміна витрати на операційну діяльність у році n ;

ΔC_n^{ad} – зміна витрати на страхування, інші постійні плати, податки (включно з екологічними податками, за наявності) у році n ;

C_n^f – витрати на обслуговування запозичень (сплата відсотків та інших платежів, крім погашення основної суми запозичень), які пов'язані з фінансуванням відповідного проєкту у році n .

Підходи до визначення рівня (значення) основних елементів операційних витрат та аналіз прогнозованої зміни

Оцінка рівня операційних витрат також є важливим етапом техніко-економічного аналізу проєкту, оскільки рівень цих витрат може значно впливати на результуючі показники ефективності проєкту.

Для детальної та економічно обґрунтованої оцінки планованих витрат доцільно проводити її з врахуванням:

- державних та галузевих нормативів витрат і втрат ресурсів, у яких враховуються основні особливості технологічних процесів конкретного виробництва;
- планованого ефекту від виконання заходів з енергозбереження;
- кошторисів з урахуванням ставок податків і зборів;
- чинних або прогнозованих тарифів, цін на матеріальні ресурси та послуги.

Водночас ціни на паливно-енергетичні ресурси мають визначатися згідно з діючими цінами (тарифами) відповідних суб'єктів господарювання, встановлених органом, уповноваженим встановлювати такі тарифи, або на рівні фактичної собівартості власного виробництва/видобутку енергетичного ресурсу.

Витрати на оплату праці здійснюється із врахуванням встановлених норм праці та тарифних ставок, окладів. Ціни/тарифи на матеріальні ресурси та послуги сторонніх організацій визначаються згідно з розцінками цих організацій.

Також оцінка витрат може проводитися за результатами проведеного бенчмаркінгу – зокрема доцільно проводити аналіз собівартості теплової енергії і рівень операційних витрат в аналогічних проєктах, на інших підприємствах тепlopостачання.

Витрати, об'єктивне нормування яких неможливе, плануються з урахуванням економічно обґрунтованих планованих витрат за базовий період, прогнозу індексу цін виробників промислової продукції та на підставі кошторисів.

Розрахунок операційних витрат проводиться в розрізі всього горизонту планування, в розрізі якого можуть значно змінюватися тарифи та ціни, рівень заробітної плати тощо. Тому в окремих випадках доцільно закладати в розрахунки динаміку змін тарифів і корегувати витрати із врахуванням прогнозних індексів відповідно до Прогнозу економічного та соціального розвитку України й основних макропоказників економічного та соціального розвитку України.

Доходи та грошові надходження, аналіз прогнозної зміни

При розробці сценарію тепlopостачання та плануванні проєктів необхідно також врахувати грошові надходження, що будуть отримуватися за рахунок реалізації теплової енергії споживачам. У цьому контексті важливим є аналіз підходів щодо визначення тарифів і можливості врахування інвестиційної складової, рівень платежів з боку споживачів і його вплив на прибутковість підприємства, а також доступна зовнішня фінансова підтримка.

Підхід до визначення тарифу (ціни послуги) та регуляторні фактори

Ефективне тарифне регулювання є однією з основних передумов реалізації будь-яких інвестиційних проєктів, у т. ч. довгострокових планів розвитку систем теплопостачання.

Тарифи на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання – це грошовий вираз планованих економічно обґрунтованих витрат на вироблення, транспортування та постачання одиниці (1 Гкал) теплової енергії відповідної якості.

Відповідно до вимог законодавства, тарифи на послуги з теплопостачання формуються ліцензіатами/надавачами послуг (відповідно до встановлених методик) та затверджуються органами, уповноваженими здійснювати встановлення тарифів (НКРЕКП або органами місцевого самоврядування). **Необхідно постійно стежити за постановами НКРЕКП щодо змін до Ліцензійних умов провадження господарської діяльності у сфері теплопостачання, оскільки орган, що затверджує тариф, може змінюватися, і повноваження передаватися з місцевого на державний рівень і навпаки.**

Величина тарифу має бути достатньою для відшкодування операційних, фінансових та інвестиційних витрат підприємства. Структура тарифу представлена на рисунку нижче (з точки зору планування та реалізації інвестиційних проєктів).

Тариф	Інші операційні витрати	Відшкодування витрат, необхідних для виробництва теплової енергії (у т. ч. загальні постійні витрати)
	Амортизація	Відшкодування витрат, пов'язаних з амортизацією довгострокового активу
	Фінансові витрати	Відшкодування витрат, пов'язаних із запозиченнями (сплата відсотків за користування кредитами)
	Прибуток	Відшкодування інвестицій, погашення основної суми запозичень або власних інвестицій, плановий прибуток, відрахування до резервного капіталу та податок на прибуток

Рисунок 5.16 – Структура формування тарифу (планування інвестиційних проєктів)

В даному розділі структура тарифу розглядається з точки зору потенційних джерел фінансування інвестиційних проєктів, до яких можна віднести амортизацію і прибуток.

Амортизація

Амортизація розглядається як одне з основних і найбільш гарантованих власних джерел фінансування інвестиційних проєктів. Розрахунок амортизації основних засобів, інших необоротних матеріальних і нематеріальних активів виробничого призначення, задіяних у процесі виробництва теплової енергії, здійснюється відповідно до вимог Податкового кодексу України. Величина амортизації буде залежати від

обраного методу нарахування амортизації, вартості основних засобів та термінів корисного використання.

Прибуток

Плановий прибуток може складатися з:

- **виробничих інвестицій, спрямованих на придбання, будівництво, реконструкцію, модернізацію власних основних засобів**, задіяних у діяльності з виробництва, транспортування, постачання теплової енергії (крім інвестицій в основні засоби діяльності з виробництва теплової енергії на власних теплоелектроцентралях, теплоелектростанціях, атомних електростанціях, когенераційних установках, установках з використанням альтернативних джерел енергії та в системах автономного опалення);
- **коштів на погашення основної суми запозичень** (узгоджених з органом місцевого самоврядування, НКРЕКП);
- коштів на інвестування за рахунок власного капіталу в необоротні матеріальні та нематеріальні активи для провадження ліцензованої діяльності;
- коштів для забезпечення необхідного рівня прибутковості капіталу власників;
- коштів на відрахування до резервного капіталу, обігових коштів;
- податку на прибуток.

Планування складової частини прибутку для фінансування інвестиційних проєктів має проводитися відповідно до інвестиційної програми ліцензіата, затвердженої згідно з його установчими документами і погодженої уповноваженими органами в установленому порядку.

Тобто схвалена інвестиційна програма є обов'язковою умовою включення прибутку в тариф. Інвестиційна програма розробляється та погоджується підприємством згідно з порядком і положеннями, затвердженими відповідним органом, що здійснює ліцензування його діяльності (орган місцевого самоврядування⁷⁰ чи НКРЕКП⁷¹).

Інвестиційна програма розробляється з метою обґрунтування запланованих витрат, які спрямовуються на капітальні інвестиції в будівництво, реконструкцію, модернізацію об'єктів тепlopостачання, придбання матеріальних та нематеріальних активів. Вона повинна містити запланований обсяг використання коштів для здійснення необхідних інвестицій із зазначенням об'єктів і пооб'єктних обсягів інвестування, джерел

⁷⁰ Наказ Міністерства розвитку громад та територій «Про затвердження порядків розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сферах тепlopостачання, централізованого водопостачання та водовідведення, ліцензування діяльності яких здійснюють Рада міністрів Автономної Республіки Крим, обласні, Київська та Севастопольська міські державні адміністрації» № 191 від 19.08.2020

⁷¹ Постанова НКРЕКП «Про затвердження Порядку розроблення, погодження, затвердження та виконання інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері тепlopостачання» № 1059 від 31.08.2017

фінансування з відповідними техніко-економічними розрахунками та обґрунтуваннями, що підтверджують їхню доцільність і ефективність.

Фінансові витрати

Фінансові витрати включаються до розрахунку повної собівартості лише за кредитними договорами, запозичення за якими та умови яких узгоджено з уповноваженими органами для ліцензіатів обласних та Київської міської державної адміністрації (або НКРЕКП), або за кредитними договорами з міжнародними фінансовими установами, які були підписані суб'єктами господарювання в період регулювання їх діяльності у сфері теплопостачання місцевими органами влади та органами місцевого самоврядування.

Водночас витрати на обслуговування кредиту включаються до фінансових витрат, а витрати на погашення основної суми боргу – до складової прибутку.

Визначення рівня та термінів збору платежів

Оцінка майбутнього попиту та визначення рівня збору платежів є важливим компонентом аналізу доходності підприємства теплопостачання.

Критично важливим аспектом для фінансової стійкості підприємства теплопостачання є забезпечення високого рівня платіжної дисципліни споживачів (зокрема, домогосподарств)⁷².

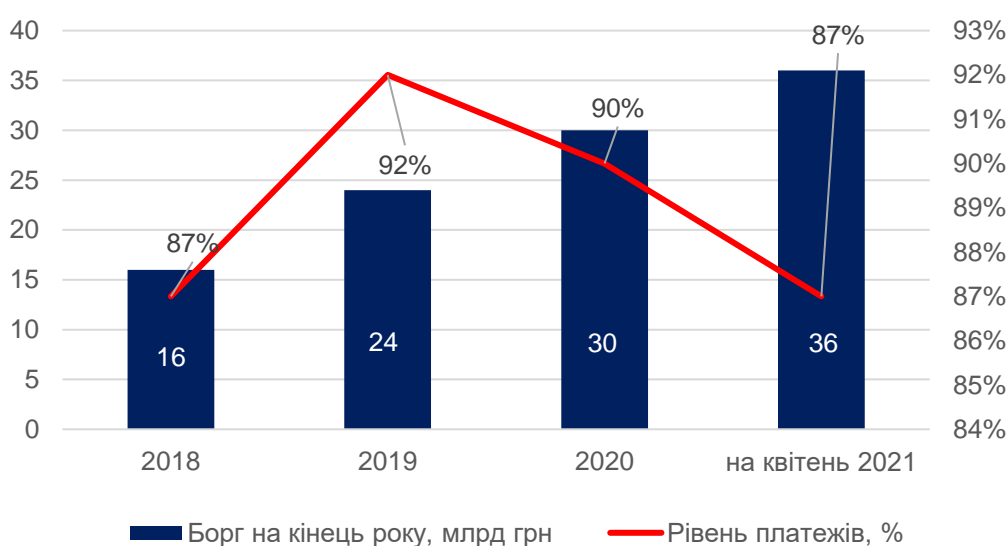


Рисунок 5.17 - Стан оплати населенням житлово-комунальних послуг по Україні за статистичними даними Міністерства розвитку громад та територій

Наразі у теплопостачальних компаній обмежені інструменти щодо підвищення рівня збору платежів: відключити окремих споживачів технічно неможливо; процедури примусового стягнення є досить трудомісткими та затратними і економічно не обґрунтовані до моменту накопичення значного боргу. Певного поліпшення ситуації з

⁷² Несвоєчасні платежі та брак можливостей до примусового стягнення призводять до накопичення теплопостачальними компаніями значних боргів, які не мають джерела покриття у тарифі.

рівнем платежів вдалося досягти за рахунок монетизації субсидій, проте пандемія та карантинні обмеження сильно вплинули на економічну активність та доходи домогосподарств, що, в свою чергу, може знизити рівень платежів за послуги теплопостачання, і це необхідно враховувати при прогнозуванні майбутніх доходів.

Тому аналіз даних щодо рівня платежів за попередні періоди та прогнозування майбутнього рівня з врахуванням сезонності є важливим аспектом при плануванні доходності компанії.

Фінансова підтримка з боку власника

Більшістю систем теплопостачання володіють муніципалітети, вони також є важливими учасниками фінансування проєктів модернізації. Зокрема, більшість органів місцевого самоврядування надають фінансову підтримку теплопостачальним організаціям в рамках затверджених програм модернізації систем теплопостачання, а також шляхом залучення під свої гарантії коштів МФО для реалізації проєктів з модернізації. Але в умовах обмеженості фінансових ресурсів в містах така підтримка спрямована, як правило, лише на фінансування касових розривів, аварійне обслуговування або ремонту.

Державна підтримка

Державна підтримка у сфері теплопостачання здійснюється відповідно до чинного законодавства України та надається відповідно до обсягів коштів, передбачених законом про Державний бюджет України та місцевими бюджетами на відповідний рік.

Зокрема, Законом України «Про теплопостачання»⁷³ передбачено: у разі здійснення теплогенеруючими або теплопостачальними організаціями заходів з енергозбереження, що призвели до економії енергоносіїв при виробництві теплової енергії, до зменшення втрат при її транспортуванні та постачанні, орган виконавчої влади, який згідно з цим Законом регулює тарифи на теплову енергію, на три роки залишає тарифи на рівні, встановленому до впровадження цих заходів. Якщо протягом строку окупності змінюються ціни на енергоносії, то відповідною мірою корегується рівень тарифу.

5.4.4. АНАЛІЗ ВИТРАТ І ВИГІД ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ РЕКОМЕНДОВАНОГО (ОПТИМАЛЬНОГО) ВАРІАНТА РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

В умовах обмеженості фінансових ресурсів одним із важливих завдань є вибір пріоритетних напрямів інвестування у проєкти. Водночас аналіз доцільності та техніко-економічної ефективності проєктів слід проводити комплексно, за кожним сценарієм, та враховуючи фінансовий, екологічний, соціальний та економічний ефекти.

Аналіз доцільності та техніко-економічної ефективності проєктів слід проводити комплексно, за кожним сценарієм

⁷³ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2633-15#Text>



Рисунок 5.18 - Критерії оцінки проєктів та альтернативних сценаріїв

«**сценарій теплопостачання** - сукупність узгоджених між собою проєктів з будівництва, реконструкції (розширення, технічного переоснащення) та модернізації об'єктів у сфері теплопостачання, спрямованих на підвищення енергоефективності, надійності, екологічності та якості теплопостачання населеного пункту на кінець розрахункового періоду»

«**базовий сценарій теплопостачання населеного пункту** - сценарій, що відображає звичайний хід діяльності системи теплопостачання та не передбачає будь-яких радикальних змін її технологічної структури, в якому враховані можливості заміни певних елементів системи теплопостачання відповідно до графіка ремонту та реконструкцій без удосконалення технологій, з яким порівнюються альтернативні сценарії теплопостачання»

«**альтернативний сценарій теплопостачання населеного пункту** - сценарій, що відображає показники стану систем теплопостачання населеного пункту на кінець розрахункового періоду за результатами реалізації всіх проєктів передбачених цим сценарієм»

«**рекомендований сценарій теплопостачання** - обраний за результатами аналізу вигід та витрат сценарій теплопостачання населеного пункту, який, у порівнянні з іншими альтернативними сценаріями, має найбільшу чисту приведену вартість при забезпеченні високої надійності, екологічності та якості теплопостачання населеного пункту»⁷⁴

Для рекомендованого сценарію розвитку системи теплопостачання населеного пункту потрібно виконувати гідравлічні розрахунки для теплових мереж. Результатом гідравлічного розрахунку є повний поточкорозподіл у мережі і тиски у всіх її точках.

Також рекомендований сценарій розвитку системи теплопостачання має враховувати результати зі звіту про стратегічну екологічну оцінку та оцінку впливу на довкілля.

Для порівняння альтернативних сценаріїв та вибору рекомендованого сценарію теплопостачання населеного пункту рекомендується використовувати наступну таблицю.

⁷⁴ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1144-20#Text>

Таблиця 5.30 - Порівняння альтернативних сценаріїв

ПОКАЗНИКИ	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	БАЗОВИЙ СЦЕНАРІЙ	ПОКАЗНИКИ ДЛЯ АЛЬТЕРНАТИВНОГО СЦЕНАРІЮ								
			Сценарій 1			Сценарій 2			Сценарій і		
			В одиницях виміру	Зміни у порівнянні з базовим сценарієм		В одиницях виміру	Зміни у порівнянні з базовим сценарієм		В одиницях виміру	Зміни у порівнянні з базовим сценарієм	
				В одиницях виміру	Зміни у відсотках		В одиницях виміру	Зміни у відсотках		В одиницях виміру	Зміни у відсотках
Показники стану постачання населеного пункту											
<i>Включаються обрані цільові показники для ілюстрації результатів впровадження відповідного альтернативного сценарію та впливу на структуру теплопостачання, якість, ефективність, тощо</i>											
Фінансові											
Капітальні витрати	тис. грн										

Простий термін окупності	років											
Чиста приведена вартість	тис. грн											
Екологічні												
Викиди діоксиду вуглецю CO2 (еквівалент)	тонн CO2											
Економічні												
Чиста приведена вартість з урахуванням зниження викидів CO2 та інших факторів (зазначити)	тис. грн											
Соціальні												
Тариф (вартість) на тепlopостачання для населення (у разі застосування декількох тарифів надається усереднений показник)	грн/Г кал											
Рекомендований варіант	Так/ Ні											

5.4.5. ФІНАНСОВО-ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Фінансовий ефект проєкту визначається його ефективністю та рівнем рентабельності. Водночас ефективність проєкту характеризується системою показників, які виражають співвідношення вигід і витрат проєкту та описані в Таблиця 5.16.

Таблиця 5.16 - Співвідношення вигід і витрат проєкту

ПОКАЗНИК	ВИЗНАЧЕННЯ	ХАРАКТЕРИСТИКА
Простий термін окупності (PP)	Період повернення початкових інвестицій	Чим менше значення PP, тим окупніший і економічно доцільніший проєкт
Чиста приведена вартість (NPV)	Чистий дохід, отриманий в кінцевому результаті інвестиційної діяльності із врахуванням зміни вартості грошей у часі	NPV > 0 – поточна вартість економії перевищує поточну вартість інвестицій – проєкт економічно доцільний NPV < 0 – економія на вкладені інвестиції не буде досягнута, проєкт економічно нерентабельний
Внутрішня норма рентабельності (IRR)	Характеризує максимально припустимий відносний рівень витрат (ставка дисконту), перевищення якої робить проєкт збитковим (ставка, при якій NPV = 0)	Чим вище значення IRR, тим рентабельніший проєкт, і на його реалізацію можуть залучатися більш дорогі банківські ресурси
Дисконтований термін окупності (DPP)	Термін, за який відшкодовуються первинні витрати на реалізацію проєкту за рахунок досягнутої економії, дисконтованої за визначеною ставкою дисконтування	Чим менше значення DPP, тим окупніший і економічно доцільніший проєкт. Якщо DPP перевищує горизонт планування проєкту – проєкт економічно нерентабельний

Чиста річна економія

Чиста річна економія визначається як сума економії витрат на паливно-енергетичні ресурси та зміни (з відповідним знаком) витрат на технічне обслуговування, операційну діяльність та інші платежі, які є наслідком реалізації інвестиційного проєкту за вирахуванням витрат, які пов'язані з фінансуванням відповідного проєкту.

Чиста економія проєкту визначається як:

$$S_n = \sum_{i=1} [\Delta B_{n,i} \times EP_{n,i}] \pm \Delta C_n^m \pm \Delta C_n^o \pm \Delta C_n^{ad} - C_n^f$$

$\Delta B_{n,i}$ – обсяг економії i-го паливно-енергетичного ресурсу у натуральних показниках у році n з початку проєкту;

$EP_{n,i}$ – ціна i-го паливно-енергетичного ресурсу у році n.

$\pm \Delta C_n^m$ – зміна витрати на технічне обслуговування у році n (витрати на перевірку, очищення, наладку, планово-профілактичний ремонт, витратні матеріали тощо);

$\pm\Delta C_n^o$ – зміна витрат на операційну діяльність у році n ;

ΔC_n^{ad} – зміна витрат на страхування, інші постійні плати, податки (включно з екологічними податками) у році n ;

C_n^f – витрати на обслуговування запозичень (сплата відсотків та інших платежів, крім погашення основної суми запозичень), які пов'язані з фінансуванням відповідного проекту у році n .

Для показників зміни витрат $\pm\Delta C_n^x$ – додатне значення приймається в разі збільшення відповідних витрат, а від'ємне значення - в разі зменшення відповідних витрат внаслідок реалізації проекту.

Чиста річна економія від виконання схеми тепlopостачання визначається як сума чистих річних економій від реалізації проектів, які входять до відповідного сценарію схеми тепlopостачання.

Простий термін окупності (PP)

Простий термін окупності є одним із найбільш простих показників оцінки проекту. Це період часу, протягом якого економія, що генерується проектом, досягне суми інвестиційних витрат. Чим коротший період повернення коштів, тим проект є більш привабливим.

Простий термін окупності визначається як:

$$PP = \frac{I}{S_n}$$

I – капітальні інвестиції проекту;

S_n – річна чиста економія проекту.

Проте розрахунок проводиться на основі статичних даних, не враховується зміна вартості грошей у часі, динаміка змін тарифів і цін. Приймати рішення лише на базі цього показника недоцільно. Але показник можна використовувати на початковому етапі аналізу.

Дисконтування грошових потоків

Оцінка ефективності проектів визначається шляхом зіставлення грошових потоків, що формуються за рахунок реалізації проекту з капітальними інвестиціями. Проект вважається ефективним і доцільним, якщо забезпечується повернення початкової суми інвестицій та отримується бажаний рівень прибутковості.

Але цінність грошових потоків з часом змінюється внаслідок впливів інфляції та інших економічних процесів, тому фінансово-економічний аналіз проектів має базуватися на концепції часової вартості грошей, суть якої полягає в приведенні вартості майбутніх грошових потоків на теперішній час (тобто до певного розрахункового року / року початку проекту).

Для порівняння вартості грошей у різні моменти часу використовується метод дисконтування. Процес дисконтування грошових потоків може здійснюватися за різними ставками дисконту, які відображають вартість грошей з урахуванням часового чинника і визначаються залежно від особливостей проєктів, вимог інвесторів і т. д.

При проведенні розрахунків грошових потоків необхідно враховувати:

- Горизонт планування проєкту (строк служби проєктного об'єкта);
- Рівень інфляції;
- Динаміку цін та тарифів – динаміка цін на енергію, оплату праці персоналу, товари, технічне обслуговування та додаткові витрати може відрізнятися від рівня інфляції. Тому у розрахунки (за необхідності) можуть включатися ступені (виражені у %) росту тарифів і цін;
- Реальну ставку дисконтування.

Реальна ставка дисконтування визначається як:

$$R_r = \frac{R_b - R_i}{1 + R_i}$$

R_b – номінальна ставка дисконтування (облікова ставка Національного банку України), яка діє на час розроблення схеми теплопостачання. Інформацію щодо облікової ставки НБУ можна отримати на сайті НБУ⁷⁵.

R_i – рівень інфляції на рік розроблення схеми теплопостачання. Інформацію щодо фактичного (або прогнозованого) індексу інфляції на поточний рік можна також знайти на сайті НБУ в розділі «Інфляційний звіт» за посиланням нижче або на сайті державної статистики⁷⁶.

Оцінка фінансово-економічної ефективності здійснюється на основі таких відомих економічних показників, як чистий приведений дохід (NPV), внутрішня норма рентабельності (IRR), простий та дисконтований періоди окупності капітальних витрат.

Чиста приведена вартість (NPV)

Чиста приведена вартість визначається як сума майбутніх грошових потоків (чистих річних економій за вирахуванням капітальних інвестицій) інвестиційного проєкту на всьому горизонті планування, які приведені до часу розроблення схеми теплопостачання шляхом використання методу дисконтування.

Чиста приведена вартість визначається як:

$$NPV = \sum_{n=1}^{\tau} \left[\frac{S_n - I_n}{(1 + Rr)^n} \right] - I_0$$

⁷⁵ <https://bank.gov.ua/ua/monetary/stages/archive-rish>

⁷⁶ <https://bank.gov.ua/ua/news/all/inflyatsiyniy-zvit-sichen-2021-roku>

I_0 – капітальні інвестиції у проєкт у році 0;

I_n – капітальні інвестиції на реалізацію проєкту та/або заміну (капітальний ремонт) матеріальних активів, які відносяться до проєкту, у році n ;

S_n – чиста річна економія у році n ;

τ – горизонт планування проєкту (20 років);

Rr – реальна ставка дисконтування.

Чиста приведена вартість для схеми теплопостачання визначається як сума чистих приведених вартостей інвестиційних проєктів, які входять до відповідного сценарію схеми теплопостачання.

Внутрішня норма рентабельності (IRR)

Внутрішня норма рентабельності (IRR) визначається як ставка дисконтування, при якій чиста приведена вартість інвестиційного проєкту на всьому горизонті планування дорівнює нулю ($NPV = 0$).

Внутрішня норма рентабельності:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV(r_1)}{NPV(r_1) - NPV(r_2)} \times (r_2 - r_1)$$

r_1 – значення ставки дисконтування, при якій $NPV < 0$;

r_2 – значення ставки дисконтування, при якій $NPV > 0$;

$NPV(r_1), NPV(r_2)$ – значення NPV для ставок r_1 та r_2 відповідно.

IRR визнається методом ітерацій або з використанням коефіцієнта ануїтету, або за допомогою комп'ютерної програми. Показник дозволяє порівнювати проєкти різного масштабу і тривалості.

Внутрішня норма рентабельності для схеми теплопостачання визначається на основі суми майбутніх грошових потоків (чистих річних економій за вирахуванням капітальних інвестицій кожного періоду протягом горизонту планування) проєктів, які входять до відповідного сценарію схеми теплопостачання.

Дисконтований термін окупності (DPP)

Дисконтований термін окупності визначається як термін, за який кумулятивний грошовий потік (сума чистих річних економій, за вирахуванням капітальних інвестицій, з наростаючим підсумком) інвестиційного проєкту досягає нульового значення і вимірюється в роках.

Дисконтований термін окупності:

$$DPP = n \text{ при якому } \sum_1^n \frac{S_{n_\tau}}{(1+Rr)^\tau} > I_0$$

n – кількість років;

Sn_{τ} – річна чиста економія у періоді τ ;

Rr – реальна ставка дисконтування;

I_0 – капітальні інвестиції у проєкт у році 0.

Дисконтований термін окупності розраховується методом ітерацій або графічним методом, або з використанням коефіцієнта ануїтету, або за допомогою комп'ютерної програми. Дробова частина значення дисконтованого терміну окупності визначається на основі кумулятивного грошового потоку проєкту методом лінійної інтерполяції між роком з від'ємним значенням грошового потоку та наступним за ним роком з додатним значенням грошового потоку.

Дисконтований термін окупності для схеми теплопостачання визначається на основі кумулятивного грошового потоку проєктів, які входять до відповідного сценарію схеми теплопостачання.

5.4.6. ЕКОЛОГІЧНИЙ ЕФЕКТ ІНВЕСТИЦІЙНОГО ПРОЄКТУ

Екологічний ефект інвестиційного проєкту визначається його впливом на навколишнє середовище, зокрема оцінкою всіх вигід та витрат, отриманих дією проєкту на довкілля.

Водночас головним критерієм екологічного ефекту від впровадження енергоефективних проєктів у секторі теплопостачання є рівень викидів парникових газів. Так, різні системи генерації теплової енергії (залежно від палива, що використовується для виробництва теплової енергії) можуть мати різні рівні викидів, і при оцінці ефективності проєкту необхідно враховувати їхнє збільшення чи зменшення.

Тому при оцінці ефективності проєкту доцільно також включати оцінку економії з огляду на оцінку ефекту на підставі вартості викидів та зменшення податків (зборів).

При оцінці ефективності проєкту необхідно враховувати збільшення чи зменшення викидів парникових газів, тон/ термін експлуатації проєкту

Оцінка альтернативних сценаріїв повинна інформувати про збільшення чи зменшення викидів парникових газів, тон/ термін дії схеми теплопостачання

В Україні податок на викиди CO_2 є складовою екологічного податку і визначається Податковим кодексом України. З метою стимулювання підприємств-забруднювачів до зменшення забруднення навколишнього природного середовища, а також наближення до ставок за викиди парникових газів в країнах ЄС, починаючи з 1 січня 2019 року ставку екологічного податку за викиди в атмосферу двоокису вуглецю (CO_2) стаціонарними джерелами було підвищено з 0,41 грн/т до 10 грн/т. Відповідно, проєкти, якими передбачено зниження рівня викидів CO_2 , матимуть економічний ефект від скорочення витрат на екологічний податок.

Варто також врахувати, що Україна має наміри сприяти «зеленому» енергетичному переходу шляхом підвищення ставок податку на викиди CO_2 . Зокрема, у 2020 році у

Верховній Раді України був зареєстрований законопроект про внесення змін до Податкового кодексу України в частині збільшення цього податку до 30 грн/т.

Окрім викидів CO₂, можуть також враховуватися інші види шкідливих речовин та податків на них.

Детально описано в розділі 5.9.

5.4.7. СОЦІАЛЬНИЙ ЕФЕКТ ІНВЕСТИЦІЙНОГО ПРОЄКТУ

Соціальний ефект інвестиційного проекту визначається його відповідністю стратегіям і планам соціального розвитку регіону, а також впливом на соціальне середовище – кінцевих споживачів теплової енергії.

Зокрема, реалізація інвестиційних проєктів у сфері тепlopостачання має сприяти покращенню доступності і якості надання послуг споживачам, а також сприяти підвищенню ефективності та екологічності енергетичного сектору України.

Проте реалізація інвестиційних проєктів зумовить необхідність зміни тарифів для забезпечення покриття інвестиційних витрат та покращення фінансової стійкості підприємств, що може вплинути на рівень тарифів для споживачів. Водночас слід зазначити, що в короткостроковій перспективі впровадження інвестиційних проєктів може призвести до збільшення тарифу за рахунок збільшення інвестиційної складової.

Під час оцінки соціального ефекту обраного варіанта розвитку системи тепlopостачання рекомендується оцінити:

- Прогнозовані зміни у тарифі (вартості) протягом періоду планування – 20 років у порівнянні з базовим роком. Такі оцінки можуть бути виконані у постійних (діючих на момент розрахунків) цінах та з урахуванням змін у макроекономічних показниках;
- Прогнозовані зміни долі витрат домогосподарств на тепlopостачання (теплозабезпечення) у порівнянні з базовим роком. Такі оцінки повинні бути проведені для всього періоду планування з урахуванням змін основних макроекономічних показників.

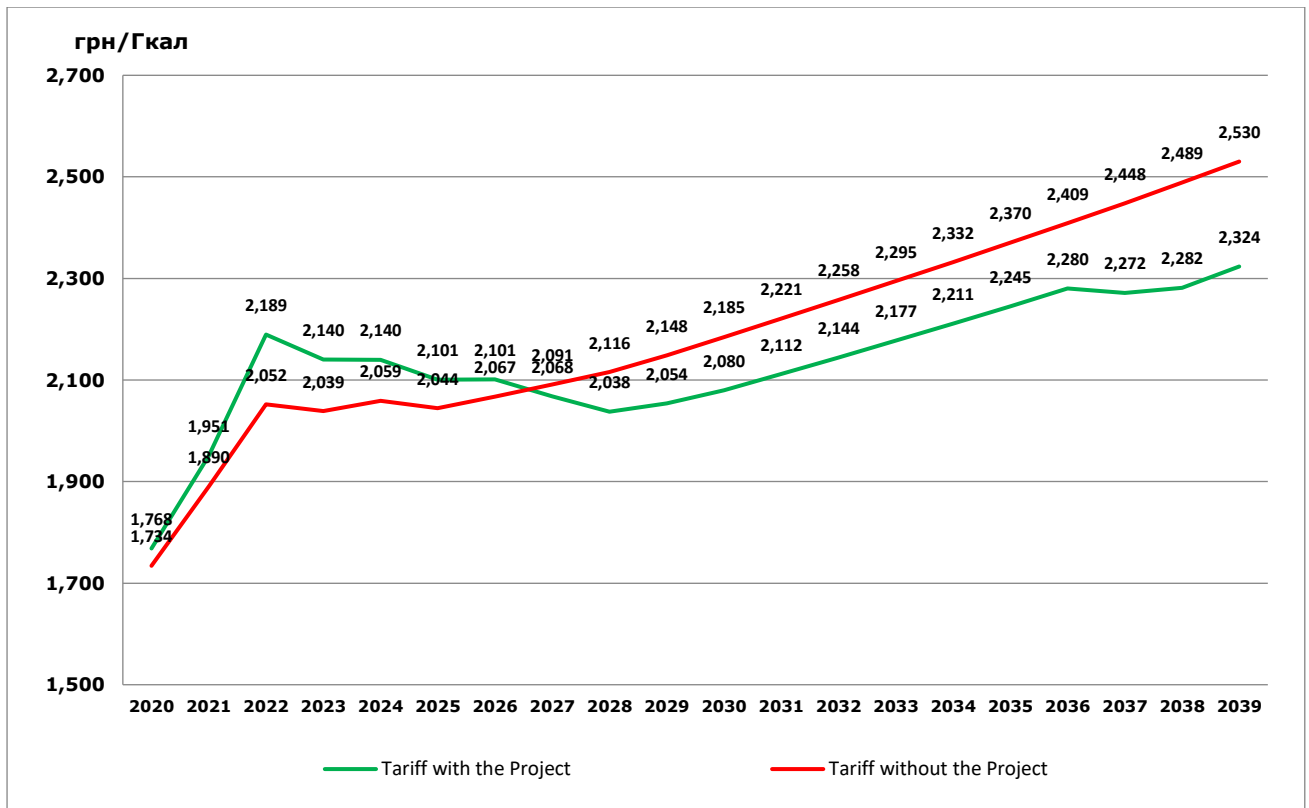


Рисунок 5.19 - Приклад аналізу змін у тарифах

5.4.8. АНАЛІЗ ПРОГНОЗНОЇ ЗМІНИ ВПЛИВОВИХ ФАКТОРІВ НА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕКОМЕНДОВАНОГО ВАРІАНТА (АНАЛІЗ НА ЧУТЛИВІСТЬ)

Техніко-економічні показники інвестиційних проєктів можуть значно залежати від зміни впливових факторів. Тому на етапі розробки проєкту доцільно проаналізувати потенційні ризики та проаналізувати чутливість фінансово-економічних показників проєкту на ці ризики.

Таблиця 5.17 - Аналіз можливих проєктних ризиків та можливі шляхи їхнього зниження

ГРУПА ВПЛИВОВИХ ФАКТОРІВ	ВИД РИЗИКУ	ВПЛИВ НА ПРОЄКТ	ЗАПРОПОНОВАНИЙ ЗАХІД ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ РИЗИКУ
Макроекономічні	Інфляційні та валютні ризики	Збільшення інвестиційної вартості, зростання рівня операційних витрат (у т. ч. заробітної плати)	Врахування в розрахунках прогнозів щодо інфляційних та валютних змін, їхнього впливу на операційні витрати та врахування в кошторисах проєкту непередбачуваних витрат на їхнє покриття
Витрати	Інвестиційний ризик	Збільшення інвестиційного кошторису проєкту	Проведення деталізованих розрахунків інвестиційної потреби з корегуванням на непередбачувані витрати
	Ціна на енергоносії	Зростання операційних витрат	Врахування в розрахунках прогнозів щодо зростання тарифів на енергетичні ресурси
Доходи та грошові надходження	Фінансовий ризик	Скорочення обсягів економії і доходів	Проведення деталізованих розрахунків економічного ефекту проєкту, очікуваного рівня попиту на послуги і

			рівня платежів
Регуляторні	Нормативний ризик	Зміни нормативних документів щодо порядку визначення тарифу, нарахування субсидій і т. д.	Враховання існуючих директив та стратегій, а також очікуваних змін законодавства

Після оцінки припущень щодо можливих ризиків доцільно провести аналіз чутливості найбільш впливових факторів на показники ефективності проєкту. Характеристика найбільш впливових факторів в проєктах тепlopостачання представлена в таблиці нижче.

Таблиця 5.33 - Характеристика найбільш впливових факторів в проєктах тепlopостачання

ФАКТОР	ПАРАМЕТР, НА ЯКИЙ ВПЛИВАЄ ФАКТОР
Зміна витрат у проєкті	Рівень капітальних інвестицій
Зміна рівня викидів CO ₂	Рівень експлуатаційних витрат
Зміна рівня енергоспоживання	Рівень економії енергетичних ресурсів
Зміна цін на енергетичні ресурси (природний газ або інше паливо / електрична енергія / вода)	Рівень грошової економії
Зміна рівня збору платежів	Рівень грошової економії

Аналіз чутливості проводиться на основі розрахунку залежності основних економічних показників проєкту (термін окупності, NPV, IRR) від зміни вище визначених факторів в обраному діапазоні (як приклад, $\pm 20\%$ з кроком 10%).

Таблиця 5.34 - Орієнтовний вигляд таблиці для приведення показників аналізу чутливості

СЦЕНАРІЙ	ЗМЕНШЕННЯ		БАЗОВИЙ	ЗБІЛЬШЕННЯ	
	-20%	-10%		10%	20%
Зміна рівня капітальних інвестицій					
Чиста економія					
Період окупності (PP)					
Дисконтований PP					
Чиста приведена вартість (NPV)					
Внутрішня норма прибутковості (IRR)					
Зміна рівня грошових надходжень (обсяг реалізації та збору платежів)					
Чиста економія					
Період окупності (PP)					
Дисконтований PP					
Чиста приведена вартість (NPV)					

СЦЕНАРІЙ	ЗМЕНШЕННЯ		БАЗОВИЙ	ЗБІЛЬШЕННЯ	
	-20%	-10%		10%	20%
Внутрішня норма прибутковості (IRR)					
Зміна цін на енергетичні ресурси (паливо / електрична енергія)					
Чиста економія					
Період окупності (PP)					
Дисконтований PP					
Чиста приведена вартість (NPV)					
Внутрішня норма прибутковості (IRR)					
Зміна ставки дисконтування					
Чиста економія					
Період окупності (PP)					
Дисконтований PP					
Чиста приведена вартість (NPV)					
Внутрішня норма прибутковості (IRR)					

Висновки та рекомендації

- Вибір оптимального варіанта тепlopостачання повинен враховувати фінансовий, екологічний, соціальний та економічний ефекти від впровадження.
- До показників фінансово-економічної ефективності проєктів та альтернативних варіантів розвитку відносяться наступні: простий термін окупності (PP), чиста приведена вартість (NPV), внутрішня норма рентабельності (IRR) та дисконтований термін окупності (DPP).
- Для розрахунку економічного NPV важливо, зокрема, враховувати екологічний ефект від реалізації інвестиційних проєктів та, відповідно, альтернативного сценарію розвитку.
- Основою для вибору рекомендованого сценарію розвитку є інвестиції, що необхідні для реалізації альтернативного сценарію, економія ПЕР, NPV та економічний NPV, зміна обсягу викидів парникових газів.
- Для вибраного сценарію розвитку рекомендовано оцінити прогнозовані зміни у тарифі та прогнозовані зміни долі витрат домогосподарств на тепlopостачання (теплозабезпечення).
- Для вибраного сценарію доцільно проаналізувати потенційні ризики та проаналізувати чутливість фінансово-економічних показників обраного сценарію.

5.4.9. ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ РЕКОМЕНДОВАНОГО СЦЕНАРІЮ РОЗВИТКУ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Розроблена схема тепlopостачання має охоплювати сукупність узгоджених між собою проєктів з будівництва, реконструкції (розширення, технічного переоснащення) та модернізації об'єктів у сфері тепlopостачання, спрямованих на підвищення енергоефективності, надійності, екологічності та якості тепlopостачання населеного пункту – тобто сценарій тепlopостачання.

Порівняння альтернативних сценаріїв та вибір рекомендованого сценарію тепlopостачання проводиться за результатами аналізу витрат і вигід. Запропонований сценарій повинен мати найбільшу чисту приведену вартість при забезпеченні високої надійності, екологічності та якості тепlopостачання населеного пункту. Окрім наведених фінансових показників при визначенні рекомендованого до впровадження сценарію, необхідно враховувати соціальний та екологічний ефекти впровадження заходів, що детально зазначені в п. 5.4.6 та п. 5.4.7.

Водночас основні показники відповідного сценарію визначаються кумулятивно для всіх проєктів, які входять до відповідного сценарію схеми тепlopостачання, як представлено в таблиці нижче.

Таблиця 5.35 – Зведені фінансово-економічні показники рекомендованого сценарію розвитку тепlopостачання

№	КОМПОНЕНТ / ПРОЄКТ	КАПІТАЛЬНІ ІНВЕСТИЦІЇ	ЧИСТА ЕКОНОМІЯ	ЕКОНОМІЯ ПЕР	ПРОСТІЙ ПЕРІОД ОКУПНОСТІ	IRR	NPV	ДИСКОНТОВАНИЙ ПЕРІОД ОКУПНОСТІ	СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ CO2 ЕКВІВАЛЕНТ
		грн	грн	т у.п.	років	%	грн	років	т
	Загалом для сценарію								

5.5. РОЗРОБКА ГРАФІЧНОЇ ЧАСТИНИ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Графічна частина містить в собі план населеного пункту з нанесенням схеми тепlopостачання з ключовими показниками. Графічна частина розроблюється для базового року та для перспективного рекомендованого сценарію.

Графічна частина базового року схем передбачає нанесення існуючої забудови населеного пункту, зон тепlopостачання, джерел та споживачів. Для рекомендованого

сценарію слід наносити на схему аналогічні перспективні, модернізовані та нові показники.

Зокрема, інформація про забудову повинна містити:

- фонову заливку елементів (залежно від типу: водний простір, рослинність тощо);
- дороги та вулиці (з назвами основних);
- контури будівель (з нумерацією найбільших).

На схематичному плані міста в М1:5000 або М1:10000 повинні бути нанесені:

- вуличні проїзди, назви вулиць;
- існуючий житловий фонд (контурною лінією);
- діючі котельні, що забезпечують житлово-комунальний сектор тепловою енергією;
- існуючі теплові мережі, їх діаметр та протяжність, навантаження;
- територія перспективної житлової забудови;
- заплановані перспективні об'єкти соціальної інфраструктури та громадські споруди.

Зона теплопостачання передбачає відокремлення та відображення:

- система теплопостачання (централізована, автономна, індивідуальна);
- щільність теплового навантаження зони.

Також на схемі потрібно відображати основні елементи, зокрема:

- джерела (з вказанням назви та типу);
- теплові мережі (з колірним позначенням різних типів прокладання);
- центральні теплові пункти.

Для об'ємних схем рекомендовано більш деталізовані показники зображувати на окремих схемах зон теплопостачання чи окремих джерел. Зокрема, детальна інформація повинна містити:

- теплову потужність джерел;
- протяжність, тип та діаметр теплових мереж;
- адресу, поверховість, тип та теплове навантаження споживачів.

Графічна частина має бути розроблена в електронному форматі. При розробці графічної системи рекомендовано використовувати можливості моделювання в геоінформаційних системах (ГІС).



Рисунок 5.21 – Тепловізійне зображення теплових мереж Києва на GEOPORTALUA

Нанесення елементів схеми теплопостачання на мапу відбувається на основі даних від теплопостачальних організацій.

5.6. ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОННИХ ІНСТРУМЕНТІВ МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ ТЕПЛОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ, ОХОПЛЮЮЧИ (АЛЕ НЕ ОБМЕЖУЮЧИСЬ) ГІС

Базовим інструментом довгострокового планування енергоефективної модернізації існуючих систем централізованого теплопостачання є побудова математичних моделей різних варіантів централізованих систем теплопостачання, які можуть відрізнитися складом, розташуванням, потужністю теплових джерел і конфігурацією теплових мереж.

Основою розробки таких моделей є програмні розрахункові модулі на базі геоінформаційних платформ, що дозволяють відображати, описувати та проводити розрахунок просторово-розподілених складних систем, до числа яких відносяться системи централізованого теплопостачання(СЦТ).

Серед інших задач, що мають бути вирішені, є і проведення гідравлічного розрахунку для рекомендованого сценарію схеми теплозабезпечення. Переважно для цього використовується спеціалізоване програмне забезпечення, а основною метою є перевірка спроможності теплових мереж забезпечити надійне теплопостачання та вибір оптимальних діаметрів ділянок трубопроводів.

Геоінформаційні системи (ГІС) – системи, пов'язані насамперед із завданнями природокористування, а також територіального планування і управління. Ці системи мають універсальний характер, що забезпечує їхнє використання в різних галузях

однаково успішно. Відмінною рисою багатьох із цих систем є крос-платформеність і орієнтування на клієнт-серверну технологію. Більшість систем мають надбудови і модулі, орієнтовані на вирішення задач у різних галузях.

Крім переваг, притаманних усім автоматизованим системам, таких як електронне подання даних, централізоване зберігання інформації, робота з багатьма користувачами, складання звітів, ГІС в інженерних мережах вирішує такі завдання:

- представлення інженерної мережі у вигляді моделі, що дозволяє аналізувати її методами теорії графів;
- прив'язка до реальної географії – відображення точної топології мережі на плані міста/місцевості;
- модель реальної мережі можна узагальнити. Можна узагальнювати пряму і зворотну ділянки мережі та проводити розрахунки для них як для єдиного цілого;
- робота в таких ГІС може істотно полегшити задачу введення параметрів інженерної мережі за рахунок того, що вибір необхідних об'єктів відбувається графічно, а не лише з таблиць баз даних (БД);
- графічне вказання помилок, отриманих у результаті розрахунків або при введенні атрибутивної інформації, полегшує знаходження «проблемного місця» в мережі. Наприклад, можна просто позначити певним кольором таку ділянку;
- графічне відображення вихідних даних і результатів розрахунків підвищує наочність моделі.

В **Таблиця 5.18** наведено перелік ГІС, що можуть бути застосовані з вказаними особливостями.

Таблиця 5.18 - Перелік ГІС, що можуть бути застосовані для планування енергоефективної модернізації існуючих систем централізованого тепlopостачання

№ ЗА/П	НАЗВА	РОЗРОБНИК ТА ВЕБСАЙТ	КОРОТКИЙ ОПИС ФУНКЦІОНАЛУ
1	ARCGIS UTILITY NETWORK	ESRI, Inc http://www.esri.ua	<ul style="list-style-type: none"> • Технологія здатна підтримувати інші мережі, такі як централізоване тепlopостачання, але на даний момент користувачам необхідно створювати власні моделі даних • Можливість редагування даних через вебслужби • Технологія використовує вбудовані стандарти, які захищають користувачів від помилок введення даних
2	TERMIS	Schneider Electric www.schneider-electric.ua	<ul style="list-style-type: none"> • Проектування та експлуатація мережі • Статистичні та динамічні обчислення • Гідрравлічні обчислення • Термодинамічне обчислення • Обчислення втрати теплової енергії • Оптимальний підбір діаметрів теплопроводу, нових перемикань у мережі, підключення нових споживачів • Обчислення та економічні калькуляції – розрахунок витрат інвестиції та модернізації мережі
3	NEPLAN	Neplan AG www.neplan.ch	<ul style="list-style-type: none"> • Базовий модуль дозволяє користувачеві моделювати, проектувати й оптимізувати теплову мережу • При розрахунку враховуються всі коефіцієнти навантаження і одночасності лінійних навантажень • Розрахунок теплообмінників, теплових станцій, циркуляційних насосів, резервуарів, клапанів, фітінгів, регуляторів тиску та ін. • Всі елементи мають термогідрравлічну модель, що залежить від температури • Відображення температури, температурних втрат і втрат потужності на діаграмі та в таблицях
4	GLOBEMA	Globema Sp. z o http://www.globema.pl	<ul style="list-style-type: none"> • Базовий продукт заснований на галузевих продуктах для телекомунікацій, комунальних послуг та інших компаній • Охоплює всі види об'єктів, представлених на карті із функцією географічного посилання • Модуль здатний виконувати складні гідрравлічні та термодинамічні розрахунки мережі • Модуль дозволяє детально планувати діяльність в напрямку інвестицій
5	lisi-Netti	Planora Oy http://planora.fi/	<ul style="list-style-type: none"> • Оптимізація виробництва тепла на основі собівартості теплової енергії та ціни продажу електроенергії • Моделювання виробництва тепла • Моделювання простоїв мережі

№ ЗА/П	НАЗВА	РОЗРОБНИК ТА ВЕБСАЙТ	КОРОТКИЙ ОПИС ФУНКЦІОНАЛУ
			<ul style="list-style-type: none"> • Оптимізація температури графіка та мінімізація втрат в мережі • Визначення тепловтрат та витоків в мережі
6	MOP, DYMOS	ORTEP, s.r.o. www.ortep.cz	<ul style="list-style-type: none"> • MOP – програмний інструмент, призначений для оптимізації існуючих і проектування нових теплових мереж на основі термогідрравлічних розрахунків • DYMOS – це надбудова, призначена для диспетчерського управління СЦТ, планування операцій та оптимізації роботи систем централізованого теплопостачання • Програмне забезпечення дозволяє користувачеві аналізувати потоки, гідравліку та теплові умови, використовуючи набір фізичних величин • Модуль містить управління моделлю попиту/споживання • Система може моделювати великі мережі (з багатьма петлями (обчислює баланс гідравліки), джерела тепла, насоси, клапани регулювання тиску, запобіжні клапани, змішувальні вузли, шунти або паропроводи
7	Trimble NIS	Trimble Solutions Corporation https://utilities.trimble.com	<ul style="list-style-type: none"> • Система містить інтегровані інструменти для планування та управління обслуговуванням • Властивості, такі як стан, місцезнаходження, вік та обсяг споживання районів, можна аналізувати для розрахунку поточної вартості та реінвестування. Результати можна передавати, використовуючи тематичні карти та звіти • Функціональні можливості дозволяють обчислювати дані трубої мережі • Система містить ефективні інструменти для комплексного управління мережевими інвестиціями – від інвестиційного планування до моніторингу та аналізу

5.7. ПАСПОРТ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Паспорт схеми теплопостачання населеного пункту - невід'ємна частина схеми теплопостачання населеного пункту, що містить показники структури, ефективності, надійності, якості та екологічності систем теплопостачання населеного пункту для базового року та цільові показники за умови реалізації рекомендованого сценарію теплопостачання.

Паспорт схеми теплопостачання охоплює основні показники базового та рекомендованого сценарію теплопостачання (базовий рік (вказати); рік 1; рік 2; рік 3; рік 4; рік 5; на кінець періоду (вказати рік)). Форма паспорта схеми теплопостачання населеного пункту наведена нижче.

Форма паспорта схеми теплопостачання населеного пункту

Таблиця 5.37 - Структура теплопостачання

№ ЗА/П	ПОКАЗНИК	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	ПОЯСНЕННЯ
1	2	3	4
1	Встановлена теплова потужність теплових джерел (ТД)	Гкал/год	Необхідно вибрати тип джерела теплопостачання; залежно від виду палива наводиться кількість котелень та сумарна теплова потужність котелень на кінець звітнього року, яка визначається за сумою номінальних паспортних потужностей усіх встановлених котлів в Гкал/год
	в тому числі котельні:		
	котельні на природному газі	одиниць	
	котельні на природному газі	Гкал/год	
	котельні на біопаливі	одиниць	
	котельні на біопаливі	Гкал/год	
	котельні на традиційному твердому паливі	одиниць	
	котельні на традиційному твердому паливі	Гкал/год	
	в тому числі когенераційні установки (КГУ):		
	КГУ на природному газі	одиниць	
	КГУ на природному газі	Гкал/год	
	КГУ на біопаливі	одиниць	
	КГУ на біопаливі	Гкал/год	
	КГУ на традиційному твердому паливі	одиниць	
	КГУ на традиційному твердому паливі	Гкал/год	
	Системи утилізації скидної теплоти	одиниць	
	Системи утилізації скидної теплоти	Гкал/год	
	Електричні котли	одиниць	
	Електричні котли	Гкал/год	
	Теплові насоси	одиниць	
Теплові насоси	Гкал/год		
Сонячні водонагрівачі	одиниць		
Сонячні водонагрівачі	Гкал/год		

	Інші джерела теплової енергії	одиниць	
	Інші джерела теплової енергії	Гкал/год	
2	Частка теплової енергії, виробленої в результаті спільного виробництва теплової та електричної енергії	%	Співвідношення теплової енергії, виробленої в установках спільного виробництва теплової та електричної енергії для тепlopостачання населеного пункту, до загальної кількості теплової енергії, виробленої протягом року
3	Частка теплової енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії	%	Співвідношення теплової енергії, виробленої з використанням відновлюваних джерел енергії, до загальної кількості теплової енергії, виробленої протягом року
4	Частка теплової енергії, виробленої з використанням скидної теплової енергії	%	Співвідношення теплової енергії, виробленої з використанням скидної теплової енергії підприємств, до загальної кількості теплової енергії виробленої протягом року
5	Кількість об'єктів (будівель), підключених до системи централізованого тепlopостачання	одиниць/м ²	Визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження
6	Кількість ЦТП	одиниць	Визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження
7	Кількість ІТП	одиниць	Визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження
8	Кількість та відсоток вузлів обліку теплової енергії на об'єктах (будівлях)	одиниць, %	Комплекс пристроїв, призначених для приєднання систем теплоспоживання до теплової мережі з метою керування ними та забезпечення відповідного режиму теплоспоживання; визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження.
9	Приєднане теплове навантаження	Гкал/год	До сезонного навантаження відноситься опалення та вентиляція, які змінюються протягом опалювального сезону і залежать тільки від температури зовнішнього повітря
	в тому числі:		
	Опалення	Гкал/год	
	ГВП	Гкал/год	
	вентиляція	Гкал/год	
10	Фактичне середнє теплове навантаження	Гкал/год	Співвідношення кількості відпущеної теплової енергії за опалювальний період до тривалості опалювального періоду; визначається на основі показників для кожного теплового джерела: $Q = \sum Q_i / \sum (m \cdot n)$ Q _i – кількість відпущеної теплової енергії тепловим джерелом і (МВт·год), n – тривалість опалювального періоду (годин), m – кількість теплових джерел
11	Температурний графік теплоносія (вказати всі	°C/°C	Визначаються розрахункові

	графіки)		значення температури теплоносія (гарячої води) після джерела теплопостачання, тобто на вході в теплову мережу і після її повернення від споживачів, які залежать від кліматичних умов (стосовно розрахункової зовнішньої температури повітря для системи опалення)
12	Загальна площа міської забудови	км ²	Визначена за даними, зазначеними у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно, а у разі відсутності у ньому інформації про окремі приміщення - за даними, зазначеними у документах, що посвідчують право власності на такі приміщення
13	Питома протяжність теплових мереж	км/(Гкал/год)	Співвідношення протяжності теплової мережі (охоплюючи магістральні та розподільчі теплові мережі в двотрубному вимірюванні) до приєданого до цієї теплової мережі теплового навантаження.
14	Щільність теплового навантаження	(Гкал/год) / км ²	Співвідношення відпуску теплової енергії в теплову мережу за рік до площі забудови, на якій розташовані споживачі теплової енергії, які підключені до цієї мережі; визначається для всієї сукупності зон теплопостачання населеного пункту та для окремих зон; площа забудови визначається як площа території, на якій розташовані споживачі теплової енергії, які підключені до СЦТ
15	Частка централізованого теплопостачання	%	Співвідношення опалювальної площі будівель, приєднаних до системи централізованого теплопостачання, до загальної опалювальної площі будівель населеного пункту
16	Рівень інтеграції теплових мереж	%	Співвідношення приєданого теплового навантаження теплових джерел інтегрованих (з'єднаних) теплових мереж до загального приєданого теплового навантаження системи централізованого теплопостачання

Таблиця 5.38 - Ефективність системи тепlopостачання

№ ЗА/П	ПОКАЗНИК	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	ПОЯСНЕННЯ
1	2	3	4
1	Споживання паливно-енергетичних ресурсів на виробництво теплової енергії	т у.п.	Споживання паливно-енергетичних ресурсів на виробництво теплової енергії визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження (в перерахунку на умовне паливо) <i>Звітність відповідно до:</i> Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства
	В тому числі:		
	Природний газ	т у.п.	
	Біопаливо	т у.п.	
	Традиційне тверде паливо	т у.п.	
	Рідке паливо	т у.п.	
	Електроенергія в перерахунку на умовне паливо	т у.п.	
Скидна теплота	т у.п.		
2	Виробництво теплової енергії	Гкал	<i>Визначається</i> індивідуально відповідно до об'єкта дослідження в Гкал (відпуск з колекторів)
3	Питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії	кг у.п./Гкал	Середньозважений показник щодо теплових джерел системи централізованого тепlopостачання з урахуванням обсягів виробництва теплової енергії за відповідний рік (наводиться в обсягу на 1 Гкал відпущену з колекторів)
4	Енергетична складова собівартості виробництва теплової енергії (у цінах ПЕР базового року)	грн/Гкал	<i>Визначається відповідно до:</i> Постанови КМУ «Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на комунальні послуги» № 869 від 01.06.2011 Постанови НКРЕКП «Про внесення змін до Процедури встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання» № 1174 від 25.06.2019 <i>Звітність відповідно до:</i> Наказу Мінрегіону «Про моніторинг стану реформування і розвитку житлово-комунального господарства» від 21.12.2015 № 326 Наказу Мінрегіону «Про здійснення моніторингу стану розрахунків за житлово-комунальні послуги та інших показників у сфері житлово-комунального господарства» від 16.12.2019 р. № 312 Постанови НКРЕКП «Про затвердження Правил організації звітності, що подається суб'єктами господарювання у сферах тепlopостачання, централізованого водопостачання та водовідведення до Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» від 31.05.2017 № 717 Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства

№ ЗА/ П	ПОКАЗНИК	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	ПОЯСНЕННЯ
5	Вартість виробництва теплової енергії (у цінах базового року)	грн/Гкал	<p><u>Визначається відповідно до:</u> Постанови КМУ № 869 Постанови НКРЕКП № 1174</p> <p><u>Звітність відповідно до:</u> Наказу Мінрегіону № 326 Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717</p> <p>Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства</p>
6	Відпущено теплової енергії в теплову мережу	Гкал	<p>Заповнюється на підставі розрахункових даних та показів приладів обліку відповідно до актів прийому-передачі теплової енергії між сторонами та передбачає корисний відпуск теплової енергії власним споживачам, юридичним та фізичним особам, що безпосередньо споживають теплову енергію на власні потреби</p> <p><u>Звітність відповідно до:</u> Наказу Мінрегіону № 326 Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717</p> <p>Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства</p>
7	Чисельність персоналу на 1 тис. Гкал, відпущену з джерел ТЕ	осіб / 1 тис. Гкал	<p>(а) чисельність персоналу виробництва; (б) чисельність персоналу в цілому по тепlopостачанню.</p> <p><u>Звітність відповідно до:</u> Наказу Мінрегіону № 326 Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717</p> <p>Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства</p>
8	Поставлено теплової енергії споживачам	Гкал	<p>Відпущено споживачам теплової енергії.</p> <p><u>Визначається відповідно до:</u> Постанови КМУ № 869 Постанови НКРЕКП № 1174</p> <p><u>Звітність відповідно до:</u> Наказу Мінрегіону № 326 Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717</p> <p>Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства</p>
9	Поставлено теплової енергії споживачам без урахуванням ГВ	Гкал	<p>Відпущено споживачам без урахування теплової енергії на потреби гарячого водopостачання.</p> <p><u>Визначається відповідно до:</u> Постанови КМУ № 869 Постанови НКРЕКП № 1174</p> <p><u>Звітність відповідно до:</u> Наказу Мінрегіону № 326</p>

№ ЗА/П	ПОКАЗНИК	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	ПОЯСНЕННЯ
			Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717 Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства
10	Втрати теплової енергії в теплових мережах	%	<i>Визначається</i> відповідно до ДБН В.2.5-39:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі» <i>Звітність відповідно до:</i> Наказу Мінрегіону № 326 Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717 Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства
11	Витрати електроенергії на транспортування теплоносія	МВт·год	Витрати електроенергії на транспортування теплової енергії. <i>Визначається відповідно до:</i> Наказу Мінрегіону «Про затвердження Порядку розрахунку нормативних витрат електроенергії підприємствами теплоенергетики при виробництві, транспортуванні та постачанні (розподілі) теплової енергії» № 12 від 02.02.2009 <i>Звітність відповідно до:</i> Наказу Мінрегіону № 326 Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717 Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства
12	Питомі витрати електроенергії на транспортування теплоносія	кВт·год/ Гкал	Питомі витрати електроенергії на транспортування теплової енергії. Співвідношення витрат електроенергії на привод мережевих насосів для транспортування теплоносія та кількості відпущеної в мережу теплової енергії за відповідний рік
13	Питомі витрати умовного палива на транспортування теплоносія	кг у.п./ Гкал	Питомі Витрати умовного палива на транспортування теплоносія, що включають витрати електричної енергії та втрати в мережах. Розраховуються як відношення суми втрат теплової енергії в мережах та витрат електроенергії на прокачку теплоносія та відпущеної споживачам теплової енергії.
14	Вартість транспортування теплової енергії (у цінах базового року)	грн/Гкал	<i>Визначається відповідно до:</i> Постанови КМУ № 869 Постанови НКРЕКП № 1174
15	Питомі витрати умовного палива на виробництво та транспортування теплової енергії	кг у.п./Гкал	Сумарний показник питомих витрат на виробництво та транспортування теплоносія. Розраховується як сума рядків 3 та 13.
16	Енергетична складова собівартості виробництва та транспортування теплової енергії	грн/Гкал	До енергетичної складової включається паливо; покупна ТЕ; ТЕ вироблена власними ТЕЦ, ТЕС, АЕС, КГУ, АДЕ; електроенергія.

№ ЗА/ П	ПОКАЗНИК	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	ПОЯСНЕННЯ
	(у цінах ПЕР базового року)		<i>Визначається відповідно до:</i> Постанови КМУ № 869 Постанови НКРЕКП № 1174 <i>Звітність відповідно до:</i> Наказу Мінрегіону № 326 Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717 Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства
17	Питомі витрати води на підживлення теплових мереж	%	<i>Визначається</i> відповідно до КТМ 204 Україна 244-94 «Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні» <i>Звітність відповідно до:</i> Наказу Мінрегіону № 326 Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717 Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства
19	Чисельність персоналу на 10 км теплових мереж	осіб	(а) чисельність персоналу транспортування, (б) чисельність персоналу в цілому по теплопостачанню. <i>Звітність відповідно до:</i> Наказу Мінрегіону № 326 Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717 Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства
20	Споживання ПЕР на виробництво електроенергії	т у.п.	Споживання паливно-енергетичних ресурсів на виробництво електроенергії визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження
	в тому числі:		
	Природний газ	т у.п.	
	Біопаливо	т у.п.	
	Традиційне тверде паливо	т у.п.	
	Рідке паливо	т у.п.	
20	Вироблено електроенергії КГУ	МВт·год	<i>Визначається</i> індивідуально відповідно до об'єкта дослідження
21	Питомі витрати умовного палива на виробництво електроенергії	кг у.п./ Гкал	Це витрати палива, що при спалюванні 1 кг дає 7000 ккал, і яке потрібно використати для виробництва одиниці продукції (1кВт·год електроенергії); визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження

Таблиця 5.39 - Надійність теплопостачання

№ ЗА/П	ПОКАЗНИК	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	ПОЯСНЕННЯ
1	2	3	4
1	Середній термін експлуатації ділянок труб теплових мереж	рік	Тривалість експлуатації ділянок труб теплових мереж у відсотках з урахуванням встановленої кількості циклів навантаження, протягом якої підприємство гарантує надійність його роботи за дотримання умов експлуатації; визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження
	в тому числі		
	0 – 5 років	%	
	5 – 10 років	%	
	10 – 15 років	%	
	15 – 20 років	%	
більше 20 років	%		
2	Частка аварійних ділянок труб теплових мереж	%	Співвідношення протяжності аварійних ділянок труб теплових мереж до загальної протяжності теплових мереж населеного пункту
3	Питома пошкодженість трубопроводів теплових мереж, кількість пошкоджень на рік на 1км теплових мереж	пошк./рік/км	Співвідношення кількості пошкоджень трубопроводів теплових мереж і загальної протяжності теплових мереж населеного пункту (у двотрубному обчисленні) за відповідний рік
4	Співвідношення встановленої теплової потужності та приєднаного навантаження	%	Це відношення встановленої теплової потужності та приєднаного навантаження (визначається технічними умовами на приєднання споживачів та обумовлюється договором між теплопостачальною організацією та споживачами про використання теплової енергії та гарячої води, а кількість спожитої теплової енергії обчислюється теплотічильником або при його відсутності за розрахунком згідно з Правилами користування тепловою енергією)

Таблиця 5.40 - Якість теплопостачання

№ П/П	ПОКАЗНИК	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	ПОЯСНЕННЯ
1	2	3	4
1	Кореляція між температурою зовнішнього повітря та споживанням палива на опалення за опалювальний сезон	R2	Визначається середньозважений для всіх теплових джерел (за обсягами виробництва теплової енергії) коефіцієнт кореляції для відповідного періоду; коефіцієнт кореляції для кожного теплового джерела обчислюється на підставі добових значень споживання палива і середньодобових значень температури зовнішнього повітря
2	Кореляція між температурою зовнішнього повітря та споживанням палива на опалення за січень (R2)	R2	Відповідність (кореляція) між споживанням палива і температурою зовнішнього повітря визначається як середньозважений для всіх джерел теплової енергії (за обсягами виробництва теплової енергії для потреб опалення) коефіцієнт кореляції для

№ П/П	ПОКАЗНИК	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	ПОЯСНЕННЯ
			відповідного періоду (січень); коефіцієнт кореляції для кожного джерела теплової енергії обчислюється на підставі добових значень споживання палива і середньодобових значень температури зовнішнього повітря
3	Кореляція між температурою зовнішнього повітря та споживанням палива на опалення за березень (R2)	R2	Відповідність (кореляція) між споживанням палива і температурою зовнішнього повітря визначається як середньозважений для всіх джерел теплової енергії (за обсягами виробництва теплової енергії для потреб опалення) коефіцієнт кореляції для відповідного періоду (березень); коефіцієнт кореляції для кожного джерела теплової енергії обчислюється на підставі добових значень споживання палива і середньодобових значень температури зовнішнього повітря
4	Загальна кількість незапланованих (аварійних) перерв у транспортуванні теплової енергії з вини ліцензіата, тривалість яких понад 6 годин	одиниць	<i>Звітність відповідно до:</i> Наказу Мінрегіону № 326 Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717 Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства
5	Загальна тривалість незапланованих (аварійних) перерв у транспортуванні теплової енергії з вини ліцензіата, тривалість яких понад 6 годин	годин	<i>Звітність відповідно до:</i> Наказу Мінрегіону № 326 Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717 Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства
6	Кількість зареєстрованих звернень споживачів теплової енергії з питань невідповідності якості послуг умовам договорів	одиниць	<i>Звітність відповідно до:</i> Наказу Мінрегіону № 326 Наказу Мінрегіону № 312 Постанови НКРЕКП № 717 Інших форм звітності та даних управлінського обліку підприємства

Таблиця 5.41 - Екологічна ефективність

№ ЗА/П	ПОКАЗНИК	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	ПОЯСНЕННЯ
1	2	3	4
1	Великі спалювальні установки (ВСУ)	одиниць	Визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження
2	Великі спалювальні установки (ВСУ)	Гкал	Визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження

3	В т. ч. тих, що входять в НПСВ, шт.	одиниць	Визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження
4	В т. ч. тих, що входять в НПСВ, Гкал	Гкал	Визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження
5	В т. ч. з терміном роботи менше 40000 годин	одиниць	Визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження
6	В т. ч. з терміном роботи менше 40000 годин	Гкал	Визначається індивідуально відповідно до об'єкта дослідження
7	Питомі викиди оксидів азоту на 1 ГДж відпущеної теплової енергії	г/ГДж	Відношення загального обсягу викидів оксидів азоту в перерахунку на NO ₂ за визначений період часу (рік) (визначається за даними Держстатистики ⁵⁵) до загального обсягу відпущеної споживачам теплової енергії за цей же період; визначається за звітністю підприємства
8	Питомі викиди оксидів сірки на 1 ГДж відпущеної теплової енергії	г/ГДж	Відношення загального обсягу викидів оксидів сірки за визначений період часу (рік) (визначається за даними Держстатистики) до загального обсягу відпущеної споживачам теплової енергії за цей же період; визначається за звітністю підприємства
9	Питомі викиди твердих частинок на 1 ГДж відпущеної теплової енергії	г/ГДж	Відношення загального обсягу викидів суспендованих твердих частинок за визначений період часу (рік) (визначається за даними Держстатистики) до загального обсягу відпущеної споживачам теплової енергії за цей же період; визначається за звітністю підприємства
10	Питомі викиди парникових газів на 1 ГДж відпущеної теплової енергії	г CO _{2e} /ГДж	Відношення загального обсягу викидів парникових газів у перерахунку на CO _{2e} за визначений період часу (рік) ⁷⁹ до загального обсягу відпущеної споживачам теплової енергії за цей же період; визначається за звітністю підприємства
11	Питомі викиди оксиду вуглецю (СО) на 1 ГДж відпущеної теплової енергії	г/ГДж	Відношення загального обсягу викидів оксидів вуглецю в перерахунку на СО за визначений період часу (рік) (визначається за даними Держстатистики) до загального обсягу відпущеної споживачам теплової енергії за цей же період; визначається за звітністю підприємства

Показники паспорту переважно характеризують централізовану систему теплозабезпечення. Тому для міст, де представлені інші варіанти систем (індивідуальні, автономні і т. д.), для оцінки існуючого та перспективного стану

⁷⁹ Галузева методика розрахунку шкідливих викидів, які надходять від теплогенеруючих установок комунальної теплоенергетики України, затверджена Наказом Мінбуду України № 67 від 16.03.2006

рекомендовано додатково включати інформацію відповідно до таблиці 5.42. Рекомендується надати показники базового та рекомендованого сценарію теплопостачання (базовий рік (вказати); рік 1; рік 2; рік 3; рік 4; рік 5; на кінець періоду (вказати рік)).

Таблиця 5.42 – Узагальнюючі показники системи теплозабезпечення

№ ЗА/П	ПОКАЗНИК	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	БАЗОВИЙ РІК	РІК 1	РІК 2	РІК 3	РІК 4	РІК 5	ОСТАННІЙ РІК
1	2	3	4						
1	Загальна потужність джерел теплопостачання, з них:								
	- когенераційних установок та ТЕЦ	МВт							
	- котелень централізованого теплопостачання								
	- автономних котелень								
	- індивідуальних котлів								
	-джерел скідного тепла								
2	Загальна кількість джерел теплопостачання, шт., з них:								
	- когенераційних установок та ТЕЦ	одиниць							
	- котелень централізованого теплопостачання								
	- автономних котелень								
	- індивідуальних котлів								
	-джерел скідного тепла								
3	Споживання палива та енергоресурсів для потреб теплозабезпечення в розрізі джерел та типів палива:								
	- когенераційних установок та ТЕЦ								
	- природник газ	тис. куб.м (т.н.е.)							
	- електроенергія	МВт-год (т.н.е.)							
	- вугілля	тис. т (т.н.е.)							
	- біопаливо	тис. т (т.н.е.)							
	- інше (уточнити)	(т.н.е.)							
	- котелень централізованого теплопостачання;								
	- природник газ	тис. куб.м (т.н.е.)							
	- електроенергія	МВт-год (т.н.е.)							
- вугілля	тис. т (т.н.е.)								

№ ЗА/П	ПОКАЗНИК	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	БАЗОВИЙ РІК	РІК 1	РІК 2	РІК 3	РІК 4	РІК 5	ОСТАННІЙ РІК	
	- біопаливо	тис. т (т.н.е.)								
	- інше (уточнити)	(т.н.е.)								
	- автономних котельнь;									
	- природник газ	тис. куб.м (т.н.е.)								
	- електроенергія	МВт-год (т.н.е.)								
	- вугілля	тис. т (т.н.е.)								
	- біопаливо	тис. т (т.н.е.)								
	- інше (уточнити)	(т.н.е.)								
	- індивідуальних котлів;									
	- природник газ	тис. куб.м (т.н.е.)								
	- електроенергія	МВт-год (т.н.е.)								
	- вугілля	тис. т (т.н.е.)								
	- біопаливо	тис. т (т.н.е.)								
	- інше (уточнити)	(т.н.е.)								
4	Загальна кількість виробленої теплової енергії в розрізі джерел., Гкал, з них:									
	- когенераційними установками та ТЕЦ	Гкал (%)								
	- котельнями централізованого тепlopостачання									
	- автономними котельнями									
	- індивідуальними котлами									
- отримано скідного тепла										
5	Загальна кількість виробленої теплової енергії в розрізі типів палива, Гкал, з них:									
	- природний газ	Гкал (%)								
	- вугілля									
	- біопаливо									
	- електроенергія прямий нагрів									
	- електроенергія теплові насоси									
	- сонячна енергія									
	- скідное тепло									
- інші (уточнити)										
6.	Загальна кількість спожитої теплової енергії в розрізі джерел., Гкал (конечное споживание), з них:									

№ ЗА/П	ПОКАЗНИК	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	БАЗОВИЙ РІК	РІК 1	РІК 2	РІК 3	РІК 4	РІК 5	ОСТАННІЙ РІК	
	- Централізована система теплопостачання	Гкал (%)								
	- автономними котельнями									
	- індивідуальними котлами									
7.	Загальна кількість спожитої теплової енергії в розрізі типів палива, Гкал (конечное споживание), з них:									
	- природний газ	Гкал (%)								
	- вугілля									
	- біопаливо									
	- електроенергія прямиї нагрів									
	- електроенергія теплові насоси									
	- сонячна енергія									
	- скідное тепло									
- інші (уточнити)										
6	Показники викидів парникових газів (тCO ₂), в т.ч.:									
	- когенераційними установками та ТЕЦ	тCO ₂ (%)								
	- котельнями централізованого теплопостачання									
	- автономними котельнями									
	- індивідуальними котлами									

5.8. ПЛАН ФІНАНСУВАННЯ ТА РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЄКТІВ

5.8.1. ДЖЕРЕЛА ФІНАНСУВАННЯ ПРОЄКТІВ

Залежно від структури і принципів фінансових надходжень можна виділити бюджетно орієнтовану, проєктно орієнтовану та сервісно орієнтовану модель фінансування, кожна з яких має свої особливості і обмеження.

Таблиця 5.193 - Моделі фінансування

МОДЕЛЬ ФІНАНСУВАННЯ	ДЖЕРЕЛА ФІНАНСУВАННЯ	ПРИНЦИПИ	ОБМЕЖЕННЯ
Бюджетно орієнтована	Цільове бюджетне фінансування державними органами або ОМС	Забезпечення інтересів органів влади і відповідності проєктів діючим програмам та стратегіям, обов'язковість їхнього погодження органами влади	Характер відносин з органами влади, доступність фінансування
Проєктно орієнтована	Фінансування інституціями окремих затверджених проєктів	Націленість на реалізацію конкретного проєкту і задоволення вимог, інтересів інституцій (донорів, інвесторів)	Обмеженість бюджету, затвердженого інституціями і донорами на окремий проєкт

МОДЕЛЬ ФІНАНСУВАННЯ	ДЖЕРЕЛА ФІНАНСУВАННЯ	ПРИНЦИПИ	ОБМЕЖЕННЯ
Сервісно орієнтована	Плата за послугу, сервіс	Надання замовникам послуг відповідної якості, покращення конкурентоспроможності	Принципи та законодавчі обмеження з тарифоутворення

Основними інструментами фінансування є бюджетні, кредитні, грантові або інвестиційні ресурси.

Таблиця 5.44 – Інструменти фінансування

ІНСТРУМЕНТИ ФІНАНСУВАННЯ	МЕХАНІЗМИ ФІНАНСУВАННЯ	ХАРАКТЕРИСТИКА
Бюджетні	<ul style="list-style-type: none"> Власні кошти підприємства Державні/міські цільові програми 	Обмеженість, політизованість, але зазвичай найбільш використовуване джерело фінансування, особливо для довгоочікуваних і складних проєктів
Кредитні	<ul style="list-style-type: none"> Кредити міжнародних фінансових організацій Кредити державних та комерційних банків Муніципальні облігації 	Платність, строковість, наявність боргових ризиків, але в умовах обмеженості інших ресурсів може залучатися на швидкоочікувані проєкти
Грантові	<ul style="list-style-type: none"> Програми міжнародної технічної допомоги Грантові програми 	Безоплатність та безповоротність, але обмеженість та складність залучення, необхідність відповідності проєктів чітким критеріям
Інвестиційні	<ul style="list-style-type: none"> Державно-приватне партнерство та ЕСКО Інвестування споживачами (мешканцями житлових будинків) 	Можливість розподілу витрат і ризиків, але недосконалість з точки зору нормативної бази та відсутності інвесторів на ринку

Бюджетні ресурси

До бюджетних ресурсів можна віднести власні кошти підприємств, кошти бюджетів міст і бюджетів вищих рівнів, що спрямовані на фінансування відповідних потреб і не зумовлюють боргових зобов'язань, але мають відповідати принципам плановості (планування відповідних витрат у бюджетах і цільове призначення асигнувань), а також публічності і прозорості.

Власні кошти підприємств мали б бути найдешевшим та найбільш доступним джерелом фінансування. Проте враховуючи, що більшість теплопостачальних підприємств в Україні є збитковими, можливість фінансування інвестиційних проєктів за рахунок внутрішніх ресурсів дуже обмежена або взагалі відсутня.

Тому традиційно основним інструментом фінансування інфраструктурних проєктів є залучення коштів державного та місцевого бюджетів. Хоча отримання державного фінансування є достатньо складним і бюрократизованим процесом, умови та механізми фінансування можуть змінюватися залежно від політичної ситуації, а гарантованість доступу до ресурсів зазвичай обмежена одним бюджетним роком. Місцеві бюджети зазвичай залежать від загальнодержавних трансфертів,

характеризуються недостатніми бюджетами розвитку і, як результат, мають обмежені фінансові можливості для фінансування інвестиційних проєктів.

Тому орієнтуватися лише на залучення бюджетних ресурсів при плануванні інвестиційної стратегії не доцільно.

Кредитні ресурси

Враховуючи обмежені можливості фінансування за рахунок бюджетних ресурсів, доцільно також розглядати кредитні ресурси у якості потенційних джерел фінансування проєктів.

Кредитні – це ресурси, які залучаються на умовах строковості, платності та поворотності, а також забезпеченості (державна або муніципальна гарантія, застава, порука, інше). Кредитні ресурси мають як багато потенційних переваг (можливість отримати значні за обсягами фінансові ресурси, які можна повертати поступово впродовж тривалого часу), так і значні ризики (збільшення боргового навантаження, валютні ризики тощо).

У якості кредиторів можуть розглядатися як МФО, так і державні та комерційні банки.

Зазвичай МФО надають кредити під менші процентні ставки, але мають обмеження за типами проєктів та мінімальними сумами кредиту. Також кредитування МФО зазвичай здійснюється під державні чи місцеві гарантії (або у формі прямого запозичення міською радою) – процедури погодження таких кредитів передбачають також залучення місцевих та державних органів влади, що може займати багато часу та ресурсів. Останнім часом міські ради активно кредитуються державними та комерційними банками, ставки яких зменшилися в останні роки.

Також для фінансування інвестиційних проєктів можуть залучатися інвестиційні ресурси на внутрішньому чи зовнішніх фінансових ринках шляхом випуску облігацій.

Таблиця 5.45 - Інформація щодо потенційних кредитних інструментів

ФІНАНСОВА ІНСТИТУЦІЯ	ПОЗИЧАЛЬНИК	УМОВИ КРЕДИТУВАННЯ		
		КРЕДИТ	ВІДСОТКОВА СТАВКА	ТЕРМІН КРЕДИТУ
МФО				
Європейський інвестиційний банк (ЄІБ)	Міська рада або профільне комунальне підприємство	від 10 млн євро	2,4-4%	До 22 років
Європейський банк реконструкції та розвитку		від 15 млн євро	EURIBOR 6M + маржа 5-6 %	13-15 років
Північна екологічна фінансова корпорація (НЕФКО)		від 500 тис. євро до 5 млн євро	EURIBOR 6M + маржа 5-6 %	5-9 років
Державні та комерційні банки				
	Міська рада	до 1 000 млн грн	плаваюча, облікова ставка НБУ + 5-8%	2-6 років

ФІНАНСОВА ІНСТИТУЦІЯ	ПОЗИЧАЛЬНИК	УМОВИ КРЕДИТУВАННЯ		
		КРЕДИТ	ВІДСОТКОВА СТАВКА	ТЕРМІН КРЕДИТУ
АТ «Державний ощадний банк України» (Ощадбанк)	ОСББ, фізична особа	до 1 млн грн	17-19%	1-7 років
ПАТ АБ «Укргазбанк»	Міська рада	до 1 000 млн грн	плаваюча, облікова ставка НБУ + 2,5 -8%	2-5 років
	ОСББ, фізична особа	до 70% вартості проекту	UIRD12m+ маржа банку	до 7 років
АТ «Державний експортно-імпорتنний банк України» (Укрексімбанк)	Міська рада	до 500 млн грн	плаваюча, облікова ставка НБУ + 5-8%	2-5 років
	ОСББ, фізична особа	до 70% вартості проекту	від 11,40%	до 5 років
Банк «Львів»	ОСББ, фізична особа	до 1,5 млн грн	18-23%	3-4 роки

Грантові ресурси

Грант - це безповоротне та безоплатне цільове фінансування, що надається донорами з метою підтримки певних проектів та ініціатив. Гранти можуть залучатися у формі фінансових ресурсів, обладнання чи технологій, прав інтелектуальної власності із обов'язковим етапом звітування щодо їхнього використання на визначені цілі.

Донорами міжнародної технічної допомоги є уряди іноземних держав, уповноважені урядом іноземної держави органи (здебільшого спеціально створені агенції міжнародного розвитку) або міжнародні організації, які надають допомогу відповідно до міжнародних договорів, укладених з Україною.

Грантові інструменти також нерідко виконують супровідну та підтримувальну функцію щодо інших інструментів фінансування, зокрема інвестицій чи кредитів міжнародних фінансових організацій.

Також треба враховувати, що кошти, одержані у вигляді гранту, зазвичай прив'язані до цілей конкретного проекту, у кожного донора є свої вимоги та пріоритети, а процес ухвалення рішення щодо виділення гранту зазвичай доволі тривалий.

Основною перевагою грантів є їхня безоплатність і безповоротність, а також звільнення від оподаткування отриманих ресурсів. Але треба враховувати складність і тривалість процедур відбору проектних пропозицій і необхідність належного рівня кваліфікації для їхньої підготовки.

Інвестиційні ресурси

Інвестиційні ресурси передбачають залучення капіталу інвестора (зазвичай приватного) для реалізації конкретного проекту, та можуть залучатися у формі:

- державно-приватного партнерства (включно з контрактами на управління та оренду, концесію, лізинг, створення спільних підприємств) та ЕСКО-компанії – співробітництво між органами влади і підприємствами приватного сектору з метою

реалізації проєктів, що передбачає розподіл видатків, ризиків і майбутніх прибутків між публічним і приватним учасниками партнерства;

- інвестування споживачами – мешканці (ОСББ) можуть також залучати ресурси на реалізацію проєктів.

Застосування інвестиційних інструментів доцільне в умовах обмеженості інших джерел фінансування, і участь приватного партнера приведе до підвищення якості послуг чи пришвидшить реалізацію проєкту.

5.8.2. ФОРМУВАННЯ ПЛАНУ ФІНАНСУВАННЯ

Формування плану інвестицій є важливою умовою для того, щоб мобілізувати і використовувати обмежені фінансові ресурси для досягнення найкращого результату.

Водночас при плануванні проєктів необхідно орієнтуватися на:

- мінімізацію ризиків інвестування у надмірні потужності та створення непотрібних активів – тобто першочергово необхідно планувати майбутній попит і здійснювати інвестиції в зони, наближені до споживачів, з метою скорочення рівня споживання тепла (наприклад, індивідуальні теплові пункти впливають на рівень майбутнього попиту, і це необхідно враховувати, перш ніж робити комплексні інвестиції в нові активи генерації. Також інвестиції в мережу зменшують втрати, що впливає на необхідну потужність генерації);
- потенціал енергозбереження і скорочення операційних втрат – для забезпечення реалізації в пріоритетному порядку проєктів із значним потенціалом економії;
- окупність проєктів та їхня відповідність критеріям фінансування – зокрема, проєкти можна розділити на коротко-, середньо- та довгоокупні. Залежно від окупності проєкту можуть розглядатися різні джерела його фінансування. Так, наприклад, для високорентабельних і швидкоокупних проєктів можуть залучатися кредити комерційних банків, в той час як основним джерелом фінансування складних, довгоокупних проєктів є кредити МФО.

Тому при формуванні фінансового плану необхідно мати чітке розуміння пріоритетності проєктів, доступних джерел фінансування й критеріїв їхнього залучення, і для кожного проєкту виділити черговість і джерело фінансування.

Індивідуальні теплові пункти впливають на рівень майбутнього попиту, і це необхідно враховувати, перш ніж робити комплексні інвестиції в нові активи генерації

Інвестиції в мережу зменшують втрати, що впливає на необхідну потужність генерації

При формуванні фінансового плану необхідно мати чітке розуміння пріоритетності проєктів, доступних джерел фінансування й критеріїв їхнього залучення, і для кожного проєкту виділити черговість і джерело фінансування

5.9. ЗВЕДЕНИЙ АНАЛІЗ ВПЛИВУ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ

Визначення викидів ПГ

Методологія призначена для розрахунку викидів ПГ від стаціонарних джерел спалювання палива. В ній надається алгоритм розрахунку, використання якого дозволяє оцінювати обсяг викидів ПГ та необхідні для його реалізації вихідні дані.

Згідно зі стандартною методикою, оператор повинен розраховувати викиди CO₂ на основі даних про діяльність установки (наприклад, обсяги спожитого палива або матеріалу), виражених (для палива) в тераджоулях на основі нижчої теплотворної здатності (НТЗ), помножених на відповідний коефіцієнт викидів (КВ) та відповідний коефіцієнт окислення (КО). Коефіцієнт окислення використовується для корегування кількості викидів CO₂ у разі неповних хімічних реакцій під час спалювання, тобто для врахування вуглецю, що міститься в золі або шлаках.

Згідно зі стандартною методикою, використовуючи НТЗ, оператор розраховує викиди CO₂ від спалювання палива для кожного матеріального потоку (типу палива, що споживається) шляхом множення даних про діяльність (обсяг спаленого палива) на відповідний коефіцієнт викидів, виражений в тоннах CO₂ на тераджоуль (т CO₂/ТДж) і на відповідний коефіцієнт окислення:

$$\text{Вик}_{\text{CO}_2i} = \text{ДД}_i \cdot \text{НТЗ}_i \cdot \text{КВ}_i \cdot \text{КО}_i$$

Вик_{CO₂i} – викиди від спалювання палива типу і (т CO₂)

ДД_i – дані про діяльність: обсяг спалювання палива типу і (т або Нм³)

НТЗ_i – нижча теплотворна здатність палива типу і (ТДж/т або ТДж/Нм³)

КВ_i – коефіцієнт викидів CO₂ для палива типу і (т CO₂/ТДж)

КО_i – коефіцієнт окиснення для палива типу і (безрозмірний)

Коефіцієнти з одиницями виміру в тоннах зазвичай використовуються для твердих речовин і рідин, тоді як Нм³ зазвичай використовується для газоподібного палива. Для того, щоб досягти аналогічного порядку цифр для твердого і газоподібного палива, на практиці значення для газоподібного палива, як правило, надаються в [1000 Нм³ або Ст м³].

Відповідно до чинного законодавства, природний газ, нафтовий (попутний) газ, газ (метан) вугільних родовищ та газ сланцевих товщ, газ колекторів щільних порід, газ центрально-басейнового типу – це суміш вуглеводнів та неуглеводневих компонентів, що перебуває у газоподібному стані за стандартних умов (тиск - 101, 325 кПа і температура - 20°C) і є товарною продукцією. Зазвичай визначається і звітується об'єм газу за стандартних умов (Ст м³). В зв'язку з цим, якщо дані про діяльність (об'єм палива) для газоподібного палива визначаються за стандартних умов, то розрахунковий коефіцієнт НТЗ повинен відповідати стандартним умовам (ТДж/Ст м³).

Стандартна методика для розрахунку викидів ПГз використанням коефіцієнта масі або об'ємі викидів. У окремих випадках, коли використання коефіцієнта викидів, що виражається як т CO₂/ТДж, спричиняє невинуваті витрати або коли можна

досягнути принаймні еквівалентної точності розрахунку викидів, уповноважений орган (УО) може дозволити оператору використовувати коефіцієнт викидів, виражений як т CO₂/т палива або т CO₂/Нм³. У такому випадку дані про діяльність виражаються в тоннах або Нм³ палива.

$$\text{Вик}_{\text{CO}_2} = \text{ДД} \cdot \text{КВ} \cdot \text{КО}$$

де:

Вик_{CO₂i} – викиди від спалювання палива типу і (т CO₂);

ДД_i – дані про діяльність: обсяг спалювання палива типу і (т або Нм³);

КВ_i – коефіцієнт викидів CO₂ для палива типу і (т CO₂/ТДж)

КО_i – коефіцієнт окиснення для палива типу і (безрозмірний)

Таблиця 5.46 - Коефіцієнти викидів, пов'язані із нижчою теплотворною здатністю палив, та значення нижчої теплотворної здатності палив на одиницю маси⁸⁰

№	НАЙМЕНУВАННЯ ПАЛИВА	КОЕФІЦІЄНТ ВИКИДІВ (Т CO ₂ /ТДЖ)	НИЖЧА ТЕПЛОТВОРНА ЗДАТНІСТЬ (НТЗ) (ТДЖ/ТИС. Т)
1	Зріджений природний газ	64,2	44,2
2	Моторний бензин/автомобільний бензин	69,3	44,3
3	Газ (керосин), крім авіаційного	71,9	43,8
4	Сланцева нафта	73,3	38,1
5	Газойль/дизельне паливо (дистилятне мазутне паливо)	74,1	43
6	Топковий мазут	77,4	40,4
7	Скrapлений нафтовий газ (СПГ)	63,1	47,3
8	Сировина нафтопереробки	73,3	43
9	Нафтозаводський газ (нескrapлений)	57,6	49,5
10	Інші нафтопродукти	73,3	40,2
11	Антрацити	98,3	26,7
12	Коксівне вугілля	94,6	28,2
13	Інше бітумінозне вугілля	94,6	25,8
14	Напівбітумінозне вугілля	96,1	18,9
15	Лігніт/буре вугілля	101	11,9
16	Горючі сланці та бітумінозні піски	107	8,9
17	Брикетоване паливо	97,5	20,7
18	Пічний і лігнітовий кокс	107	28,2
19	Газовий кокс	107	28,2

⁸⁰ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/960-2020-%D0%BF#Text>

№	НАЙМЕНУВАННЯ ПАЛИВА	КОЕФІЦІЄНТ ВИКИДІВ (Т СО ₂ /ТДЖ)	НИЖЧА ТЕПЛОТВОРНА ЗДАТНІСТЬ (НТЗ) (ТДЖ/ТИС. Т)
20	Заводський газ	44,4	38,7
21	Коксовий газ	44,4	38,7
22	Доменний газ	260	2,47
23	Конвертерний газ	182	7,06
24	Природний газ	56,1	48
25	Промислові відходи	143	-
26	Торф	106	9,76
27	Деревина / відходи деревини	-	15,6
28	Інші види твердої біомаси	-	11,6
29	Деревне вугілля	-	29,5
30	Біобензин	-	27
31	Біодизельне паливо	-	27
32	Інші види рідкого біопалива	-	27,4
33	Звалищний газ	-	50,4
34	Муловий (каналізаційний) газ	-	50,4
35	Інші біогази	-	50,4

За результатами підготовки документа має бути сформоване узгоджене бачення міста/громади щодо розвитку своєї системи теплозабезпечення, підкріплене наборами реалістичних проєктів, що дозволятимуть досягти поставлених цілей.

6. ЗАТВЕРДЖЕННЯ ТА ПОГОДЖЕННЯ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Розділ описує основні етапи, процедури погодження та затвердження схеми теплопостачання.

Порядок погодження розробленої схеми теплопостачання затверджено Наказом Міністерства розвитку громад та територій України № 101 від 28 квітня 2020 року^{Error! Bookmark not defined.}. Порядок встановлює процедуру погодження Мінрегіоном схем теплопостачання населених пунктів з кількістю жителів більш як 20 тисяч осіб та/або регіональних програм модернізації систем теплопостачання. У випадку, якщо кількість мешканців населеного пункту менша за 20 тисяч осіб, погодження Мінрегіону не вимагається, натомість необхідне лише затвердження розробленої схеми теплопостачання рішенням органів місцевого самоврядування.

Окрім погодження схеми з боку Мінрегіону **необхідним є процес узгодження положень схеми між заінтересованими сторонами в громаді**, особливо з огляду на різні інтереси сторін. Нижче наведена **Таблиця 6.1** з переліком основних учасників процесу та їхньою роллю у погодженні.

Рекомендовано проходити погодження на місцевому рівні відповідно до затвердженого порядку розробки та погодження міських програм, коли вони забезпечують достатні можливості для громади висловити свою думку щодо проекту схеми теплопостачання та отримати інформацію про прогнозовані результати схеми теплопостачання. Важливо, щоб зацікавлені сторони мали достатньо часу ознайомитися з програмою та надати коментарі. Як правило, на це необхідно мінімум 10 робочих днів (більш тривалий термін рекомендується, 20 робочих днів). В разі, якщо протягом цього періоду не надійшли зауваження та пропозиції – документ вважатиметься погодженим відповідним підрозділом міської ради або підприємства.

Проект Схеми теплопостачання рекомендовано розміщувати на сайті міської ради з вказанням адреси на яке можна отримувати побажання та зауваження до програми з визначенням термінів (до 20 робочих днів).

Рекомендується організувати відкриті слухання для розгляду зауважень та пропозицій.

Для отримання відгуків на Схему теплопостачання від громадськості – проект Схеми теплопостачання рекомендовано розміщувати на сайті міської ради з вказанням адреси на яку можна отримувати побажання та зауваження до програми з визначенням термінів (до 20 робочих днів). У разі надходження зауважень та пропозицій рекомендується організувати відкриті слухання для розгляду пропозицій.

Таблиця 6.1 – Сторони, що задіяні в погодженні та розробці схеми теплопостачання

СТОРОНА	МОТИВИ	РОЛЬ
Органи місцевого самоврядування	<ul style="list-style-type: none">забезпечення доступності послуг для населенняблагоустрій населеного пункту	<ul style="list-style-type: none">перевірка відповідності досягнутих результатів запланованим

СТОРОНА	МОТИВИ	РОЛЬ
	<ul style="list-style-type: none"> • виконання екологічних зобов'язань • зниження затрат місцевого бюджету • залучення інвестицій в модернізацію 	<ul style="list-style-type: none"> • планування затрат та перевірка наявності доступних коштів • перевірка відповідності схеми іншим стратегічним міським документам • Подання на погодження до Мінрегіону • Затвердження рішенням сесії
Теплопостачальні організації	<ul style="list-style-type: none"> • збереження споживачів • оптимізація та розширення мереж • модернізація обладнання 	<ul style="list-style-type: none"> • надання пропозицій для врахування інтересів підприємства
Населення (ОСББ тощо)	<ul style="list-style-type: none"> • забезпечення комфортних умов • зниження або збереження вартості послуг 	<ul style="list-style-type: none"> • підтвердження зацікавленості в збереженні чи розширенні попиту на теплову енергію
Будівельні та монтажні організації	<ul style="list-style-type: none"> • розуміння наявних джерел енергії для планування забудови • участь у реалізації проєктів з модернізації 	-

Процедура погодження Мінрегіоном

1. Оригінал та копія схеми та/або регіональної програми із супровідним листом подаються органами місцевого самоврядування (замовником) на погодження до Мінрегіону.
2. Схеми та/або регіональні програми, подані на погодження до Мінрегіону, розглядаються комісією Мінрегіону з розгляду схем теплопостачання населених пунктів з кількістю жителів більш як 20 тисяч осіб та/або регіональних програм модернізації систем теплопостачання (далі - Комісія), яка є постійно діючим консультативно-дорадчим органом Мінрегіону. Секретар Комісії контролює подання матеріалів, перевіряє правильність їхнього оформлення.
3. Рішення щодо погодження схеми та/або регіональної програми приймається Мінрегіоном протягом місяця з дня надходження матеріалів. Рішення (рекомендації) Комісії оформлюються протоколом.
4. Рішення про погодження або непогодження схем та/або регіональних програм затверджується наказом Мінрегіону, проєкт якого готує секретар Комісії на підставі протоколу засідання Комісії.
5. Схема та/або регіональна програма, що не відповідають вимогам Закону України «Про теплопостачання», Постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку розроблення регіональних програм модернізації систем теплопостачання» (із змінами) № 401 від 02 квітня 2009 року та цього Порядку, повертаються для

доопрацювання замовнику листом з обґрунтуванням причин відмови, відповідним витягом з протоколу засідання Комісії та копією наказу Мінрегіону.

6. Доопрацьована схема та/або регіональна програма повторно подаються на розгляд Комісії з поясненнями та обґрунтуваннями щодо врахованих зауважень.
7. Мінрегіон не пізніше ніж на десятий робочий день після затвердження протоколу засідання Комісії надсилає замовнику оригінал схеми та/або регіональної програми з копією наказу Мінрегіону про їхнє погодження.
8. Копії схем та/або регіональних програм зберігаються у Мінрегіоні.
9. Перелік погоджених схем та/або регіональних програм розміщується на офіційному вебсайті Мінрегіону⁸¹.

Процедура затвердження сесією міськради чи виконкомом

Схема теплопостачання затверджується органом місцевого самоврядування після її погодження з Мінрегіоном.

Зважаючи, що впровадження проєктів в рамках схеми теплопостачання потребує значних коштів з міського бюджету, а також залучення додаткових кредитних коштів, важливим є розуміння насамперед депутатським корпусом необхідності включення проєктів в бюджети наступних років. Водночас важливо донести переваги нової схеми як з огляду на розвиток міста, так і з огляду на переваги для мешканців міста. На даному етапі важливо акцентувати увагу на змінах, що повинні бути внесені в інші стратегічні документи громади.

Рекомендується зробити схему теплопостачання загальнодоступною (наприклад, опублікувати на сайті місцевої ради)

⁸¹ <https://www.minregion.gov.ua/napryamki-diyalnosti/zhkh/teplo-vodopostachannya-ta-vodovidvedennya/perelik-shem-teplopostachannya-naselenih-punktiv-ta-regionalnih-program-modernizatsiyi-sistem-teplopostachannya/>

7. ПРОЦЕДУРА ВЕРИФІКАЦІЇ ДОСЯГНЕННЯ ЦІЛЕЙ, ВИЗНАЧЕНИХ В СХЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Періодичність проведення верифікації: 1 раз на рік (рекомендовано). Періодичний перегляд схеми теплопостачання здійснюється щонайменше один раз на 5 років.

Відповідальний підрозділ: підрозділ енергоменеджменту, департамент/відділ, що опікується житлово-комунальним господарством.

Структура звіту з проведення верифікації

1. Вступна частина:

- опис основних запланованих цілей на рік, що минув;
- короткий опис реалізованих проєктів;
- інформація про суміжні програмні документи, що зазнали змін в поточному році і можуть вплинути на схему теплопостачання;

2. Показники паспорта схеми теплопостачання з вказанням планових показників на поточний рік, досягнутих показників та відсотків відхилення планових показників від фактичних.

Приклад:

№	Показник	Плановий	Фактичний	Коментар

3. Висновки:

- пояснення щодо відхилень за основними показниками;
- у разі необхідності, рекомендації щодо корегування схеми теплопостачання;
- рекомендації щодо врахування положень схеми теплопостачання в інших програмних та стратегічних документах міста.

Збір даних для підготовки звіту з верифікації:

інформація надається відповідно до розроблених під час розробки схем опитувальних листів.

Погодження: Звіт з верифікації схеми теплопостачання погоджується виконавчим комітетом міської ради (громади) та доводиться до відома теплопостачального підприємства.

Рекомендується зробити звіт з проведення верифікації імплементації схеми теплопостачання загальнодоступним (наприклад, опублікувати на сайті місцевої ради)

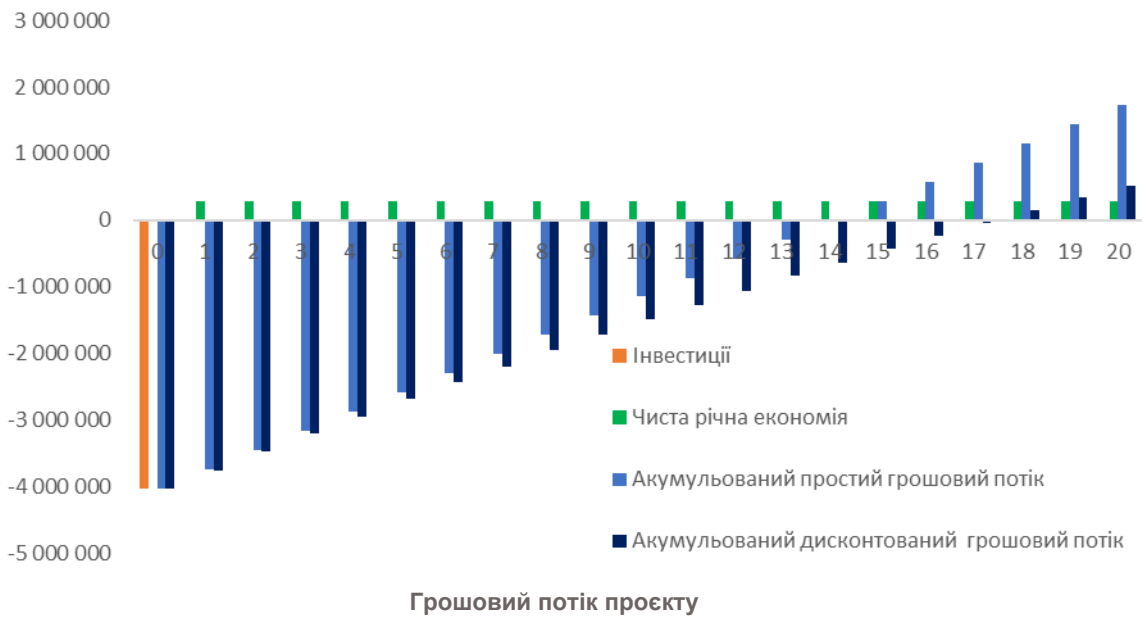
8. ПРИКЛАДИ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ РОЗРАХУНКІВ ПРОЄКТІВ

Метою розділу є наведення найбільш характерних ситуацій, з якими можуть стикнутися розробники, та представити алгоритми вирішення задач, що виникають.

Розрахунки проведені на основі методологічних рекомендацій, представлених в розділі 5. Інформацію про питомі ціни на впровадження описаних в прикладах заходів використано з актуальних на даний час комерційних пропозицій, досвіду впровадження аналогічних проєктів або аналогічних проєктів з ресурсу Prozorro. Також в розрахунках необхідно враховувати зміну експлуатаційних витрат при впровадженні кожного з проєктів, в тому числі зарплату експлуатаційного персоналу.

ПРОЄКТ 1: ЗАМІНА ГАЗОВОГО КОТЛА НА ГАЗОВИЙ КОТЕЛ З БІЛЬШ ВИСОКИМ ККД	
Вихідна інформація:	<p>В котельні житлового району розташований опалювальний газовий водогрійний котел 1985 року випуску. Енергетичне обстеження виявило його незадовільний стан та низький ККД, який становив 86%.</p> <p>Витрата палива котла становила 209 м³/год. Котел використовується в опалювальний період, тривалість якого становить 4200 годин на рік (T_p).</p>
Запропонований захід:	<p>Пропонується замінити існуючий котел на сучасний більш економічний газовий водогрійний котел з ККД не нижчим за 92%, кількість теплоти, що відпускається споживачу, залишається незмінною.</p>
Технічні розрахунки (згідно з розділом 5.3):	<p>Проектний термін експлуатації котла приймається на рівні 20 років.</p> <p>Оптова ціна на природний газ для виробників тепла – 7,33 грн за м³ (без врахування ПДВ та витрат на транспортування газу магістральними і розподільними трубопроводами).</p> <p>Витрата палива у новому котлі:</p> $B_2 = B_1 \cdot \frac{\eta_1}{\eta_2} = 209 \cdot \frac{0,86}{0,92} = 195,4 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$ <p>Економія палива на відпуск теплової енергії після заміни котла:</p> $\Delta B = B_1 - B_2 = 209 - 195,4 = 13,6 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$ <p>Економія коштів після заміни котла:</p> $E = \Delta B \cdot T_p \cdot C_{\text{пал}} = 13,6 \cdot 4200 \cdot 7,33 = 418\,690 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Витрати на технічне обслуговування:</p> $C^m = 130\,000 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Чиста економія проєкту:</p> $S_n = 418\,690 - 130\,000 = 288\,690 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$
Економічні розрахунки (згідно з розділом 5.4.5)	<p>Капітальні інвестиції:</p> $I_0 = I_{\text{проєк}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}}$ $= 299\,000 + 2\,600\,000 + 390\,000 + 149\,500 + 299\,000 + 299\,000 = 4\,036\,500 \text{ грн}$ <p>Макроекономічні показники:</p> $R_r = \frac{7,5\% - 5\%}{1 + 5\%} = 2,38\%$
Показники ефективності проєкту:	<p>Розраховані на базі програмного продукту Excel (додаток Л)</p> <p>τ = 20 років</p> <p>PP = 14 років</p> <p>NPV = 502 979 грн</p> <p>IRR = 4%</p> <p>DPP = 17,2 років</p>

Для заданих вихідних умов проєкт може вважатися економічно доцільним.



ПРОЄКТ 2: ЗАМІНА ГАЗОВОГО КОТЛА НА ТВЕРДОПАЛИВНИЙ

Вихідна інформація:

В котельні житлового району розташований опалювальний газовий водогрійний котел 1985 року випуску. Енергетичне обстеження виявило його незадовільний стан та низький ККД, який становив 86%; витрата палива в котлі становила 209 м³/год (середнє значення за базовий рік). Котел використовується в опалювальний період, тривалість якого становить 4200 годин на рік (T_p).

Газовий котел працює на природному газі, середня теплота згорання якого становить 33,8 МДж/м³.

Запропонований захід

Пропонується замінити існуючий газовий котел на сучасний пелетний котел з ККД не нижчим за 87%, з автоматичним подаванням палива. Кількість теплоти, що відпускається споживачу, залишається незмінною.

За результатами інтернет-огляду теплота згорання пелети з деревини класу А1, А2 становить близько 17,0 МДж/кг, вартість 1 т пелет становить близько 3000 грн.

Оптова ціна на природний газ для виробників тепла становить 7,33 грн за м³ (без врахування ПДВ та витрат на транспортування газу магістральними і розподільними трубопроводами).

Термін експлуатації твердопаливного котла приймається на рівні 20 років.

Технічні розрахунки (згідно з розділом 5.3):

Кількість теплоти, що відпускається споживачу газовим котлом, становитиме:

$$Q_{\text{відп}} = 209 \cdot 33,8 \cdot 0,86 = 6075 \frac{\text{МДж}}{\text{год}}$$

Кількість теплоти, яку повинен виробляти твердопаливний котел з ККД 86%:

$$Q_{\text{вир}} = \frac{6075}{0,86} = 7064 \frac{\text{МДж}}{\text{год}} \text{ або } (1962 \text{ кВт})$$

Пропонуються до встановлення пелетні котельні агрегати з автоматичним завантаженням палива номінальною потужністю 500 кВт.

Кількість котельних агрегатів:

$$n = \frac{1962}{500} \approx 4 \text{ од.}$$

Очікувана витрата твердого палива (пелет з деревини):

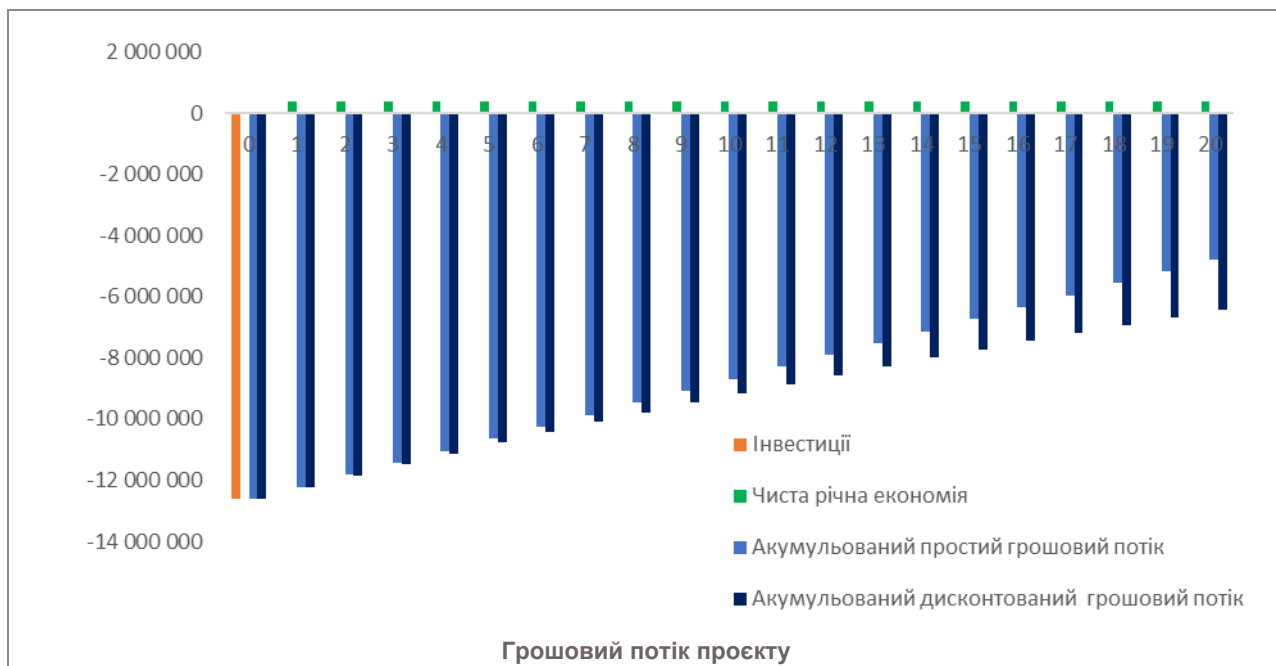
	$B_{\text{гп}} = \frac{7064}{17,0 \cdot 0,87} = 478 \frac{\text{кг}}{\text{год}}$ <p>Економія коштів після заміни газового котла на твердопаливний:</p> $E = (209 \cdot 7,33 - 478 \cdot 3) \cdot 4200 = 411\,474 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Витрати на технічне обслуговування:</p> $C^m = 152\,000 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Чиста економія проекту:</p> $S_n = 411\,474 - 152\,000 = 259\,474 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$
Економічні розрахунки (згідно з розділом 5.4.5)	<p>Капітальні інвестиції:</p> $I_0 = I_{\text{проект}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}}$ $= 349\,600 + 3\,040\,000 + 456\,000 + 174\,800 + 349\,600 + 349\,600 = 4\,719\,600 \text{ грн}$ <p>Макроекономічні показники:</p> $R_r = \frac{7,5\% - 5\%}{1 + 5\%} = 2,38\%$
Показники ефективності проекту:	<p>Розраховані на базі програмного продукту Excel (додаток Л)</p> <p>$\tau = 20$ років $PP = 19$ роки $NPV = -614\,134$ грн $IRR = 1\%$ $DPP = 24,9$</p> <p>Доцільність проекту за даних умов є сумнівною.</p>
<p style="text-align: center;">Грошовий потік проекту</p>	

ПРОЄКТ 3: ЗМЕНШЕННЯ ПОТУЖНОСТІ КОТЕЛЬНІ

Вихідна інформація:

Опалювальна котельня житлового району обладнана водогрійним котлом КВ-Г-4,64 номінальною теплопродуктивністю 4,65 МВт (16740 МДж/год), номінальний ККД – 91%. У зв'язку з від'єднанням частини споживачів житлового району від мережі централізованого тепlopостачання підключена потужність зменшилася порівняно з розрахунковою та становить на даний час 2,9 МВт (10 440 МДж/год). Згідно з режимною картою існуючого котла, при такому навантаженні ККД котла становить 86,7 %, що нижче від номінального значення.

	Існуючий котел КВ-Г-4,64 працює на природному газі, середня теплота згорання якого становить 33,8 МДж/м ³ .
Запропонований захід	<p>Пропонується замінити існуючий котел на сучасний більш економічний газовий водогрійний котел з ККД не нижчим за 92%, номінальна теплопродуктивність якого буде відповідати фактично підключеній потужності споживачів.</p> <p>Оптова ціна на природний газ для виробників тепла становить 7,33 грн за м³ (без врахування ПДВ та витрат на транспортування газу магістральними і розподільними трубопроводами).</p> <p>Проектний термін експлуатації котла приймається на рівні 20 років.</p>
Технічні розрахунки (згідно з розділом 5.3):	<p>Питома витрата умовного палива на існуючому котельному агрегаті великої потужності визначається за залежністю:</p> $b_{уп\ i} = \frac{0,034}{0,867} = 0,039 \frac{\text{кг у. п.}}{\text{МДж}}$ <p>Витрата умовного палива, необхідна для виробництва теплової енергії на існуючому котлі великої потужності:</p> $B_{уп\ i} = 10\ 440 \cdot 0,039 = 407,2 \frac{\text{кг у. п.}}{\text{год}}$ <p>Витрата природного газу в існуючому котлі становитиме:</p> $B_i = 407,2 \cdot \frac{29,3}{33,8} = 353 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$ <p>Питома витрата умовного палива на новому котельному агрегаті меншої потужності визначається за залежністю:</p> $b_{уп\ n} = \frac{0,034}{0,92} = 0,037 \frac{\text{кг у. п.}}{\text{МДж}}$ <p>Витрата умовного палива, необхідна для виробництва теплової енергії на новому котлі:</p> $B_{уп\ n} = 10440 \cdot 0,037 = 386,3 \frac{\text{кг у. п.}}{\text{год}}$ <p>Витрата природного газу в новому котлі становитиме:</p> $B_n = 386,3 \cdot \frac{29,3}{33,8} = 335 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$ <p>Економія коштів після заміни існуючого котла великої потужності, який працює з недозавантаженням, на новий котел меншої потужності, становитиме:</p> $E = (353 - 335) \cdot 7,33 \cdot 4\ 200 = 554\ 148 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Витрати на технічне обслуговування:</p> $C^m = 162\ 000 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Чиста економія проекту:</p> $S_n = 554\ 148 - 162\ 000 = 391\ 748 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$
Економічні розрахунки (згідно з розділом 5.4.5)	<p>Капітальні інвестиції:</p> $I_0 = I_{\text{проект}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}}$ $= 933\ 800 + 8\ 120\ 000 + 1\ 218\ 000 + 466\ 900 + 933\ 800 + 933\ 800 = 12\ 606\ 300 \text{ грн}$ <p>Макроекономічні показники:</p> $R_r = \frac{7,5\% - 5\%}{1 + 5\%} = 2,38\%$
Показники ефективності проекту:	<p>Розраховані на базі програмного продукту Excel (додаток Л)</p> <p>$\tau = 20$ років</p> <p>PP = 32,2 років</p> <p>NPV = -6 280 500 грн</p> <p>IRR = -4%</p> <p>DPP = 46,3</p>



ПРОЄКТ 4: ВСТАНОВЛЕННЯ ТЕПЛОУТИЛІЗАТОРА

<p><i>Вихідна інформація:</i></p>	<p>В опалювальній котельні житлового району встановлено водогрійний котел Viessmann Vitoplex-300-NZ-3. Фактична теплопродуктивність котла 1700 кВт (6120 МДж/год). Котел використовується в опалювальний період, тривалість якого становить 4 200 годин на рік.</p> <p>За даними режимної карти котла, годинна витрата палива становить 191 нм³/год, температура димових газів за котлом 162 °С, коефіцієнт надлишку повітря в котлі 1,17, повітря на спалювання забирається з приміщення котельні з середньою температурою 14°С. ККД котла становить 91,4%.</p> <p>Вміст в димових газах за котлом: CO₂ = 9,8% O₂ = 3,4% CO = 0 ppm NO_X = 82 ppm</p> <p>Як паливо в котлі використовується природний газ з теплою згорання 33,8 МДж/м³. Оптова ціна на природний газ для виробників тепла становить 7,33 грн за м³ (без врахування ПДВ та витрат на транспортування газу магістральними і розподільними трубопроводами).</p>
<p>Запропонований захід</p>	<p>Пропонується встановити за котлом утилізатор теплоти димових газів – економайзер. Розглядається два можливі варіанти:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) встановлення «сухого» (без конденсації водяних парів у димових газах) економайзера поверхневого типу; 2) встановлення конденсаційного економайзера. <p>Проектний термін експлуатації обладнання становить 20 років.</p>
<p>Технічні розрахунки (згідно з розділом 5.3):</p>	<p>Втрати теплоти з димовими газами q₂ в існуючому котлі без утилізації теплоти димових газів становитимуть:</p> $q_2 = 0,01 \cdot (162 - 14) \cdot 4,75 = 7,03\%$ <p>При визначенні величини, на яку зменшуються втрати теплоти з димовими газами після встановлення економайзера,</p>

	<p>необхідно враховувати, що температура димових газів на виході з економайзера буде різною залежно від його типу:</p> <p>1) при застосуванні «сухого» економайзера температура димових газів обмежується $\sim 120^{\circ}\text{C}$ (щоб уникнути конденсації вологи в димових газах). Водночас втрати теплоти з димовими газами та ККД котла зміняться на величину:</p> $\Delta q_{2\text{сух}} = 0,01 \cdot (162 - 120) \cdot 4,75 = 2\%$ $\eta_{2\text{сух}} = 91,4 + 2 = 93,4\%$ <p>2) при встановленні конденсаційного економайзера температура димових газів знижується до $\sim 70^{\circ}\text{C}$. В цьому випадку втрати теплоти з димовими газами та ККД котла зміняться на величину:</p> $\Delta q_{2\text{конд}} = 0,01 \cdot (162 - 70) \cdot 4,75 = 4,37\%$ $\eta_{2\text{сух}} = 91,4 + 4,37 = 95,77\%$ <p>Економія палива на відпуск теплової енергії після впровадження заходу:</p> <p>1) економайзер «сухого» типу:</p> $\Delta V_{\text{сух}} = 191 \cdot \left(1 - \frac{91,4}{93,4}\right) = 4,1 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$ <p>2) конденсаційний економайзер:</p> $\Delta V_{\text{конд}} = 191 \cdot \left(1 - \frac{91,4}{95,77}\right) = 8,7 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$ <p>Економія коштів після встановлення за котлом теплоутилізуючого пристрою становитиме:</p> <p>1) економайзер «сухого» типу:</p> $E_{\text{сух}} = 4,1 \cdot 4\,200 \cdot 7,33 = 126\,223 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Витрати на технічне обслуговування:</p> $C^m = 650 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Чиста економія проекту:</p> $S_n = 126\,223 - 650 = 125\,573 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>2) конденсаційний економайзер:</p> $E_{\text{конд}} = 8,7 \cdot 4\,200 \cdot 7,33 = 267\,838 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Витрати на технічне обслуговування:</p> $C^m = 1\,450 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Чиста економія проекту:</p> $S_n = 267\,838 - 1\,450 = 266\,388 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$
Економічні розрахунки (згідно з розділом 5.4.5)	<p>Капітальні інвестиції:</p> <p>1) економайзер «сухого» типу:</p> $I_0 = I_{\text{проект}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}}$ $= 7\,475 + 65\,000 + 9\,750 + 3\,738 + 7\,475 + 7\,475 = 100\,913 \text{ грн}$ <p>2) конденсаційний економайзер:</p> $I_0 = I_{\text{проект}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}}$ $= 16\,675 + 145\,000 + 21\,750 + 8\,338 + 16\,675 + 16\,675 = 225\,113 \text{ грн}$ <p>Макроекономічні показники:</p> $R_r = \frac{7,5\% - 5\%}{1 + 5\%} = 2,38\%$
Показники ефективності проекту:	Розраховані на базі програмного продукту Excel (додаток Л) $\tau = 20$ років

1) економайзер «сухого» типу:

PP = 0,8 року

NPV = 1 835 160 грн

IRR = 124%

DPP = 0,82 року

2) конденсаційний економайзер:

PP = 0,8 року

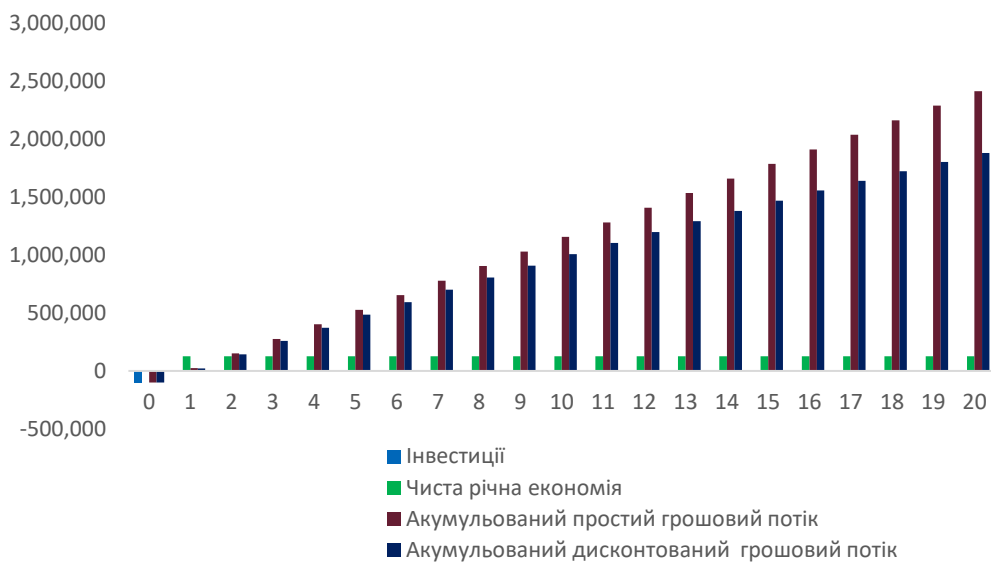
NPV = 3 882 304 грн

IRR = 118%

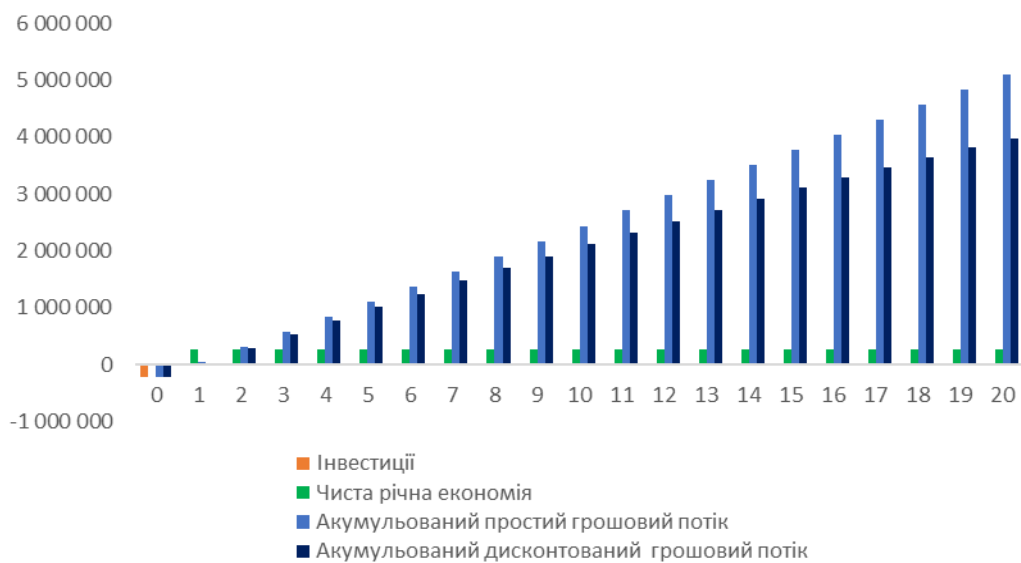
DPP = 0,9 року

Для заданих вихідних умов проєкт може вважатися економічно доцільним.

1) економайзер «сухого» типу:



2) конденсаційний економайзер:

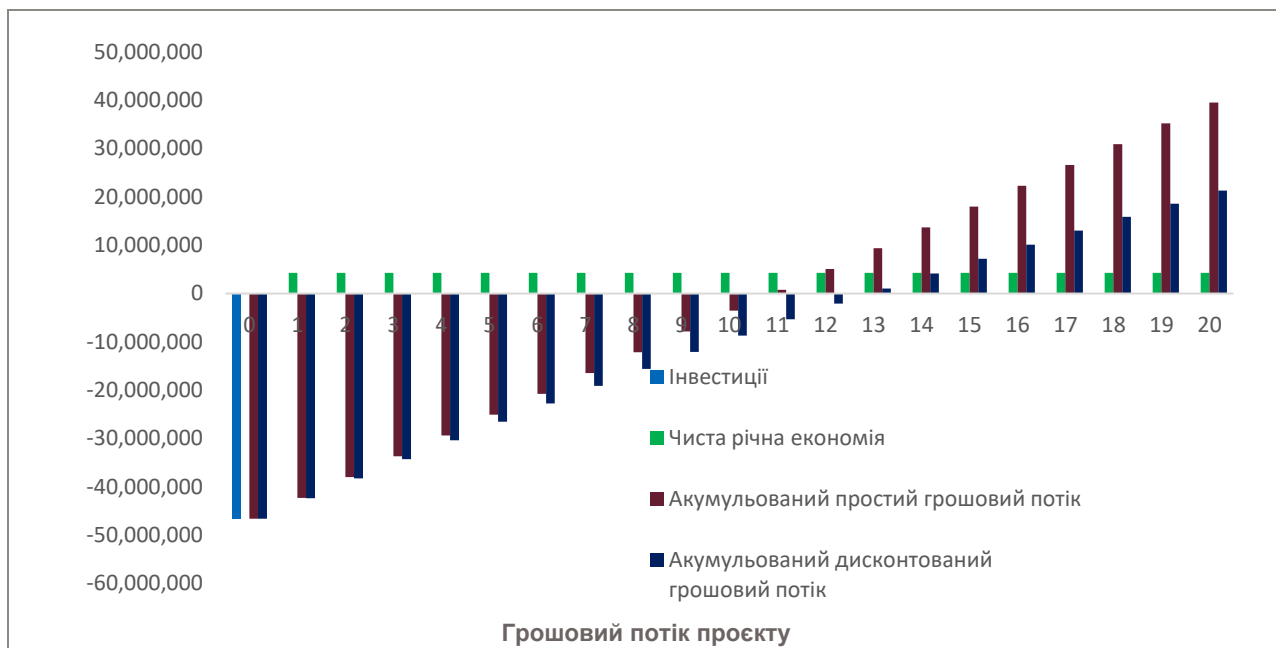


Грошовий потік проєкту

ПРОЄКТ 5: ВСТАНОВЛЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ

<p>Вихідна інформація:</p>	<p>Потреби теплопостачання житлового району забезпечує опалювальна котельня з двома газовими водогрійними котлами номінальною потужністю по 1 850 кВт з ККД на рівні 93%. Загальна встановлена потужність теплогенеруючого обладнання котельні становить 3700 кВт (13,32 ГДж/год). За результатами попередньо виконаних розрахунків теплових навантажень, річний відпуск теплової енергії споживачам житлового району становить 45995 ГДж/рік, теплопостачання здійснюється впродовж опалювального сезону тривалістю 4 200 годин/рік.</p> <p>В якості палива в котельні використовується природний газ з теплою згорання 33,8 МДж/м³. Оптова ціна на природний газ для виробників тепла становить 7,33 грн. за м³ (без врахування ПДВ та витрат на транспортування газу магістральними і розподільними трубопроводами).</p> <p>Ціна електроенергії визначалася як середнє значення на території України (для споживачів різних областей та різних добових тарифів); в розрахунках було прийняте значення 1,5 грн/1 кВт·год.</p>
<p>Запропонований захід</p>	<p>Для підвищення ефективності використання палива в котельні та більш гнучкого регулювання вироблення теплової енергії залежно від потреб споживачів пропонується виконати підбір когенераційної установки з газопоршневим двигуном (КГУ). За рахунок КГУ планується покрити 85% максимального теплового навантаження, а залишок – за рахунок існуючого водогрійного котла, який буде працювати у піковому режимі. Електрична енергія, яку виробляє КГУ, буде розподілятися наступним чином: 40% споживання на власні потреби, 60% – продаж зовнішнім споживачам.</p> <p>Проектний термін експлуатації КГУ становить 20 років.</p>
<p>Технічні розрахунки (згідно з розділом 5.3):</p>	<p>Середньогодинне теплове навантаження дорівнює:</p> $Q_{\text{год}} = \frac{45\,995}{4\,200} = 10,95 \frac{\text{ГДж}}{\text{год}}$ <p>Секундне теплове навантаження становитиме:</p> $Q = \frac{10,95 \cdot 10^6}{3\,600} = 3\,042 \text{ кВт}$ <p>Вибираємо когенераційну установку з газопоршневим двигуном виробника MWM моделі TCG 2016 V12 з наступними технічними характеристиками:</p> <ul style="list-style-type: none"> • теплова потужність 654 кВт; • тепловий ККД 45,7%; • електрична потужність 600 кВт; • електричний ККД 42,0%; • загальний ККД 87,7%; • паливо: природний газ; • витрата палива 150 м³/год; • частота обертання валу 1500 об./хв <p>Необхідна кількість когенераційних установок:</p> $n = \frac{0,85 \cdot 3042}{654} = 3,95 \approx 4$ <p>Число годин використання встановленої потужності:</p> $T_{\text{вст}} = \frac{0,85 \cdot 45\,995 \cdot 10^6}{4 \cdot 654 \cdot 3\,600} = 4\,151 \text{ год}$ <p>Фактичне вироблення енергії за рік:</p> <p>- теплової</p> $Q_{\text{РІК}}^{\text{КГУ}} = 3\,600 \cdot 4 \cdot 654 \cdot 4\,151 \cdot 10^{-6} = 39\,096 \frac{\text{ГДж}}{\text{рік}}$ <p>- електричної</p>

	$E_{\text{РІК}}^{\text{КГУ}} = 4 \cdot 600 \cdot 4\,151 = 9\,963\,239 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$ <p>Розрахункова річна витрата природного газу в КГУ дорівнює:</p> $V_{\text{РІК}}^{\text{КГУ}} = 4 \cdot 150 \cdot 4\,151 = 2\,490\,810 \frac{\text{м}^3}{\text{рік}}$ <p>Річні грошові витрати на купівлю природного газу в КГУ становитимуть:</p> $\text{ПГ}_{\text{КГУ}} = 2\,490\,810 \cdot 7,33 = 18\,257\,636 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>За умовою завдання на власні потреби витрачається 40% виробленої електричної енергії, тому її залишок може бути проданий:</p> $EE = (1 - 0,4) \cdot 9\,962\,400 \cdot 1,5 = 8\,966\,915 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Кінцеві витрати на купівлю природного газу становитимуть:</p> $\text{ПГ}'_{\text{КГУ}} = 18\,257\,636 - 8\,966\,915 = 9\,290\,720 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>При виробленні еквівалентної кількості теплової енергії в водогрійних котлах річна витрата природного газу становитиме:</p> $V_{\text{РІК}}^{\text{К}} = \frac{39096 \cdot 10^3}{33,8 \cdot 0,93} = 1\,243\,741 \frac{\text{м}^3}{\text{рік}}$ <p>Річні грошові витрати на купівлю природного газу в котельні складуть:</p> $\text{ПГ}_{\text{К}} = 1\,243\,741 \cdot 7,33 = 9\,116\,620 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Річні грошові витрати на електроенергію, яку необхідно купувати для забезпечення власних потреб котельні:</p> $EE_{\text{К}} = 0,4 \cdot 9\,963\,239 \cdot 1,5 = 5\,977\,943 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Економія коштів після встановлення когенераційної газопоршневої установки становитиме:</p> $E = 9\,116\,620 + 5\,977\,943 - 9\,290\,720 = 5\,803\,843 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Витрати на технічне обслуговування:</p> $C^m = 1\,500\,000 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Чиста економія проекту:</p> $S_n = 5\,803\,439 - 1\,500\,000 = 4\,303\,439 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$
Економічні розрахунки (згідно з розділом 5.4.5)	<p>Капітальні інвестиції:</p> $I_0 = I_{\text{проект}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}}$ $= 3\,450\,000 + 30\,000\,000 + 4\,500\,000 + 1\,725\,000 + 3\,450\,000 + 3\,450\,000 = 46\,575\,000 \text{ грн}$ <p>Макроекономічні показники:</p> $R_r = \frac{7,5\% - 5\%}{1 + 5\%} = 2,38\%$
Показники ефективності проекту:	<p>Розраховані на базі програмного продукту Excel (додаток Л)</p> <p>$\tau = 20$ років</p> <p>PP = 10,8 років</p> <p>NPV = 20 784 141 грн</p> <p>IRR = 7%</p> <p>DPP = 12,7 років</p> <p>Для заданих вихідних умов проект може вважатися економічно доцільним.</p>

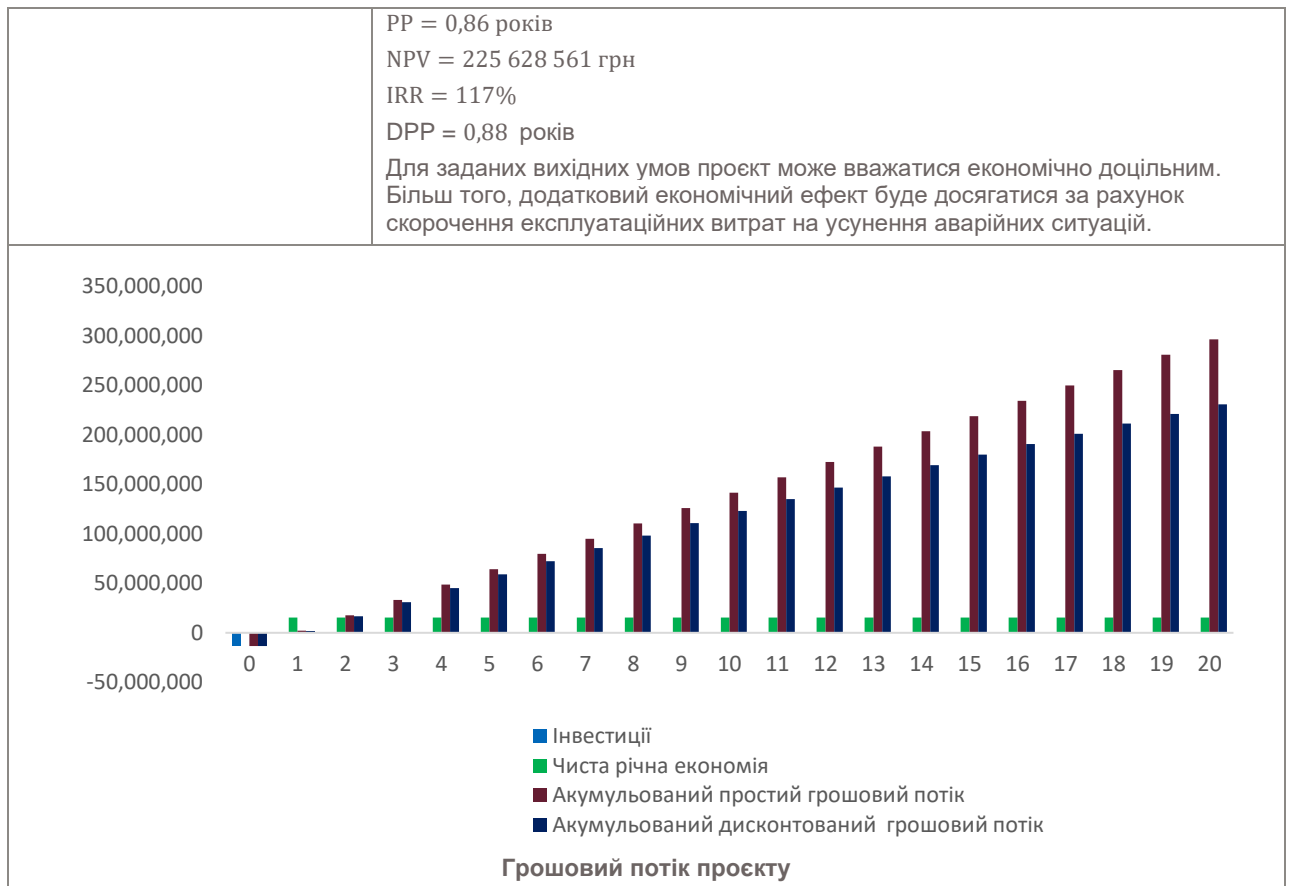


ПРОЄКТ 6: ЗАМІНА ТЕПЛОТРАС НА ПОПЕРЕДНЬО ІЗОЛЬОВАНІ

Вихідна інформація:	Опалювальна котельня, обладнана водогрійним котлом, який працює на природному газі з ККД на рівні 92% (теплота згорання палива 33 800 кДж/м ³), забезпечує споживачів теплоносієм по трубопроводах двотрубною тепловою мережі Ø 150×4,5 мм та довжиною 4 750 м, прокладених надземно на низьких опорах. Витрата теплоносія становить 18 кг/с, температурний графік 130/70°C. Існуюча тепла ізоляція трубопроводів перебуває в незадовільному стані – більша частина її відсутня, в деяких місцях пошкоджений зовнішній захисний шар, що призвело до намокання та ущільнення мінеральної вати, тому можна вважати, що тепла ізоляція трубопроводу взагалі відсутня.
Запропонований захід	Пропонується провести модернізацію трубопроводу із заміною труб даної ділянки теплової мережі на попередньо ізольовані спіненим поліуретаном (ПТПУ) зі сталеву провідною трубою і захисною оболонкою з металу, стійкого до атмосферної корозії. Проектний термін експлуатації попередньо ізольованих труб становить 30 років.
Технічні розрахунки (згідно з розділом 5.3):	<p>Виходячи з положень ДСТУ Б В.2.5-31:2007, зовнішній діаметр трубопроводу ПТПУ для труб діаметром d3 = 159 мм становить D3 = 250 мм. Отже, товщина шару пінополіуретанової теплоізоляції дорівнює δI3 ≈ 45 мм. Виходячи з даних, наданих виробниками труб ПТПУ, приймаємо значення коефіцієнта теплопровідності пінополіуретану λI3 = 0,033 Вт/(м·К).</p> <p>Температура теплоносія (води) при надземному прокладанні, відповідно до СНиП 2.04.14-88, приймається для водяних мереж – середня за рік, а для мереж, що працюють тільки в опалювальний період – середня за опалювальний період. При змінній температурі мережевої води і якісному регулюванні для температурного графіка 130/70°C приймаємо середню температуру t = 65°C.</p> <p>Температура навколишнього середовища при надземному прокладанні, відповідно до СНиП 2.04.14-88 для трубопроводів теплових мереж, що працюють тільки в опалювальний період, приймається середня за період з середньодобовою температурою зовнішнього повітря 8°C і нижчою. Згідно з ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010⁸² для міста Дніпро tPH = -0,2°C.</p>

⁸² ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія». - Київ: Мінрегіонбуд України, 2011

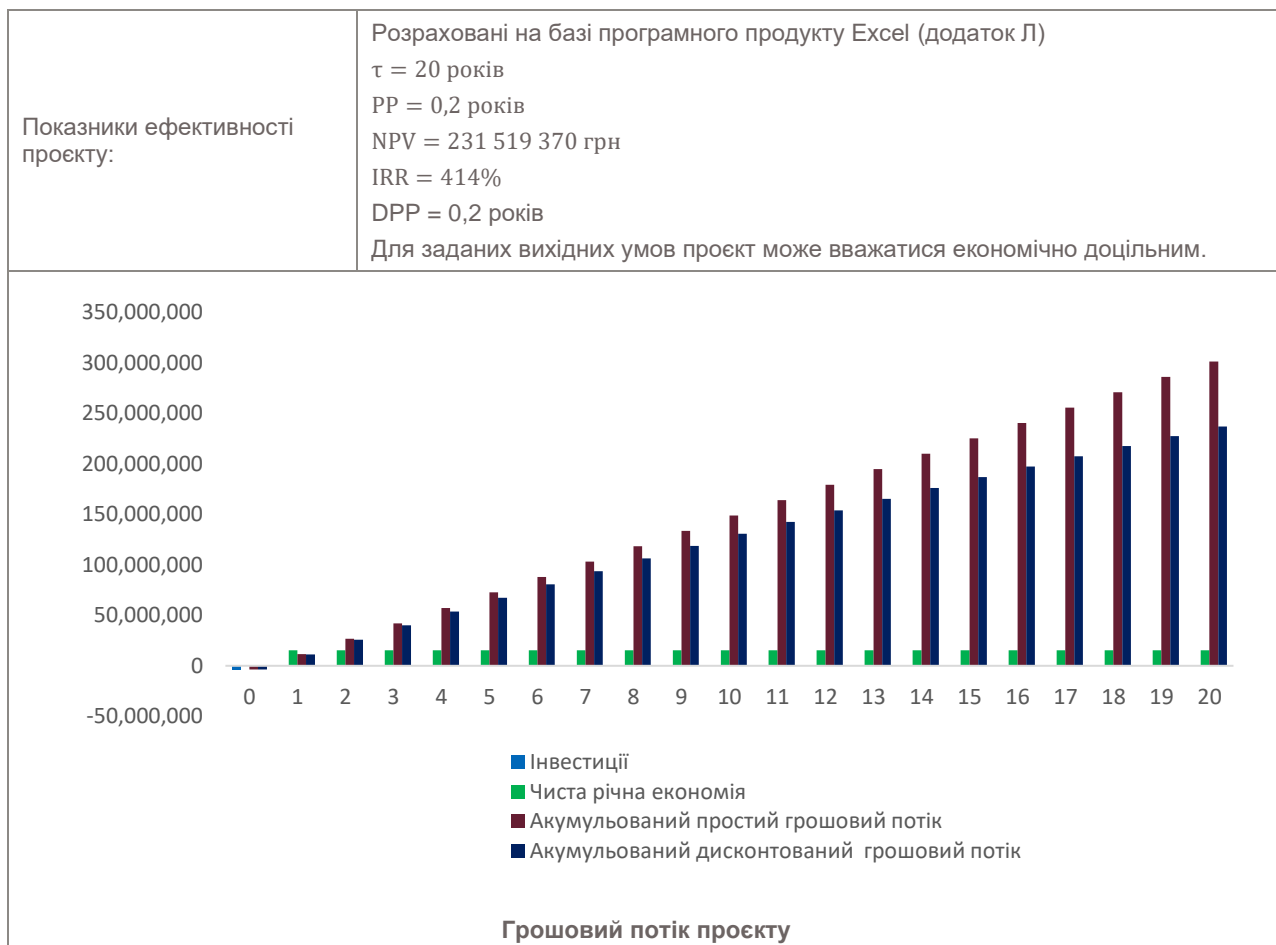
	<p>Для умов надземного прокладання трубопроводу коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ізоляції в навколишнє середовище, відповідно до СНиП 2.04.14-88, приймаємо рівним $\alpha = 29 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.</p> <p>Щоб визначити ефективність застосування трубопроводу ПТПУ при максимальній температурі теплоносія, розрахунок буде виконуватися для подавального трубопроводу.</p> <p>Визначаємо термічний опір ізоляції:</p> $R_1^{\text{із}} = \frac{\ln\left(\frac{0,159 + 2 \cdot 0,045}{0,159}\right)}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,033} = 2,18 \frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$ <p>Термічний опір тепловіддачі від поверхні попередньо ізольованої труби в навколишнє середовище становитиме:</p> $R_1'' = \frac{1}{3,14 \cdot 29 \cdot (0,159 + 2 \cdot 0,045)} = 0,044 \frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$ <p>Визначаємо сумарний термічний опір теплової ізоляції:</p> $R_1 = 2,18 + 0,044 = 2,23 \frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$ <p>Тепловий потік визначається за залежністю:</p> $q_{1 \text{ із}} = \frac{65 - (-0,2)}{2,23} = 29,23 \frac{\text{Вт}}{\text{м}}$ <p>Відповідно до вимог СНиП 2.04.14-88 норма лінійної густини теплового потоку для заданих умов не повинна перевищувати 43,4 Вт/м, отже, труба ПТПУ, що розглядається, задовольняє цю умову.</p> <p>Кількість теплоти, віддана ділянкою з попередньо ізольованих труб в навколишнє середовище, становитиме:</p> $Q_{\text{втр із}} = 29,23 \cdot 4750 \cdot 10^{-3} = 139,1 \text{ кВт}$ <p>За умови відсутності теплової ізоляції, термічний опір трубопроводу складається лише з тепловіддачі від поверхні труби в навколишнє середовище:</p> $R_{1 \text{ п}} = R_{1 \text{ п}}'' = \frac{1}{3,14 \cdot 29 \cdot (0,159 + 0)} = 0,07 \frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$ <p>Тепловий потік неізольованого трубопроводу визначається за залежністю:</p> $q_{1 \text{ п}} = \frac{65 - (-0,2)}{0,07} = 944,48 \frac{\text{Вт}}{\text{м}}$ <p>Кількість теплоти, віддана ділянкою з неізольованих труб в навколишнє середовище, становитиме:</p> $Q_{\text{втр п}} = 944,48 \cdot 4750 \cdot 10^{-3} = 4486,28 \text{ кВт}$ <p>Економія палива за рахунок застосування попередньо ізольованих труб у порівнянні з неізольованим трубопроводом становитиме:</p> $\Delta B_{\text{із}} = \frac{3600 \cdot (4486,28 - 131,1)}{33800 \cdot 0,92} = 503,28 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$ <p>Економія коштів після заміни трубопроводу:</p> $E = \Delta B \cdot T_p \cdot C_{\text{пал}} = 503,28 \cdot 4200 \cdot 7,33 = 15493843 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$
<p>Економічні розрахунки (згідно з розділом 5.4.5)</p>	<p>Приймається, що середня вартість труби ПТПУ 1800 грн/п.м Капітальні інвестиції:</p> $I_0 = I_{\text{проект}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}} = 983250 + 8550000 + 1282500 + 491625 + 983250 + 983250 = 13273875 \text{ грн}$ <p>Макроекономічні показники:</p> $R_r = \frac{7,5\% - 5\%}{1 + 5\%} = 2,38\%$
<p>Показники ефективності проекту:</p>	<p>Розраховані на базі програмного продукту Excel (додаток Л)</p> <p>$\tau = 20$ років</p>



ПРОЄКТ 7: ТЕПЛОІЗОЛЯЦІЯ ІСНУЮЧИХ ТЕПЛОТРАС

Вихідна інформація:	<p>Опалювальна котельня, обладнана водогрійним котлом, який працює на природному газі з ККД на рівні 92 % (теплота згорання палива 33800 кДж/м³), забезпечує споживачів теплоносієм по трубопроводах двотрубною тепловою мережі Ø 150×4,5 мм та довжиною 4 750 м, прокладених надземно на низьких опорах. Витрата теплоносія становить 18 кг/с, температурний графік 130/70 °С. Існуюча тепла ізоляція трубопроводів перебуває в незадовільному стані – більша частина її відсутня, в деяких місцях пошкоджений зовнішній захисний шар, що призвело до намокання та ущільнення мінеральної вати, тому можна вважати, що тепла ізоляція трубопроводу взагалі відсутня. Розташування – м. Дніпро.</p>
Запропонований захід	<p>Пропонується виконати ізолювання існуючого трубопроводу. В якості основного шару ізоляції прийнято мати мінераловатні прошивні марки 100 з урахуванням ущільнення, коефіцієнт теплопровідності за даними виробника становить $\lambda_{із} = 0,06 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$. Покривний шар передбачається виконати з оцинкованої покрівельної сталі товщиною 2,5 мм; $\lambda_{п.ш} = 40 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$.</p> <p>Проектний термін експлуатації теплової ізоляції становить 20 років.</p>
Технічні розрахунки (згідно з розділом 5.3):	<p>Температура теплоносія (води) при надземному прокладанні, відповідно до СНиП 2.04.14-88, приймається для водяних мереж – середня за рік, а для мереж, що працюють тільки в опалювальний період – середня за опалювальний період. При змінній температурі мережної води і якісному регулюванні для температурного графіка 130/70°С приймаємо середню температуру $t = 65^\circ\text{C}$.</p> <p>Температура навколишнього середовища при надземному прокладанні, відповідно до СНиП 2.04.14-88 для трубопроводів теплових мереж, що працюють тільки в опалювальний період, приймається середня за період з середньодобовою температурою зовнішнього повітря 8°С і нижчою. Згідно з ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 для міста Дніпро $t_{PH} = -0,2^\circ\text{C}$.</p>

	<p>Для умов надземного прокладання трубопроводу коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ізоляції в навколишнє середовище, відповідно до СНиП 2.04.14-88, приймаємо рівним $\alpha = 29 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.</p> <p>Щоб визначити ефективність застосування теплової ізоляції при максимальній температурі теплоносія, розрахунок буде виконуватися для подавального трубопроводу.</p> <p>Нормоване значення лінійної густини теплового потоку для заданих умов визначається відповідно до вимог СНиП 2.04.14-88 і становить: $q_1^H = 45 \text{ Вт}/\text{м}$.</p> <p>Сумарний термічний опір теплової ізоляції становитиме:</p> $R_1^H = \frac{65 - (-0,2)}{45} = 1,45 \frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$ <p>Товщина шару теплової ізоляції спрощено визначається за залежністю:</p> $\delta_{\text{із}} = \frac{e^{2 \cdot 3,14 \cdot 0,06 \cdot 1,45} - 1}{2} \cdot 0,159 = 0,06 \text{ м}$ <p>Приймаємо товщину основного шару ізоляції $\delta_{\text{із}} = 0,06 \text{ м}$.</p> <p>Термічний опір основного шару ізоляції дорівнює:</p> $R_1^{\text{ІЗ}} = \frac{\ln\left(\frac{0,159 + 2 \cdot 0,06}{0,159}\right)}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,06} = 1,49 \frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$ <p>Термічний опір покривного шару становить:</p> $R_1^{\text{ІІІ}} = \frac{\ln\left(\frac{0,159 + 2 \cdot 0,06 + 2 \cdot 0,0025}{0,159 + 2 \cdot 0,06}\right)}{2 \cdot 3,14 \cdot 40} = 0,00007 \frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$ <p>Термічний опір тепловіддачі від поверхні покривного шару ізолюваної труби в навколишнє середовище:</p> $R_1'' = \frac{1}{3,14 \cdot 29 \cdot (0,159 + 2 \cdot 0,06 + 2 \cdot 0,0025)} = 0,039 \frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$ <p>Сумарний термічний опір теплової ізоляції дорівнює:</p> $R_1 = 1,49 + 0,00007 + 0,039 = 1,53 \frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$ <p>Тепловий потік становить:</p> $q_1 = \frac{65 - (-0,2)}{1,53} = 42,61 \frac{\text{Вт}}{\text{м}}$ <p>Кількість теплоти, віддана ділянкою в навколишнє середовище:</p> $Q_{\text{втр із}} = 42,34 \cdot 4750 \cdot 10^{-3} = 202,38 \text{ кВт}$ <p>За умови відсутності теплової ізоляції теплові втрати трубопроводом будуть: $Q_{\text{втр п}} = 4 \text{ 424 кВт}$.</p> <p>Економія палива за рахунок застосування теплової ізоляції труб у порівнянні з неізолюваним трубопроводом становитиме:</p> $\Delta B_{\text{із}} = \frac{3 \text{ 600} \cdot (4 \text{ 486,28} - 201,1)}{33 \text{ 800} \cdot 0,92} = 495,95 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$ <p>Економія коштів після ізолювання трубопроводу:</p> $E = \Delta B \cdot T_p \cdot C_{\text{пал}} = 489 \cdot 4 \text{ 200} \cdot 7,33 = 15 \text{ 268 287,8} \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Площа поверхні труби, яку необхідно ізолювати, визначається як:</p> $S = \pi \cdot d_3 \cdot L = 3,14 \cdot 0,159 \cdot 4 \text{ 750} = 2 \text{ 371,5 м}^2$
<p>Економічні розрахунки (згідно з розділом 5.4.5)</p>	<p>Приймаємо, що середня вартість теплової ізоляції становить $500 \text{ грн}/\text{м}^2$</p> <p>Капітальні інвестиції:</p> $I_0 = I_{\text{проект}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}}$ $= 273 \text{ 125} + 2 \text{ 375 000} + 356 \text{ 250} + 136 \text{ 563} + 273 \text{ 125} + 273 \text{ 125}$ $= 3 \text{ 687 188 грн}$ <p>Макроекономічні показники:</p> $R_r = \frac{7,5\% - 5\%}{1 + 5\%} = 2,38\%$

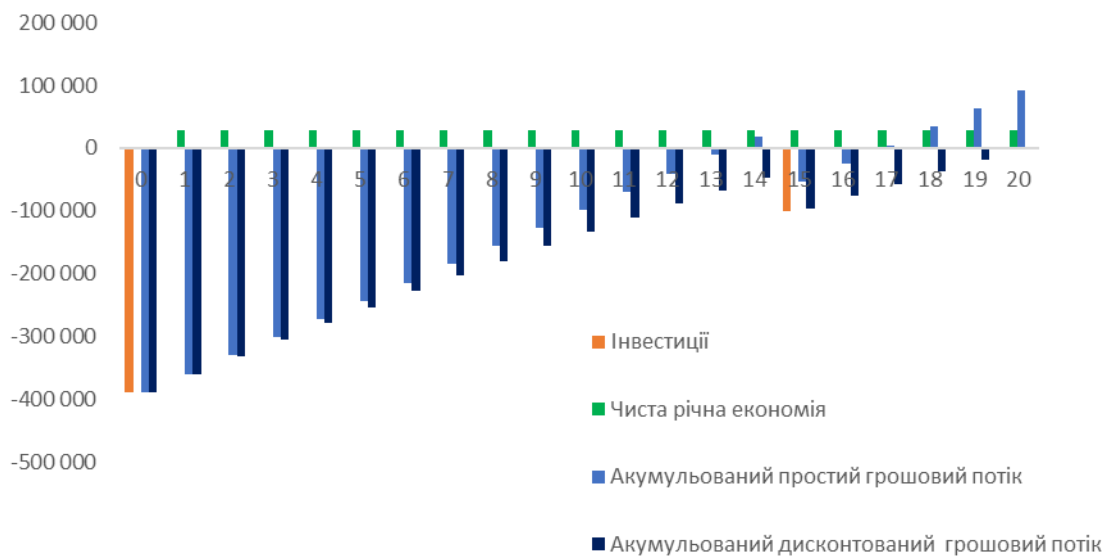


ПРОЄКТ 8: ВСТАНОВЛЕННЯ ЧАСТОТНОГО ПЕРЕТВОРЮВАЧА НА НАСОСИ	
Вихідна інформація:	Котельня, на якій встановлено циркуляційний насос Д-200-95. Номінальна потужність двигуна $P_{\text{ном}} = 65$ кВт; Номінальна витрата $Q_{\text{ном}} = 200$ м ³ /год. Насос працює 4200 годин за рік. При обстеженні виявлено, що насос впродовж опалювального сезону працює в номінальному режимі 700 год. Решту часу - з витратою 160 м ³ /год. Регулювання – дроселюванням.
Запропонований захід	Пропонується провести захід зі встановлення частотного перетворювача для зменшення споживання електричної енергії. Ціна електроенергії визначалася як середнє значення на території України (для споживачів різних областей та різних добових тарифів); в розрахунках було прийняте значення 1,5 грн/1 кВт·год. Проектний термін експлуатації обладнання - 20 років.
Технічні розрахунки (згідно з розділом 5.3):	Споживана потужність при дроселюванні становитиме: $P_{\text{др}} = \frac{65}{2} \left(1 + \frac{160}{200} \right) = 58,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ Споживана потужність при частотному регулюванні: $P_{\text{чрп}} = 65 \left(\frac{160}{200} \right)^3 = 33,3 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ Зменшення потужності при застосуванні частотного перетворювача: $\Delta P = 58,5 - 33,3 = 25,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}$

	<p>Зменшення електроспоживання за рік при застосуванні частотного перетворювача:</p> $\Delta EE = 25,2 \cdot 3\,500 = 88\,270 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ <p>Економія коштів за рік:</p> $E = 88\,270 \cdot 1,5 = 132\,405 \text{ грн}$
Економічні розрахунки (згідно з розділом 5.4.5)	<p>Капітальні інвестиції:</p> $I_0 = I_{\text{проект}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}}$ $= 28\,750 + 250\,000 + 37\,500 + 14\,375 + 28\,750 + 28\,750 = 388\,125 \text{ грн}$ <p>Макроекономічні показники:</p> $R_r = \frac{7,5\% - 5\%}{1 + 5\%} = 2,38\%$
Показники ефективності проекту:	<p>Розраховані на базі програмного продукту Excel (додаток Л)</p> <p>$\tau = 20$ років</p> <p>PP = 2,9 років</p> <p>NPV = 1 659 840 грн</p> <p>IRR = 34%</p> <p>DPP = 3,1 років</p> <p>Для заданих вихідних умов проєкт може вважатися економічно доцільним.</p>
<p>Грошовий потік проєкту</p>	

ПРОЄКТ 9: ЗАМІНА НАСОСА	
Вихідна інформація:	Виникла необхідність виконати заміну старого насоса, який відпрацював свій ресурс і має низький ККД.
Запропонований захід	Заміну старого насоса на новий, з більш високим ККД. Проектний термін експлуатації обладнання - 15 років. Передбачається модернізація обладнання через 15 років.
Технічні розрахунки (згідно з розділом 5.3):	<p>Зменшення потужності від встановлення нового ефективнішого насоса:</p> $\Delta P = 65 - 60 = 5 \text{ кВт}$ <p>Зменшення електроспоживання за рік:</p> $\Delta EE = 5 \cdot 4200 = 21\,000 \text{ кВт} \cdot \text{год}$

	<p>Економія коштів за рік: $E = 21\,000 \cdot 1,5 = 31\,500$ грн Витрати на технічне обслуговування: $C^m = 2\,500 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ Чиста економія проекту: $S_n = 31\,500 - 2\,500 = 29\,000 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$</p>
Економічні розрахунки (згідно з розділом 5.4.5)	<p>Капітальні інвестиції: $I_0 = I_{\text{проект}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}}$ $= 28\,750 + 250\,000 + 37\,500 + 14\,375 + 28\,750 + 28\,750$ $= 388\,125$ грн $I_{\text{пл}} = 100\,000$ Макроекономічні показники: $R_r = \frac{7,5\% - 5\%}{1 + 5\%} = 2,38\%$</p>
Показники ефективності проекту:	<p>Розраховані на базі програмного продукту Excel (додаток Л) $\tau = 20$ років PP = 16,8 років NPV = -1 147 грн IRR = 2% DPP = 20,1 років Для заданих вихідних умов проект не може вважатися економічно доцільним.</p>



Грошовий потік проекту

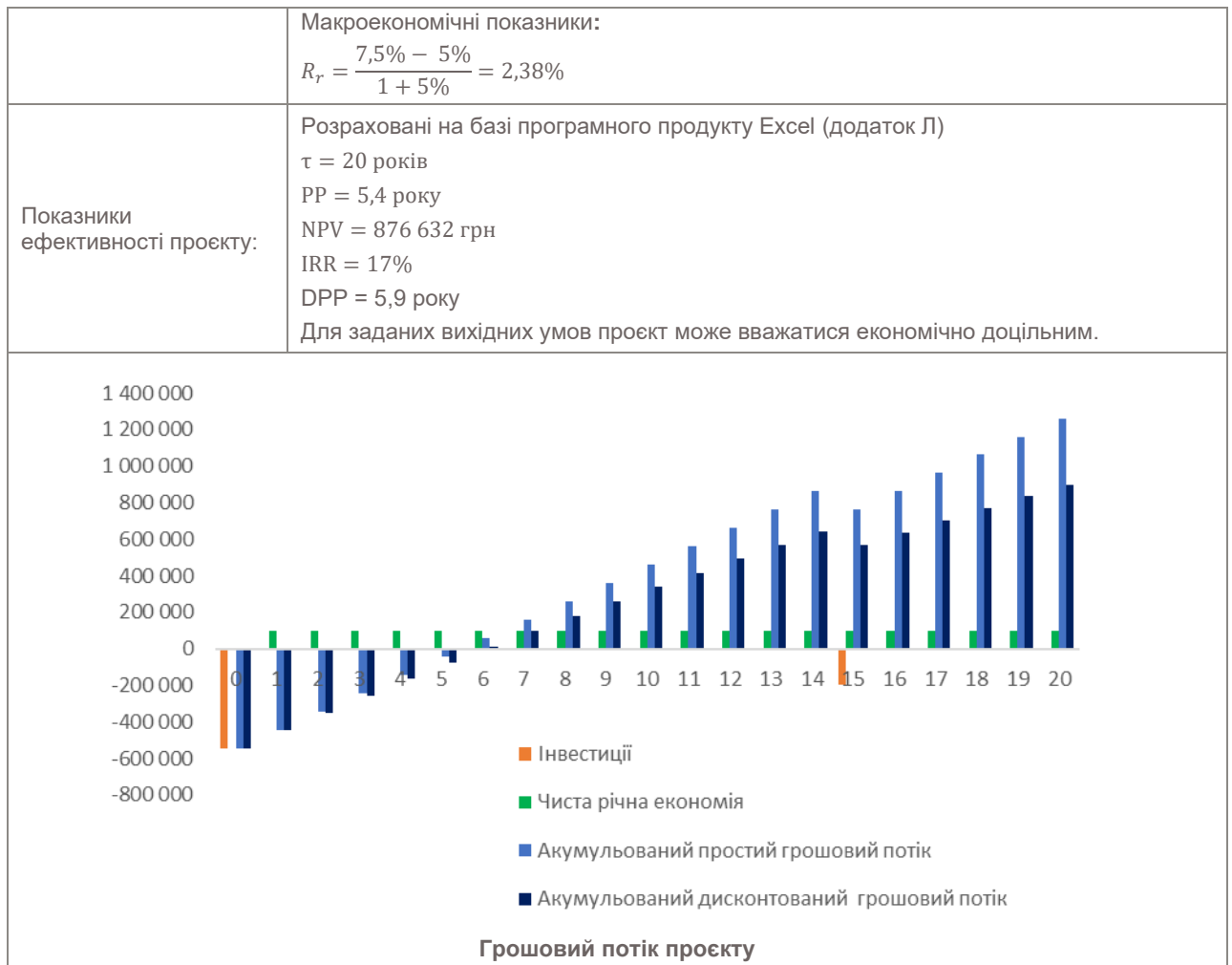
ПРОЄКТ 10: ВСТАНОВЛЕННЯ ЧИ МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ПОГОДНОГО РЕГУЛЮВАННЯ

Вихідна інформація:

Будівля із рівнем споживання згідно з нижченаведеною таблицею

Дата	Споживання тепла, Гкал	Зовнішня температура, °C
Лис. 2018	117,91	0,85
Гру. 2018	136,73	-2,35

	Січ. 2019	144,71	-4,60																								
	Лют. 2019	110,54	0,47																								
	Бер. 2019	107,37	5,09																								
Запропонований захід:	<p>Впровадження системи погодного регулювання.</p> <p>Проектний термін експлуатації обладнання - 15 років. Передбачається модернізація обладнання через 15 років.</p> <p>Тариф на теплову енергію – 1654,41 грн за 1 Гкал.</p>																										
Технічні розрахунки (згідно з розділом 5.3):	<p>Для кожного місяця визначається кількість градусоднів:</p> $\Gamma D_i = Z \cdot (T_{\text{вн}} - T_i)$ <p>де Z – кількість днів.</p> <p>Питоме споживання на одну градусодобу:</p> $q_i = \frac{Q_i}{\Gamma D_i}$ <p>Значення q_i є опалювальною характеристикою будівлі і має бути однаковим для кожного місяця опалювального періоду. В реальності, при відсутньому погодному регулюванні, воно буде різним. Тому при розрахунку розраховується середнє значення питомого споживання і приймається за істинне питоме споживання:</p> $q = \frac{\sum q_i}{n}$ <p>Для кожного місяця приймається нове значення питомого споживання: якщо $q_i < q$ тоді питоме споживання q'_i залишається незмінним; якщо $q_i > q$ тоді $q'_i = q$.</p> <p>Розрахунок нового споживання:</p> $Q'_i = q'_i \cdot Z \cdot (T'_{\text{вн}} - T_i)$ <p>де $T'_{\text{вн}}$ – температура всередині після впровадження (20°C).</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Градусодень</th> <th>Питоме споживання до впровадження, Гкал/ГД</th> <th>Питоме споживання після впровадження, Гкал/ГД</th> <th>Споживання тепла після впровадження, Гкал</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>634,5</td> <td>0,186</td> <td>0,186</td> <td>106,76</td> </tr> <tr> <td>754,9</td> <td>0,181</td> <td>0,181</td> <td>125,50</td> </tr> <tr> <td>824,6</td> <td>0,175</td> <td>0,175</td> <td>133,83</td> </tr> <tr> <td>602,8</td> <td>0,183</td> <td>0,183</td> <td>100,27</td> </tr> <tr> <td>524,2</td> <td>0,205</td> <td>0,186</td> <td>86,03</td> </tr> </tbody> </table> <p>Річна економія буде різницею між споживанням до та споживанням після:</p> $E = \left(\sum Q_i - \sum Q'_i \right) \cdot \text{Ц} = (617,25 - 552,39) \cdot 1654,41 = 107\,313 \text{ грн}$ <p>Витрати на технічне обслуговування:</p> $C^m = 7\,000 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Чиста економія проєкту:</p> $S_n = 107\,313 - 7\,000 = 100\,313 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$			Градусодень	Питоме споживання до впровадження, Гкал/ГД	Питоме споживання після впровадження, Гкал/ГД	Споживання тепла після впровадження, Гкал	634,5	0,186	0,186	106,76	754,9	0,181	0,181	125,50	824,6	0,175	0,175	133,83	602,8	0,183	0,183	100,27	524,2	0,205	0,186	86,03
Градусодень	Питоме споживання до впровадження, Гкал/ГД	Питоме споживання після впровадження, Гкал/ГД	Споживання тепла після впровадження, Гкал																								
634,5	0,186	0,186	106,76																								
754,9	0,181	0,181	125,50																								
824,6	0,175	0,175	133,83																								
602,8	0,183	0,183	100,27																								
524,2	0,205	0,186	86,03																								
Економічні розрахунки (згідно з розділом 5.4.5)	<p>Капітальні інвестиції:</p> $I_0 = I_{\text{проект}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}}$ $= 40\,250 + 350\,000 + 52\,500 + 20\,125 + 40\,250 + 40\,250$ $= 543\,375 \text{ грн}$ $I_{\text{nn}} = 200\,000$																										



ПРОЄКТ 11: ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОАКУМУЛЮЮЧИХ УСТАНОВОК ДЛЯ КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

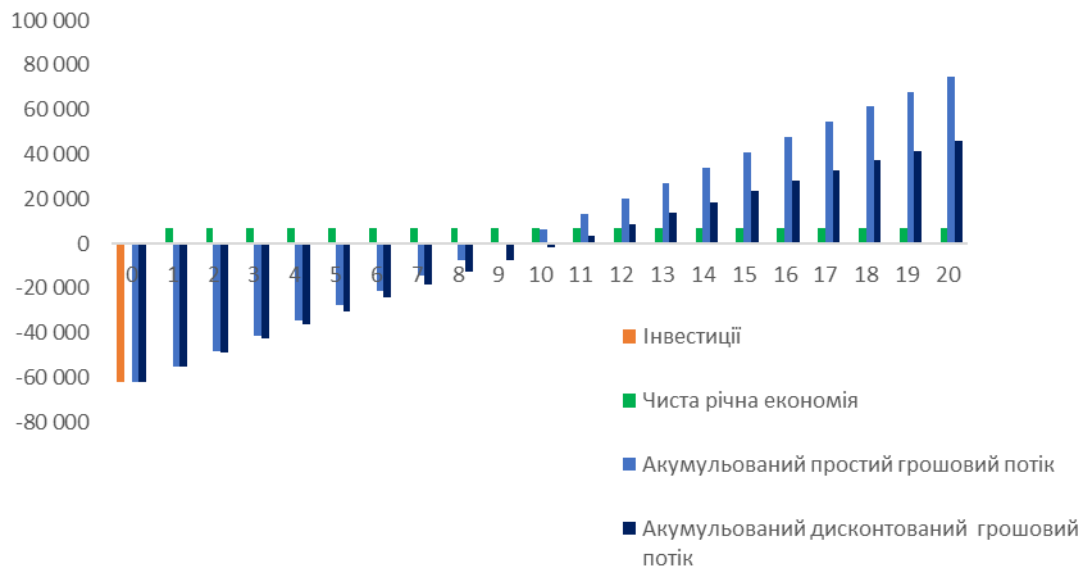
Вихідна інформація:	<p>В котельні населеного пункту розташований опалювальний газовий водогрійний котел. Котел використовується в опалювальний період та відпускає споживачам 5 000 Гкал теплової енергії, водночас споживши 700 000 м³ палива.</p> <p>Тариф на спожитий природний газ становить 8 грн/м³. В той же час, котельня споживає 250 000 кВт-год електричної енергії за тарифом 3 грн/кВт-год.</p> <p>Електропостачальна організація пропонує альтернативний тариф на електричну енергію за умови збільшення попиту в нічні години. В цьому випадку тариф на електричну енергію становитиме 1 грн/кВт-год, і близько 30% відпущеної теплової енергії, що отримується від спалювання палива, буде заміщено на енергію від електричних теплоакumuлюючих установок.</p>
Запропонований захід	<p>Пропонується встановити теплоакumuлюючу установку з ефективністю 95%. Термін експлуатації установки - 20 років.</p>
Технічні розрахунки (згідно з розділом 5.3):	<p>Існуючі витрати на електричну енергію та паливо становитимуть:</p> $V_1 = T_{EL1} \cdot Q_{EL1} + T_{П} \cdot V_{П1} = 3,0 \cdot 250\,000 + 8,0 \cdot 700\,000 = 6\,350\,000 \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$ <p>Перспективні обсяги споживання електричної енергії становитимуть:</p> $Q_{EL2} = Q_{EL1} + Q_{ТЕП} \cdot \frac{Ч_{ТАУ}}{100\%} \cdot \frac{100\%}{\eta_{ТАУ}} \cdot 1163 =$

	$= 250\,000 + 5\,000 \cdot \frac{30\%}{100\%} \cdot \frac{100\%}{95\%} \cdot 1163 = 2\,086\,316 \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}} \right]$ <p>де 1163 – перевідний коефіцієнт, кВт·год/Гкал Перспективні обсяги споживання палива становитимуть:</p> $V_{П2} = V_{П1} \cdot \left(1 - \frac{Ч_{ТАУ}}{100\%} \right) = 700\,000 \cdot \left(1 - \frac{30\%}{100\%} \right) = 490\,000, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{рік}} \right]$ <p>Перспективні витрати на електричну енергію та на паливо визначаються:</p> $B_2 = T_{ЕЛ2} \cdot Q_{ЕЛ2} + T_{П} \cdot V_{П2} = 1,0 \cdot 2\,086\,316 + 8,0 \cdot 490\,000 = 6\,006\,316 \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$ <p>Економія коштів після вирівнювання попиту на електричну енергію:</p> $E = B_1 - B_2 = 6\,350\,000 - 6\,006\,316 = 343\,684 \left[\frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right]$ <p>Витрати на технічне обслуговування:</p> $C^m = 10\,000 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Чиста економія проекту:</p> $S_n = 343\,684 - 10\,000 = 333\,684 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$																																																																																																														
Економічні розрахунки (згідно з розділом 5.4.5)	<p>Капітальні інвестиції:</p> $I_0 = I_{\text{проект}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}}$ $= 115\,000 + 1\,000\,000 + 150\,000 + 57\,500 + 115\,000 + 115\,000 = 1\,552\,500 \text{ грн}$ <p>Макроекономічні показники:</p> $R_r = \frac{7,5\% - 5\%}{1 + 5\%} = 2,38\%$																																																																																																														
Показники ефективності проекту:	<p>Розраховані на базі програмного продукту Excel (додаток Л)</p> <p>$\tau = 20$ років PP = 4,7 років NPV = 3 622 092 грн IRR = 21% DPP = 5 років</p> <p>Для заданих вихідних умов проект може вважатися економічно доцільним.</p>																																																																																																														
<p>Грошовий потік проекту</p> <table border="1"> <caption>Estimated data from the cash flow chart</caption> <thead> <tr> <th>Year</th> <th>Investments (грн)</th> <th>Net Annual Savings (грн)</th> <th>Accumulated Simple Cash Flow (грн)</th> <th>Accumulated Discounted Cash Flow (грн)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>-1,552,500</td><td>0</td><td>-1,552,500</td><td>-1,552,500</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>333,684</td><td>-1,218,816</td><td>-1,218,816</td></tr> <tr><td>2</td><td>0</td><td>333,684</td><td>-885,132</td><td>-885,132</td></tr> <tr><td>3</td><td>0</td><td>333,684</td><td>-551,448</td><td>-551,448</td></tr> <tr><td>4</td><td>0</td><td>333,684</td><td>-217,764</td><td>-217,764</td></tr> <tr><td>5</td><td>0</td><td>333,684</td><td>115,920</td><td>115,920</td></tr> <tr><td>6</td><td>0</td><td>333,684</td><td>450,000</td><td>450,000</td></tr> <tr><td>7</td><td>0</td><td>333,684</td><td>784,080</td><td>784,080</td></tr> <tr><td>8</td><td>0</td><td>333,684</td><td>1,118,160</td><td>1,118,160</td></tr> <tr><td>9</td><td>0</td><td>333,684</td><td>1,452,240</td><td>1,452,240</td></tr> <tr><td>10</td><td>0</td><td>333,684</td><td>1,786,320</td><td>1,786,320</td></tr> <tr><td>11</td><td>0</td><td>333,684</td><td>2,120,400</td><td>2,120,400</td></tr> <tr><td>12</td><td>0</td><td>333,684</td><td>2,454,480</td><td>2,454,480</td></tr> <tr><td>13</td><td>0</td><td>333,684</td><td>2,788,560</td><td>2,788,560</td></tr> <tr><td>14</td><td>0</td><td>333,684</td><td>3,122,640</td><td>3,122,640</td></tr> <tr><td>15</td><td>0</td><td>333,684</td><td>3,456,720</td><td>3,456,720</td></tr> <tr><td>16</td><td>0</td><td>333,684</td><td>3,790,800</td><td>3,790,800</td></tr> <tr><td>17</td><td>0</td><td>333,684</td><td>4,124,880</td><td>4,124,880</td></tr> <tr><td>18</td><td>0</td><td>333,684</td><td>4,458,960</td><td>4,458,960</td></tr> <tr><td>19</td><td>0</td><td>333,684</td><td>4,793,040</td><td>4,793,040</td></tr> <tr><td>20</td><td>0</td><td>333,684</td><td>5,127,120</td><td>5,127,120</td></tr> </tbody> </table>		Year	Investments (грн)	Net Annual Savings (грн)	Accumulated Simple Cash Flow (грн)	Accumulated Discounted Cash Flow (грн)	0	-1,552,500	0	-1,552,500	-1,552,500	1	0	333,684	-1,218,816	-1,218,816	2	0	333,684	-885,132	-885,132	3	0	333,684	-551,448	-551,448	4	0	333,684	-217,764	-217,764	5	0	333,684	115,920	115,920	6	0	333,684	450,000	450,000	7	0	333,684	784,080	784,080	8	0	333,684	1,118,160	1,118,160	9	0	333,684	1,452,240	1,452,240	10	0	333,684	1,786,320	1,786,320	11	0	333,684	2,120,400	2,120,400	12	0	333,684	2,454,480	2,454,480	13	0	333,684	2,788,560	2,788,560	14	0	333,684	3,122,640	3,122,640	15	0	333,684	3,456,720	3,456,720	16	0	333,684	3,790,800	3,790,800	17	0	333,684	4,124,880	4,124,880	18	0	333,684	4,458,960	4,458,960	19	0	333,684	4,793,040	4,793,040	20	0	333,684	5,127,120	5,127,120
Year	Investments (грн)	Net Annual Savings (грн)	Accumulated Simple Cash Flow (грн)	Accumulated Discounted Cash Flow (грн)																																																																																																											
0	-1,552,500	0	-1,552,500	-1,552,500																																																																																																											
1	0	333,684	-1,218,816	-1,218,816																																																																																																											
2	0	333,684	-885,132	-885,132																																																																																																											
3	0	333,684	-551,448	-551,448																																																																																																											
4	0	333,684	-217,764	-217,764																																																																																																											
5	0	333,684	115,920	115,920																																																																																																											
6	0	333,684	450,000	450,000																																																																																																											
7	0	333,684	784,080	784,080																																																																																																											
8	0	333,684	1,118,160	1,118,160																																																																																																											
9	0	333,684	1,452,240	1,452,240																																																																																																											
10	0	333,684	1,786,320	1,786,320																																																																																																											
11	0	333,684	2,120,400	2,120,400																																																																																																											
12	0	333,684	2,454,480	2,454,480																																																																																																											
13	0	333,684	2,788,560	2,788,560																																																																																																											
14	0	333,684	3,122,640	3,122,640																																																																																																											
15	0	333,684	3,456,720	3,456,720																																																																																																											
16	0	333,684	3,790,800	3,790,800																																																																																																											
17	0	333,684	4,124,880	4,124,880																																																																																																											
18	0	333,684	4,458,960	4,458,960																																																																																																											
19	0	333,684	4,793,040	4,793,040																																																																																																											
20	0	333,684	5,127,120	5,127,120																																																																																																											

ПРОЄКТ 12: ЗАМІНА ЕЛЕКТРОНАГРІВАЧІВ НА ТЕПЛОВІ НАСОСИ

<p>Вихідна інформація:</p>	<p>В приватному будинку в Київській області на потреби опалення використовуються електричні нагрівачі. Споживання електричної енергії на опалення становить 20 000 кВт·год. Тариф на електричну енергію становить 1,68 грн/кВт·год. Потужність системи опалення будівлі становить 10 кВт.</p>
<p>Запропонований захід</p>	<p>Пропонується для опалення приміщень використовувати теплові насоси типу «повітря-повітря» (кондиціонери з функцією опалення). Коефіцієнт перетворення (коефіцієнт корисної дії) для запропонованих кондиціонерів становить 2,5.</p>
<p>Технічні розрахунки (згідно з розділом 5.3):</p>	<p>Слід відзначити, що тривалість опалювального періоду для Київської області становить 4 224 год, з яких 1 604 год – середня температура повітря не опускається нижче від 0°C.</p> <p>Передбачається, що в період, коли температура ззовні 0°C, теплові насоси працюватимуть із заданою ефективністю. А протягом іншої частини опалювального періоду теплове навантаження буде покриватися за рахунок існуючих електричних нагрівачів.</p> <p>У цьому випадку споживання електричної енергії за опалювальний період становитиме:</p> $W_{EL2} = \frac{W_{EL} \cdot k}{COP} + W_{EL} \cdot (1 - k) = \frac{20\,000 \cdot 1\,604}{2,5 \cdot 4\,224} + 20\,000 \cdot \left(1 - \frac{1\,604}{4\,224}\right) = 15\,443,2 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$ <p>Де W_{EL} – існуюче споживання електричної енергії, кВт·год/рік; k – відношення тривалості опалювального періоду з температурою вищою від 0°C до загальної тривалості опалювального періоду; COP – коефіцієнт перетворення (коефіцієнт корисної дії) теплового насоса.</p> <p>Відповідно, економія споживання електричної енергії становитиме:</p> $E_{EL} = W_{EL} - W_{EL2} = 20\,000 - 15\,443,2 = 4\,556,8 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$ <p>Економія коштів після встановлення теплових насосів становитиме:</p> $E = E_{EL} \cdot T_{EL} = 4\,556,8 \cdot 1,68 = 7\,655 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>де T_{EL} - тариф на електричну енергію, грн/кВт·год.</p> <p>Витрати на технічне обслуговування:</p> $C^m = 800 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Чиста економія проекту:</p> $S_n = 7\,655 - 800 = 6\,855 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}$ <p>Захід зі встановлення теплових насосів типу «повітря-повітря» може також бути виконано для використання з іншим джерелом теплової енергії, проте потрібно провести окремий аналіз доцільності з врахуванням співвідношення вартості одиниці теплової енергії.</p>
<p>Економічні розрахунки (згідно з розділом 5.4.5)</p>	<p>Капітальні інвестиції:</p> $I_0 = I_{\text{проект}} + I_{\text{обладнання}} + I_{\text{роботи}} + I_{\text{супровід}} + I_{\text{інші}} + I_{\text{непередбачувані}} = 4\,600 + 40\,000 + 6\,000 + 2\,300 + 4\,600 + 4\,600 = 62\,100 \text{ грн}$ <p>Макроекономічні показники:</p> $R_r = \frac{7,5\% - 5\%}{1 + 5\%} = 2,38\%$
<p>Показники ефективності проекту:</p>	<p>Розраховані на базі програмного продукту Excel (додаток Л)</p> <p>$\tau = 20$ років $PP = 9,1$ рік $NPV = 44\,913$ грн $IRR = 9\%$ $DPP = 10,3$ року</p>

Для заданих вихідних умов проєкт може вважатися економічно доцільним.



Грошовий потік проєкту

ДОДАТОК А - ПРИКЛАД ОПИТУВАЛЬНИХ ЛИСТІВ

Для постачальника теплової енергії

Опитувальні листи слід заповнювати в розрізі окремих котелень.

Загальна інформація

Дата заповнення (рік, місяць, число)	
Назва теплопостачальної організації	
Адреса	
Email	
Телефон	
Контактна особа	
Чисельність персоналу, осіб	

Загальні витрати паливно-енергетичних ресурсів

НАЗВА	ОДИНИЦІ ВИМІРУ	ОБСЯГИ СПОЖИВАННЯ ЗА РІК		
		2018	2019	2020
Електрична енергія	кВт-год			
Витрати на електричну енергію	грн			
Паливо 1	(м ³ , т, тощо)			
Витрати на паливо 1	Грн			
Паливо 2	(м ³ , т, тощо)			
Витрати на паливо 2	грн			
Вода	м ³			
Витрати на воду	грн			
Всього витрат, грн	грн			

Актуальні тарифи та теплотворна здатність палива

ЕНЕРГОНОСІЙ	ОДИНИЦІ ВИМІРУ	ВЕЛИЧИНА
Електрична енергія	грн/кВт-год	
Паливо 1	грн/м ³ (т, тощо)	
Нижча теплота згорання палива 1	ккал/м ³ (МДж/кг, тощо)	
Паливо 2	грн/м ³ (т, тощо)	

ЕНЕРГОНОСІЙ	ОДИНИЦІ ВИМІРУ	ВЕЛИЧИНА
Нижча теплота згорання палива 2	кал/м ³ (МДж/кг, тощо)	
Вода	грн/м ³	
Вартість виробництва теплової енергії	грн/Гкал	

Виробіток і відпуск теплової енергії

НАЗВА	ОБСЯГИ, ГКАЛ		
	2018	2019	2020
Вироблено теплової енергії			
Власні потреби			
Відпущено теплової енергії			
Втрати теплової енергії, в т. ч.:			
- з мереж системи опалення			
-з мереж системи ГВП			
-з витоками			
Поставлено теплової енергії на опалення і вентиляцію в т. ч.:			
-населенню			
-бюджетному сектору			
-іншим споживачам (господарчий розрахунок, відомчі організації)			
Поставлено теплової енергії на ГВП в т. ч.:			
-населенню			
-бюджетному сектору			
-іншим споживачам (господарчий розрахунок, відомчі організації)			

Якість тепlopостачання

ПОКАЗНИК	ЗНАЧЕННЯ
Загальна кількість аварійних перерв у транспортуванні теплової енергії тривалістю понад 6 годин	
Загальна тривалість аварійних перерв у транспортуванні теплової енергії тривалістю понад 6 годин	
Кількість зареєстрованих звернень споживачів з питань невідповідності якості послуг	

Для опалювального періоду надати подоби значення у форматі

ДАТА	ПАЛИВО 1, М ³ (Т)	ПАЛИВО 2, М ³ (Т)	ВІДПУЩЕНО ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ, ГКАЛ	СПОЖИТО ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, КВТ·ГОД	СПОЖИТО ВОДИ, М ³

Помісячні значення (за 2 роки) у форматі

МІСЯЦЬ, РІК	ПАЛИВО 1, М ³ (Т)	ПАЛИВО 2, М ³ (Т)	ВІДПУЩЕНО ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ, ГКАЛ	СПОЖИТО ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, КВТ·ГОД	СПОЖИТО ВОДИ, М ³

Мережева вода

АДРЕСА	ХІМВОДООЧИСТКА		ДЖЕРЕЛО МЕРЕЖЕВОЇ ВОДИ НА ГВП	ДЖЕРЕЛО МЕРЕЖЕВОЇ ВОДИ НА ОПАЛЕННЯ
	Тип	Продуктивність, м³/год		

ЦТП (заповнюється окремо для кожної котельні)

НАЗВА ЦТП	ПРИНАЛЕЖНІСТЬ ДО КОТЕЛЬНОЇ	ВІДСТАНЬ ВІД КОТЕЛЬНОЇ, М	ДІАМЕТР ВВОДУ, ММ	ОБЛАДНАННЯ (ТИП)				РОЗРАХУНКОВЕ НАВАНТАЖЕННЯ ОПАЛЕННЯ, ГКАЛ/ГОД	РОЗРАХУНКОВЕ СЕРЕДНЄ НАВАНТАЖЕННЯ ГВП, ГКАЛ/ГОД	НАЯВНІСТЬ ВУЗЛА ПІДГОТОВКИ ГВП НА ЦТП	РЕГУЛЯТОР ТЕМПЕРАТУРИ СИСТЕМИ ОПАЛЕННЯ /ЕЛЕРАТОР	РЕГУЛЯТОР ТЕМПЕРАТУРИ СИСТЕМИ ГВП
				Мережеві насоси	Циркуляцій-ні насоси ГВП	Циркуляцій-ні насоси опалення	Тепло-обмінники					

Споживачі (заповнюється окремо для кожної котельні)

ПРИНАЛЕЖ- НІСТЬ ДО КОТЕЛЬНОЇ/ ЦТП	ВІДСТАНЬ ВІД КОТЕЛЬНОЇ/ ЦТП	АДРЕ- СА	ОПАЛЮ- ВАЛЬНА ПЛОЩА, М ²	ТЕПЛОВІ ВВОДИ			ТИП ПІДКЛЮЧЕННЯ		НАЯВНІСТЬ ПРИЛАДІВ ОБЛІКУ
				Кількість та діаметр вводів	Розрахункове наванта-ження опалення, Гкал/год	Розрахункове середнє наванта-ження ГВП, Гкал/год	Опалення (елеватор, прямий ввід, ІТП по залежній/ незалежній схемі)	ГВП (прямий ввід, пластинчастий/ трубчастий теплообмінник)	

Зовнішні теплові мережі в двотрубному вимірі (заповнюється окремо для кожної котельні)

УМОВНИЙ ДІАМЕТР, ММ	ТЕРМІН ЕКСПЛУАТАЦІЇ, РОКІВ	ШВИДКІСТЬ ТЕПЛОНОСІЯ, М/С	ПРОТЯЖНІСТЬ, М	ВИД ПРОКЛАДКИ	ГЛИБИНА ЗАКЛАДЕННЯ, М	ТИП ІЗОЛЯЦІЇ	ТОВЩИНА ІЗОЛЯЦІЇ, ММ	СТАН ІЗОЛЯЦІЇ	СТАН МЕТАЛУ	ПОШКОДЖЕНЬ НА РІК

Для органів місцевого самоврядування

Динаміка чисельності населення м. _____ (за останні три роки) (орієнтовна)⁸³

НАЗВА ПОКАЗНИКА	НАЯВНЕ НАСЕЛЕННЯ		ПОСТІЙНЕ НАСЕЛЕННЯ		СТРУКТУРА ЗА СТАТТЮ	
	Початок року	Середньорічне	Початок року	Середньорічне	Чоловіки	Жінки
2017, тис. осіб						
2018, тис. осіб						
2019, тис. осіб						
2020, тис. осіб						
Зміни, тис. осіб						
Зміни, %						

Постійна структура населення міста Києва за віковими групами (за останні три роки)
(оцінка)⁸⁴

НАЗВА ПОКАЗНИКА	ВСЬОГО	ВІКОВА ГРУПА (РОКИ)							
		0–14	0–15	0–17	16–59	15–64	>18	>60	>65
2017, тис. осіб									
2018, тис. осіб									
2019, тис. осіб									
% від заг. к-ті населення – Київ									
% від заг. к-ті населення України									
Різниця, %	-								

⁸³ http://www.ukrstat.gov.ua/druk/publicat/kat_u/publnasel_u.htm

⁸⁴ http://www.ukrstat.gov.ua/druk/publicat/kat_u/publnasel_u.htm

Населення _____ (назва населеного пункту) - природні зміни протягом (за останні три роки) років⁸⁵

ТИС. ОСІБ/РІК	20__	20__	20__
Народження, тис. осіб			
Смерті, тис. осіб			
Зміни, тис. осіб			

Склад домогосподарств _____ (назва населеного пункту) за віком

НАЗВА ПОКАЗНИКА	УКРАЇНА	В ТОМУ ЧИСЛІ		(НАЗВА НАСЕЛЕНОВОГО ПУНКТУ)
		Сільські райони	Міста	
Кількість домогосподарств, тис.				
Середній розмір домогосподарства, осіб				
Склад домогосподарства, %				
Діти до 7 років				
Діти 7-13 років				
Діти 14-17 років				
Жінки 18-29 років				
Чоловіки 18-29 років				
Жінки 30-58 років				
Чоловіки 30-59 років				
Жінки > 59 років				
Чоловіки > 60 років				
Всього, %	100	100	100	100

⁸⁵ http://www.ukrstat.gov.ua/druk/publicat/kat_u/publnasel_u.htm

Склад домогосподарств _____ (назва населеного пункту) за розміром^{86,87}

НАЗВА ПОКАЗНИКА	20__	20__	20__
Розмір домогосподарств, % від загальної кількості			
Одна особа			
Дві особи			
Три особи			
Чотири і більше осіб			
Частка домогосподарств з дітьми (<18 років), %			
Частка домогосподарств без дітей, %			
Розподіл домогосподарств з дітьми, %			
Одна дитина			
Двоє дітей			
Троє і більше дітей			

Структура витрат домогосподарств залежно від кількості працюючих членів
(_____ рік)

НАЗВА	УСІ ДОМО- ГОСПО- ДАРСТВА З ПРАЦЮ- ЮЧИМИ ЧЛЕНАМИ, %	В Т. Ч. ПРАЦЮЮЧИХ, %			БЕЗ ПРАЦЮЮ- ЧИХ, %
		Один	Два	Троє і більше	
Продукти харчування					
Алкоголь					
Тютюн					
Одяг					
Рахунки за комунальні послуги та житло					
Побутова техніка					

⁸⁶ http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2019/gdvdg/vrd_reg/vrd_reg.htm

⁸⁷ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Household_composition_statistics#Household_size

Здоров'я					
Транспорт					
Комунікації					
Відпочинок					
Освіта					
Готелі та ресторани					
Інші товари та послуги					
Всього споживчі витрати					
Інші неспоживчі витрати					
Всього витрати	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Деталі щодо субсидій у (за останні три роки) роках⁸⁸

ПОКАЗНИК	20__	20__	20__	ЗМІНИ, ГРН	ЗМІНИ, %
Кількість домогосподарств, які просили субсидії, тис.					
% від загальної кількості домогосподарств					
Кількість домогосподарств, які отримують субсидії, тис.					
Загальна сума затверджених субсидій, тис. грн					
Середній розмір субсидії на домогосподарство, грн					
Середній розмір щомісячної субсидії на домогосподарство в грудні, грн					

⁸⁸ <http://kiev.ukrstat.gov.ua/p.php3?c=242&lang=1>

Опитувальні листи для автономних споживачів

№	ТИП/МАРКА КОТЛА	ТИП ПАЛИВА	ТАРИФ НА ПАЛИВО	ТАРИФ НА ВІДПУСК ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ	ГАРЯЧЕ ВОДОПОСТАЧАННЯ (НАЯВНЕ, ВІДСУТНЄ, В ОПАЛЮВАЛЬНИЙ ПЕРІОД)	ТАРИФ НА ГАРЯЧЕ ВОДОПОСТАЧАННЯ
1						
2						
3						

	СІЧЕНЬ	ЛЮТИЙ	БЕРЕЗЕНЬ	КВІТЕНЬ	ТРАВЕНЬ	ЧЕРВЕНЬ	ЛИПЕНЬ	СЕРПЕНЬ	ВЕРЕСЕНЬ	ЖОВТЕНЬ	ЛИСТОПАД	ГРУДЕНЬ
Споживання палива на вироблення теплової енергії, м ³												
Споживання палива на вироблення теплової енергії на гаряче водопостачання, м ³												
Відпуск теплової енергії, Гкал												
Відпуск теплової енергії на гаряче водопостачання, Гкал												

Опитувальний лист для індивідуальних споживачів

№	ТИП КОТЛА (ОДНО-КОНТУРНИЙ, ДВОКОНТУРНИЙ)	ККД КОТЛА	СПОЖИВАННЯ ПАЛИВА											
			Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
1														
2														
3														

4														
5														

Система показників об'єктів, приєднаних до газотранспортної системи

Назва, місцезнаходження та функціональне призначення об'єкта

Заявлена потужність в місці приєднання:

Максимальна _____ тис.н.м³/год;

Мінімальна _____ тис.н.м³/год;

Заявлений абсолютний тиск в місці приєднання:

Максимальний _____ МПа;

Мінімальний _____ МПа;

Річний обсяг споживання/подачі природного газу _____ тис.н.м³/рік, в тому числі по місяцях, в тис.н.м³ /рік:

ПЕРІОД	КІЛЬКІСТЬ	ПЕРІОД	КІЛЬКІСТЬ	ПЕРІОД	КІЛЬКІСТЬ	ПЕРІОД	КІЛЬКІСТЬ
Січень		Квітень		Липень		Жовтень	
Лютий		Травень		Серпень		Листопад	
Березень		Червень		Вересень		Грудень	
1 квартал		2 квартал		3 квартал		4 квартал	

Технічні характеристики об'єкта (для споживачів газу):

ТИП ТА НАЙМЕНУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ, ЩО ВИКОРИСТОВУЄ ГАЗ В ЯКОСТІ ПАЛИВА ЧИ СИРОВИНИ	РОБОЧИЙ ДІАПАЗОН ТИСКІВ, МПА		РОБОЧИЙ ДІАПАЗОН ГОДИННОЇ ВИТРАТИ ГАЗУ, (Н.М ³ /ГОД)	
	мінімальний	максимальний	мінімальний	максимальний

6. Час автономної роботи об'єкта замовника в умовах припинення газопостачання:

- в зимовий період _____ діб;

- в літній період _____ діб.

7. Наявність резервних видів палива на об'єкті (для споживачів)

Відомості про споживання енергетичних ресурсів будівлями

Характеристики будівлі

НАЙМЕНУВАННЯ	ПРИЗНАЧЕННЯ	РІК ПОБУДОВИ

Відомості про споживання будівлею паливно-енергетичних ресурсів для опалення і ГВП

НАЙМЕНУВАННЯ ПЕР	ОДИНИЦІ ВИМІРУ	20__ Р	20__ Р	20__ Р
Електроенергія	кВт год			
Газ	м3			
Тверде паливо				
3.1 Дрова(пелети, брикети)	т			
3.2 Вугілля	т			

Відомості про ціни й тарифи на споживані паливно-енергетичні ресурси

НАЙМЕНУВАННЯ ПЕР	ОДИНИЦІ ВИМІРУ	20__ Р	20__ Р	20__ Р
Електроенергія	грн/кВт-год			
Газ	грн/м ³			
Тверде паливо				
3.1 Дрова(пелети, брикети)	грн/т (м ³)			
3.2 Вугілля	грн/т			

Відомості про використання вторинних енергоресурсів, альтернативних (місцевих) і відновлюваних джерел енергії

НАЙМЕНУВАННЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ	ОДИНИЦЯ ВИМІРУ	ЗНАЧЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ	ПРИМІТКА
1 Вторинні (теплові) ПЕР			
1.1 Характеристика вторинних ПЕР			
1.1.1 Фазовий стан			
1.1.2 Витрата	м ³ /рік		
1.1.3 Тиск	МПа		
1.1.4 Температура	°С		
1.1.5 Характерні забруднювачі, їхня концентрація	%		
1.2 Річний вихід вторинних ПЕР	Гкал		
1.3 Річне фактичне використання	Гкал		
2 Альтернативні (місцеві) і поновлювані ПЕР			
2.1 Найменування (вид)			
2.2 Основні характеристики			
2.2.1 Теплотворна здатність	ккал/кг		
2.2.2 Річний наробіток енергоустановки	год/рік		
2.3 Потужність енергетичної установки	Гкал/год, кВт		
2.4 ККД енергоустановки	%		
2.5 Річний фактичний вихід енергії	Гкал, тис. кВт·год		

ДОДАТОК Б – ОРІЄНТОВНИЙ ШАБЛОН ДОГОВОРУ НА РОЗРОБКУ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

ДОГОВІР № _____

М. _____
2021 року

« _____ » _____

Замовник: _____ в особі директора
_____, який діє на підставі _____ (далі –
Замовник), із однієї сторони, та

Виконавець: _____,
_____, яка діє на підставі _____
(далі – Виконавець), разом у подальшому – Сторони, за результатами закупівлі за
процедурою відкритих торгів уклали цей договір (далі – Договір) про наступне:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРУ

- 1.1. В порядку та на умовах, визначених цим Договором, Виконавець бере на себе зобов'язання своїми силами і засобами, на власний ризик надати за завданням Замовника послуги з розробки «Схеми теплопостачання м. _____ на період до _____ року», (далі – Послуги), а Замовник зобов'язується прийняти та оплатити Послуги у строки та на умовах, встановлених цим Договором.
- 1.2. Найменування Послуг: Код ДК 021:2015 - 71320000-7 «Послуги з інженерного проектування» (розробка «Схеми теплопостачання м. _____ на період до _____ року»).
- 1.3. Технічне завдання, перелік основних даних та вимог до Послуг визначені у Додатку № 2, який є невід'ємною частиною цього Договору.
- 1.4. Виконавець здійснює поетапне надання Послуг відповідно до узгодженого Сторонами Календарного плану, який є невід'ємною частиною цього Договору та наведений у Додатку № 4 до цього Договору.
- 1.5. Схема теплопостачання м. _____ на період до _____ року (далі – Схема), яка розробляється відповідно до цього Договору, повинна бути виконана у відповідності до положень Методики розроблення схем теплопостачання населених пунктів України, що затверджена наказом Міністерства розвитку громад та територій України від 02.10.2020 року № 235, та врахувати чинні нормативно-правові акти, Стратегію розвитку енергетики України, фактичний стан забудови міста і Генеральний план м. _____, та затверджене Технічне завдання.

- 1.6. Сторони погодили, що обсяг закупівлі Послуг може бути зменшений залежно від реального фінансування Замовника та/або потреби Замовника.

2. СТРОК НАДАННЯ ПОСЛУГ

- 2.1. Строк надання Послуг, визначений цим Договором, наступний:
- 2.2. Початок надання Послуг – з моменту укладення Договору.
- 2.3. Закінчення надання Послуг – _____.
- 2.4. Строк надання і передачі основних етапів (підетапів) Послуг визначаються Календарним планом (Додаток № 4).
- 2.5. Виконавець може достроково завершити надання Послуг і здати їх Замовнику.
- 2.6. Строки надання Послуг за погодженням Сторін можуть бути змінені шляхом підписання додаткової угоди до цього Договору у разі:
- 2.7. - виникнення обставин непереборної сили;
- 2.8. - затримки фінансування Послуг;
- 2.9. - внесення змін до річних кошторисних призначень Замовника;
- 2.10. - виникнення інших документально підтверджених об'єктивних обставин, що можуть вплинути на строки надання Послуг.
- 2.11. Замовник може приймати рішення про зупинення надання Послуг з внесенням відповідних змін у Договір.

3. ЦІНА ДОГОВОРУ

- 3.1. Загальна вартість Послуг за цим Договором зазначається в Протоколі погодження договірної ціни (Додаток № 1) та визначена на підставі Кошторису (Додаток № 3), які є невід'ємною частиною цього Договору, та становить _____ грн (_____ грн _____ копійок), в т.ч. ПДВ 20 % - _____ грн (_____ грн _____ копійок).

Загальна вартість Послуг за Договором визначена з урахуванням усіх витрат Виконавця, які необхідно понести Виконавцю у зв'язку із наданням Послуг, у тому числі пов'язаних зі сплатою всіх можливих податків, зборів та інших обов'язкових платежів. Ціна кожного етапу (підетапу) Послуг відображається в Календарному плані.

- 3.2. Ціна Договору не підлягає збільшенню, за винятком випадків, передбачених чинним законодавством у сфері здійснення публічних закупівель. Зміна умов Договору в частині збільшення його ціни у випадках, визначених законодавством про публічні закупівлі, здійснюється шляхом внесенням змін до Договору та укладення додаткової угоди за наслідками переговорів Сторін.

- 3.3. Ціна цього Договору може бути зменшена залежно від зміни обсягів фактичного бюджетного фінансування Замовника та в інших випадках, передбачених чинним законодавством.
- 3.4. Джерело фінансування – бюджет міста _____.

4. ПОРЯДОК РОЗРАХУНКІВ

- 4.1. Оплата вартості Послуг за цим Договором здійснюється поетапно в національній валюті України на підставі підписаного уповноваженими представниками Замовника і Виконавця акта приймання-передачі наданих послуг, що підтверджує прийняття Замовником результатів виконання кожного відповідного етапу (підетапу).
- 4.2. Розрахунки за кожний етап (підетап) здійснюються після завершення відповідного етапу (підетапу) надання Послуг згідно з Календарним планом протягом 10 (десяти) банківських днів з дати підписання акта приймання-передачі наданих послуг за умови фактичного надходження бюджетних коштів на відповідні цілі на рахунок Замовника.
- 4.3. У разі відсутності бюджетного фінансування (затримки в бюджетному фінансуванні) розрахунок за надані Послуги здійснюється протягом 7 (семи) банківських днів після надходження коштів на рахунок Замовника, водночас штрафні санкції до Замовника при затримці оплати не застосовуються.
- 4.4. Відповідно до ч. 1 ст. 23 Бюджетного кодексу України бюджетні зобов'язання та платежі з бюджету здійснюються лише за наявності відповідного бюджетного призначення.
- 4.5. Приймання та оплата Робіт у обсязі _____ грн (_____ гривень 00 копійок), у т.ч. ПДВ 20 % - _____ грн (_____ гривень 00 копійок) буде здійснена відповідно до вимог ст. 48, 49 Бюджетного кодексу України після затвердження бюджетних призначень і надходження фінансування на рахунок Замовника в наступних бюджетних періодах.

5. ПОРЯДОК ПЕРЕДАННЯ ТА ПРИЙНЯТТЯ ПОСЛУГ

- 5.1. Передання-прийняття наданих Послуг здійснюється за місцезнаходженням Замовника за окремими етапами (підетапами) згідно з Календарним планом.
- 5.2. Передача Замовнику виконаних та належним чином оформлених Послуг здійснюється згідно з Актом приймання-передачі наданих послуг, в якому зазначається обсяг і вартість наданих Послуг та перелік інформації, що передається Замовнику.
- 5.3. У процесі передання-прийняття наданих Послуг Сторони перевіряють відповідність наданих Послуг умовам цього Договору.
- 5.4. У разі невідповідності Послуг, результат яких передається Виконавцем, за складом та/або якістю, Замовник має право не приймати надані Послуги та

повинен протягом 5 (п'яти) робочих днів письмово повідомити Виконавця про причини відповідного рішення Замовника.

- 5.5. У разі вмотивованої відмови Замовника від прийняття результатів наданих Послуг за відповідним етапом (підетапом) Сторонами складається двосторонній Акт з переліком необхідних доопрацювань і строками їхнього виконання.
- 5.6. Виконавець зобов'язаний без додаткової оплати протягом 7 (семи) календарних днів або в інший узгоджений із Замовником строк, відповідно до Акта з переліком необхідних доопрацювань, усунути недоліки.
- 5.7. Послуги вважаються переданими Виконавцем та прийняті Замовником з моменту підписання Сторонами Акта приймання-передачі наданих Послуг.
- 5.8. Надані Послуги передаються Замовнику у такий спосіб:
 - 5.8.1. Пояснювальна записка до Схеми надається в електронному форматі (USB-флеш-накопичувач з можливістю копіювання файла(ів) і на паперовому носії у 3 (три) екземплярах.
 - 5.8.2. Вихідні дані, гідравлічні та техніко-економічні розрахунки надаються в електронному форматі електронних таблиць і на паперовому носії у 3 (три) екземплярах.
 - 5.8.3. Графічна частина надається в електронному форматі з використанням електронних інструментів моделювання системи теплопостачання, зокрема гідравлічна модель схеми централізованого теплопостачання, та має бути сумісною із програмним забезпеченням геоінформаційної системи _____ на базі _____.
 - 5.8.4. Презентація Схеми надається в електронному форматі і на паперовому носії у 3 (три) екземплярах.

6. ПРАВА ТА ОБОВ'ЯЗКИ СТОРІН

- 6.1. Замовник зобов'язаний:
 - 6.1.1. Прийняти виконані згідно з умовами цього Договору Послуги за умови належного їх надання Виконавцем.
 - 6.1.2. В строки та на умовах, визначених цим Договором, здійснювати оплату Послуг, наданих за цим Договором, в порядку, передбаченому розділом 4 даного Договору.
- 6.2. Замовник має право:
 - 6.2.1. Контролювати надання Виконавцем Послуг у порядку та в строки, встановлені цим Договором.
 - 6.2.2. Відмовитись від приймання Послуг, якщо вони не відповідають Технічному завданню та умовам цього Договору (у тому числі виконані не у відповідності

до вимог законодавства України, державних стандартів, норм і правил, регіональних (місцевих) правил забудови).

- 6.2.3. Вимагати від Виконавця відшкодування збитків, якщо вони виникли внаслідок невиконання або неналежного виконання Виконавцем взятих на себе зобов'язань за цим Договором.
- 6.2.4. Зменшувати в односторонньому порядку обсяг закупівлі Послуг та, відповідно, ціну цього Договору, залежно від реального фінансування видатків та потреб.
- 6.2.5. Достроково без відшкодування понесених Виконавцем витрат розірвати в односторонньому порядку даний Договір у випадку невиконання або неналежного виконання Виконавцем своїх договірних зобов'язань, письмово повідомивши про це Виконавця у строк за 10 (десять) календарних днів до дати розірвання Договору.
- 6.2.6. Призупинити дію даного Договору або розірвати його в односторонньому порядку у випадку відсутності фінансування Послуг за Договором, письмово повідомивши про це Виконавця у строк за 10 (десять) календарних днів до дати розірвання Договору.
- 6.2.7. Повернути Виконавцю акти приймання-передачі наданих послуг без підписання в разі їх неналежного оформлення.
- 6.2.8. У випадку дострокового надання Послуг достроково прийняти та оплатити надані Послуги за наявності фінансування.
- 6.3. Виконавець зобов'язаний:
 - 6.3.1. Надати Послуги в обсягах і в строки, що обумовлені Календарним планом.
 - 6.3.2. Забезпечити надання Послуг, якість яких відповідає вимогам законодавства України, державних стандартів, норм і правил, регіональних (місцевих) правил забудови, Технічного завдання та інших вихідних даних, а також іншим вимогам цього Договору.
 - 6.3.3. У разі виникнення обґрунтованих зауважень в процесі розгляду, погодження та затвердження, що виникли у Замовника, Виконавець вносить зміни до Схеми без додаткової оплати протягом 10 (десяти) календарних днів або в інший узгоджений із Замовником строк, відповідно до Акта з переліком необхідних доопрацювань.
 - 6.3.4. У разі повернення на доопрацювання розробленої Схеми в процесі розгляду та погодження в Мінрегіоні, відповідно до Наказу Міністерства розвитку громад та територій України «Порядок погодження Мінрегіоном схем теплопостачання населених пунктів з кількістю жителів більш як 20 тисяч осіб та регіональних програм модернізації систем теплопостачання» № 101 від 28 квітня 2020 р., внести зміни до Схеми відповідно до листа та витягу з Протоколу засідання Комісії Мінрегіону без додаткової оплати протягом 10 (десяти) календарних днів або в інший узгоджений із Замовником строк.
- 6.4. Виконавець має право:
 - 6.4.1. Своєчасно та в повному обсязі отримувати оплату за належним чином наданні Послуги в порядку, визначеному цим Договором.

- 6.4.2. На дострокове надання Послуг за письмовим погодженням Замовника.
- 6.4.3. Призупинити надання Послуг по Договору у випадку порушення Замовником строків оплати наданих Послуг, крім причин, визначених п.п. 4.2. - 4.3. цього Договору.
- 6.4.4. Для належного та вчасного надання Послуг залучати для виконання окремих складових Послуг третіх осіб без збільшення вартості Послуг. При цьому Виконавець відповідає за дії залучених третіх осіб як за свої власні.
- 6.4.5. У разі тривалої відсутності фінансування – більше 3 місяців – Виконавець має право розірвати цей Договір, письмово повідомивши про це Замовника у строк за 10 (десять) календарних днів до дати розірвання Договору.

7. ЗАСТЕРЕЖЕННЯ ПРО КОНФІДЕНЦІЙНІСТЬ

- 7.1. Кожна зі Сторін зобов'язана забезпечити збереження конфіденційної інформації, отриманої при виконанні Договору, і вжити всіх належних заходів щодо її нерозголошення. Передача вказаної інформації юридичним або фізичним особам, які не мають відношення до даного Договору, її опублікування або розголошення іншими шляхами і засобами можуть мати місце тільки за письмовою згодою Сторін, незалежно від причин і строку припинення дії цього Договору, крім випадків, які передбачені законодавством України.

Відповідальність Сторін за порушення положення даної статті визначається і вирішується згідно із законодавством України.

При цьому в рамках Договору під конфіденційною інформацією розуміється будь-яка інформація незалежно від способу її передачі, носія та форми подання:

- інформація комерційного характеру: фінансові дані, ціни, інформація про контрагентів Сторін;
- інформація технічного та технологічного характеру: технічні специфікації, калькуляції, характеристики обладнання, інформація стосовно запропонованих рішень, методики та протоколи випробувань;
- інформація про спільні домовленості, завершені та майбутні проекти: листи, плани, протоколи про наміри, домовленості, отримані результати;
- інша інформація, розголошення якої третій стороні може завдати шкоди одній зі Сторін.

- 7.2. Невиконання зобов'язань щодо збереження статусу конфіденційності, передбачених цим Розділом, є підставою для відшкодування збитків, завданих постраждалій Стороні, в повному обсязі.

8. ПРАВА НА РЕЗУЛЬТАТ НАДАНИХ ПОСЛУГ

- 8.1. Сторони домовились, що Замовник набуває усі авторські майнові права на створений Виконавцем результат наданих Послуг після підписання Сторонами акта приймання-передачі наданих послуг. До Замовника переходить виключне майнове право на Схему та її використання.

- 8.2. Передача Замовнику виключних прав на результат наданих Послуг включає передачу Виконавцем Замовнику:
- 8.2.1. виключного права на використання Схеми;
 - 8.2.2. виключного права дозволяти використання Схеми іншими особами;
 - 8.2.3. виключного права перешкоджати неправомірному використанню Схеми, в тому числі забороняти таке використання іншими особами;
- 8.3. Виконавець заявляє, що на момент укладення цього Договору йому нічого не відомо про права третіх осіб, які могли б бути порушені укладенням цього Договору.
- 8.4. У разі якщо до Замовника та/або Виконавця будуть пред'явлені претензії, позови тощо третіх осіб щодо порушення авторських прав, комерційних таємниць та інших прав таких третіх осіб щодо робіт, що надаються Виконавцем Замовнику в рамках даного Договору, то Виконавець зобов'язується власними силами та за власний рахунок вирішувати усі претензії та позови таких третіх осіб та відшкодувати Замовнику всі понесені ним витрати в результаті таких претензій, позовів тощо.

9. ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ СТОРІН

- 9.1. За порушення своїх зобов'язань за цим Договором Сторони несуть відповідальність, передбачену чинним законодавством України та цим Договором.
- 9.2. Виконавець протягом усього періоду надання Послуг несе відповідальність згідно з чинним законодавством за обґрунтованість проєктних рішень, якісне і своєчасне розроблення і комплектність документації, правильність і достовірність.
- 9.3. Замовник не несе майнової відповідальності перед Виконавцем за несвоєчасне виконання грошових зобов'язань у разі затримки (відсутності) фінансування Послуг з бюджету, та зобов'язується оплатити надані Послуги протягом 10-ти банківських днів з моменту отримання відповідного цільового фінансування на свій казначейський рахунок.
- 9.4. У разі розголошення й передання третім особам документів та інформації, які надає Замовник, без письмової згоди Замовника, Виконавець повинен сплатити штраф у розмірі 10% від загальної вартості цього Договору.
- 9.5. За порушення умов зобов'язань за цим Договором щодо якості Послуг Виконавець зобов'язаний сплатити на користь Замовника штраф у розмірі 20% від вартості неякісних Послуг та, відповідно, усунути такі недоліки.
- 9.6. За порушення строків надання Послуг чи надання Послуг у неповному обсязі Виконавець зобов'язаний сплатити на користь Замовника пеню у розмірі 0,1% від вартості Послуг, з яких допущено прострочення надання Послуг, за кожний день прострочення, а за прострочення понад 30 (тридцять) днів додатково стягується штраф у розмірі 7% від вказаної вартості.
- 9.7. У випадку несвоєчасного повернення коштів, сплачених за неякісні Послуги, Виконавець зобов'язаний сплатити за вимогою Замовника пеню у розмірі 0,1%

від загальної вартості Послуг за цим Договором за кожен день такого прострочення.

- 9.8. Сплата штрафних санкцій (пені) не звільняє Сторони від виконання договірних зобов'язань.
- 9.9. Замовник не несе відповідальності за зобов'язаннями Виконавця, а Виконавець не несе відповідальності за зобов'язаннями Замовника.

10. ОБСТАВИНИ НЕПЕРЕБОРНОЇ СИЛИ

- 10.1. Сторони звільняються від відповідальності за невиконання або неналежне виконання зобов'язань за цим Договором у разі виникнення обставин непереборної сили, які не існували під час укладання Договору та виникли поза волею Сторін (аварія, катастрофа, стихійне лихо, епідемія, епізоотія, війна тощо).
- 10.2. Сторона, що не може виконувати зобов'язання за цим Договором унаслідок дії обставин непереборної сили, повинна не пізніше ніж протягом 15 (п'ятнадцяти) календарних днів з моменту їхнього виникнення повідомити про це іншу Сторону у письмовій формі.
- 10.3. Доказом виникнення обставин непереборної сили та строку їхньої дії є відповідні документи, які видаються Торгово-промисловою палатою України або іншим компетентним органом.
- 10.4. У разі коли строк дії обставин непереборної сили продовжується більше ніж 30 (тридцять) календарних днів, кожна із Сторін в установленому порядку має право розірвати цей Договір.

11. ВИРІШЕННЯ СПОРІВ

- 11.1. У випадку виникнення спорів або розбіжностей Сторони зобов'язуються вирішувати їх шляхом взаємних переговорів та консультацій.
- 11.2. У разі недосягнення Сторонами згоди, спори (розбіжності) вирішуються у судовому порядку, згідно з правилами підвідомчості і підсудності, встановленими чинним законодавством України.

12. СТРОК ДІЇ ДОГОВОРУ

- 12.1. Договір набирає чинності з дати його підписання та скріплення печатками Сторін і діє до _____ року, але в будь-якому випадку до повного виконання Сторонами своїх зобов'язань по ньому.
- 12.2. Строк дії Договору та виконання зобов'язань щодо надання Послуг може бути продовжено у разі виникнення документально підтверджених об'єктивних обставин, що спричинили таке продовження, у тому числі непереборної сили, затримки фінансування витрат Замовника, за умови, що такі зміни не призведуть до збільшення суми, визначеної в пункті 3.1 Договору.

12.3. Закінчення строку дії Договору не звільняє Сторони від відповідальності за його порушення, що мало місце під час дії Договору.

13. УМОВИ БАНКІВСЬКОЇ ГАРАНТІЇ

- 13.1. Виконавець для забезпечення виконання його зобов'язань за Договором перед Замовником надає останньому оригінал банківської гарантії забезпечення виконання Договору (далі – банківська гарантія) в валюті платежу – гривні – у розмірі 5% (п'яти відсотків) від вартості договору.
- 13.2. Виконавець зобов'язаний не пізніше дати підписання цього Договору надати Замовнику оригінал банківської гарантії забезпечення виконання Договору. Строк дії банківської гарантії забезпечення виконання Договору повинен перевищувати строк дії Договору не менше ніж на один місяць. Усі витрати, пов'язані з наданням банківської гарантії, здійснюються за рахунок коштів Виконавця.
- 13.3. Надана Виконавцем у якості забезпечення виконання Договору банківська гарантія повинна свідчити про безумовний та безвідкличний обов'язок банківської установи сплатити на користь Замовника суму забезпечення у разі невиконання або неналежного виконання Виконавцем своїх зобов'язань за Договором, при цьому в гарантії строк розгляду вимоги Замовника (Бенефіціара) повинен становити не більше 5 (п'яти) банківських днів з дати отримання такої вимоги.
- 13.4. У випадку, якщо протягом строку дії Договору банк, що видав банківську гарантію, надану Виконавцем, буде у встановленому порядку віднесено до категорії неплатоспроможних, Виконавець зобов'язаний надати банківську гарантію іншого банку на умовах визначених цим Договором у строк, що не перевищує 10 (десяти) банківських днів з моменту оприлюднення повідомлення про віднесення банку до категорії неплатоспроможних або у строк, що не перевищує 10 (десяти) банківських днів з моменту вимоги Замовника. У випадку ненадання банківської гарантії у визначені цим пунктом строки з Виконавця стягується штраф в розмірі ціни банківської гарантії відповідно до пункту 13.1 цього Договору, а Замовник має право зупинити оплату за цим Договором на строк до надання такої банківської гарантії без сплати будь-яких санкцій за строк такого зупинення.
- 13.5. Банківська гарантія забезпечення виконання Договору не повертається Виконавцю у разі невиконання та/або неналежного виконання ним своїх зобов'язань за Договором.
- 13.6. Факт невиконання або неналежного виконання Виконавцем своїх зобов'язань за Договором підтверджується документами, зокрема, але не виключно, документами, що свідчать про прострочення надання Послуг та/або надання Послуг неналежної якості.
- Відповідний односторонній акт про невиконання (неналежне виконання) Виконавцем зобов'язань за Договором складається не менше як трьома представниками Замовника і скріплюється їхніми підписами. Вказаний акт протягом двох робочих днів, починаючи від дати його складання, направляється Замовником Виконавцю для ознайомлення.

- 13.7. *Забезпечення виконання Договору повертається Виконавцю після виконання всіх зобов'язань за Договором, а також у разі визнання судом результатів процедури закупівлі або договору про закупівлю недійсними та у випадках, передбачених п. 1 статті 26 Закону України «Про публічні закупівлі», але не пізніше ніж через 5 (п'ять) банківських днів з дня настання зазначених обставин та отримання письмового запиту від Виконавця.*
- 13.8. *Кошти, що надійшли Замовнику як забезпечення виконання Договору (у разі, коли вони не повертаються Виконавцю), підлягають перерахуванню до відповідного бюджету.*

14. ІНШІ УМОВИ

- 14.1. *Істотні умови Договору не можуть змінюватися після його підписання до виконання зобов'язань Сторонами в повному обсязі, крім випадків, визначених в частині четвертій статті 36 Закону України «Про публічні закупівлі»:*
- зменшення обсягів закупівлі, зокрема з урахуванням фактичного обсягу видатків замовника;*
 - покращення якості предмета закупівлі за умови, що таке покращення не призведе до збільшення суми, визначеної в договорі;*
 - продовження строку дії договору та виконання зобов'язань щодо надання послуг у разі виникнення документально підтверджених об'єктивних обставин, що спричинили таке продовження, у тому числі непереборної сили, затримки фінансування витрат замовника, за умови, що такі зміни не призведуть до збільшення суми, визначеної в договорі;*
 - узгодженої зміни ціни в бік зменшення (без зміни кількості (обсягу) та якості товарів, робіт і послуг);*
 - зміни ціни у зв'язку із зміною ставок податків і зборів пропорційно до змін таких ставок;*
 - зміни встановленого згідно із законодавством органами державної статистики індексу споживчих цін, зміни курсу іноземної валюти, зміни біржових котирувань або показників Platts, регульованих цін (тарифів) і нормативів, які застосовуються в договорі про закупівлю, у разі встановлення в договорі про закупівлю порядку зміни ціни.*
- 14.2. *Жодна зі Сторін не має права передавати свої права та обов'язки за цим Договором третім особам без письмової згоди на те іншої Сторони.*
- 14.3. *Будь-які повідомлення, запити, вимоги або будь-яка інша кореспонденція за цим Договором здійснюються Сторонами у письмовій формі і направляються за адресами, вказаними у Договорі, рекомендованими поштовими відправленнями або кур'єрською доставкою.*
- 14.4. *Сторони зобов'язуються до виконання умов цього Договору повідомляти одна одну про зміну реквізитів Сторін, вказаних у цьому Договорі, та укласти письмово додаткову угоду про такі зміни протягом 7 (семи) робочих днів з моменту настання таких змін.*

- 14.5. Розірвання цього Договору можливе за письмовою згодою Сторін, або за рішенням суду, або за рішенням Замовника в односторонньому порядку у разі невиконання або неналежного виконання Виконавцем умов цього Договору.
- 14.6. Виконавець має право на дострокове розірвання цього Договору на умовах, визначених п. 6.4.5 цього Договору.
- 14.7. Замовник не відшкодовує витрати у разі розірвання цього Договору внаслідок невиконання або неналежного виконання Виконавцем своїх договірних зобов'язань за цим Договором, які не підтверджені актами приймання-передачі наданих послуг.
- 14.8. Цей Договір складений при повному розумінні Сторонами його умов та термінології, українською мовою у двох автентичних примірниках, які мають однакову юридичну силу - по одному для кожної із Сторін.
- 14.9. Всі зміни та доповнення до цього Договору оформляються в письмовій формі у вигляді додаткової угоди, підписуються та скріплюються печатками Сторін і є невід'ємною частиною Договору.
- 14.10. Договір не втрачає чинності у разі зміни установчих документів Сторін, а також зміни організаційно-правової форми тощо. Сторони зобов'язуються укласти письмово додаткову угоду про такі зміни протягом 7 (семи) робочих днів з моменту настання таких змін.
- 14.11. Правовідносини сторін, не врегульовані положеннями цього Договору, регулюються нормами чинного в Україні законодавства.
- 14.12. Виконавець є платником: _____.

15. ДОДАТКИ ДО ДОГОВОРУ

- 15.1. Додатки до Договору, що є його невід'ємною частиною:
- Додаток № 1 – Протокол погодження договірної ціни.
- Додаток № 2 – Технічне завдання.
- Додаток № 3 – Кошторис.
- Додаток № 4 – Календарний план.

16. ЮРИДИЧНІ АДРЕСИ ТА БАНКІВСЬКІ РЕКВІЗИТИ СТОРІН

ЗАМОВНИК

ВИКОНАВЕЦЬ

Директор

Директор

МП

МП

ДОДАТОК В - ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ НА РОЗРОБКУ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ

1. ПІДСТАВА ДЛЯ РОЗРОБКИ

- 1.1. Закон України «Про теплопостачання».
- 1.2. Методика «Розроблення схем теплопостачання населених пунктів».
- 1.3. Порядок погодження Мінрегіоном схем теплопостачання населених пунктів
- 1.4. Рішення міської ради (розпорядження виконавчого комітету).

2. МЕТА РОБОТИ

- 2.1. Розробка схеми теплопостачання населеного пункту (назва) на період (вказати), що забезпечуватиме найбільш ефективно надання послуги з теплопостачання для об'єктів населеного пункту.
- 2.2. Під час розробки схеми теплопостачання повинні бути проаналізовані та визначені наступні показники стану для базового року (вказати рік) та на кінець розрахункового періоду (вказати рік):
 - 2.2.1. Структура теплопостачання (відповідно до фактичного споживання):
 - 1) частка централізованого теплопостачання, %;
 - 2) частка теплової енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії, %;
 - 3) частка теплової енергії, виробленої з використанням скидної теплової енергії, %
 - 4) частка спільного (комбінованого) виробництва теплової та електричної енергії, %;
 - 5) рівень інтеграції теплових мереж, %;
 - 2.2.2. Показники ефективності виробництва теплової енергії включають такі:
 - 1) питомі витрати умовного палива на виробництво теплової енергії, кг у.п./Гкал;
 - 2) вартість виробництва теплової енергії, грн/Гкал (у цінах на час розроблення схеми);
 - 3) чисельність виробничого персоналу на 1 тис. Гкал, відпущених з джерел теплової енергії;
 - 2.2.3. Показники ефективності транспортування теплової енергії охоплюють:

- 1) втрати теплової енергії в теплових мережах, в натуральних показниках та % (визначено за період року);
- 2) питомі витрати води на підживлення теплових мереж, у натуральних одиницях та % (визначено за період року);
- 3) чисельність виробничого персоналу, безпосередньо залученого до технологічного процесу транспортування теплової енергії на 10 км теплових мереж у двотрубному вимірі;
- 4) питомі витрати електроенергії на транспортування теплової енергії, кВт·год/Гкал;
- 5) вартість транспортування теплової енергії, грн/Гкал (у цінах на час розроблення схеми);

2.2.4. Надійність теплопостачання:

- 1) частка ділянок трубопроводу теплових мереж, розрахунковий строк служби яких закінчився, км та %;
- 2) питома пошкоджуваність трубопроводів теплових мереж за окремими зонами теплопостачання, кількість пошкоджень на рік на 1 км теплових мереж;
- 3) ділянки з найвищим рівнем пошкоджуваності;
- 4) відповідність рівнів надійності джерел теплопостачання та мереж встановленим законодавчим вимогам.

2.2.5. Якість теплопостачання:

- 1) відповідність (кореляція) між споживанням палива, виробництвом тепла та температурою навколишнього повітря для конкретних джерел тепла;
- 2) відповідність (кореляція) фактично поданої кількості теплової енергії та розрахункової (поставленої) кількості теплової енергії;
- 3) загальна кількість незапланованих (аварійних) перерв у транспортуванні теплової енергії з вини ліцензіата, тривалість яких понад 6 годин;
- 4) загальна тривалість незапланованих (аварійних) перерв у транспортуванні теплової енергії з вини теплопостачальної організації, тривалість яких понад 6 годин;
- 5) статистичний аналіз середньої тривалості перебоїв теплопостачання споживачів, коли перебої зумовлені пошкодженнями тепломереж та іншими причинами (азначити);
- 6) кількість зареєстрованих виконавцем послуги звернень споживачів теплової енергії / послуги з постачання теплової енергії з питань

невідповідності якості постачання теплової енергії / наданої послуги з постачання теплової енергії умовам договорів.

2.2.6. Вартість теплової енергії для кінцевого споживача (з врахуванням вартості виробництва, постачання та розподілу), грн/Гкал (у цінах на час розроблення схеми);

2.2.7. Екологічність теплопостачання:

- 1) питомі викиди оксидів азоту (NO_x) на 1 ГДж відпущеної/спожитої теплової енергії;*
- 2) питомі викиди оксидів сірки на (SO₂) 1 ГДж відпущеної/спожитої теплової енергії;*
- 3) питомі викиди речовин у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом (пилу) на 1 ГДж відпущеної/спожитої теплової енергії;*
- 4) питомі викиди парникових газів (діоксиду вуглецю CO₂, оксиду азоту (I) N₂O і метану CH₄) у перерахунку на еквівалент діоксиду вуглецю на 1 ГДж відпущеної/спожитої теплової енергії;*
- 5) питомі викиди оксиду вуглецю (CO) на 1 ГДж відпущеної/спожитої теплової енергії;*
- 6) питомий показник споживання первинної енергії на 1 ГДж відпущеної/спожитої теплової енергії.*

3. ОБ'ЄКТИ ДОСЛІДЖЕННЯ

Розглядаються зони централізованого, автономного та індивідуального теплопостачання. Ці зони повинні бути вказані на ситуаційній схемі зон теплопостачання міста разом із даними про встановлену теплову потужність, приєднане теплове навантаження та щільність теплового навантаження.

Об'єктами дослідження є:

- існуючі та потенційні споживачі теплової енергії;*
- існуючі та потенційні джерела енергоресурсів для системи теплопостачання;*
- теплові джерела;*
- теплові мережі;*
- насосні станції;*
- центральні теплові пункти;*

- теплові пункти споживачів теплової енергії, підключених до системи централізованого теплопостачання.

4. ОБСЯГ ТА ЗМІСТ РОБІТ

4.1. Схема теплопостачання повинна складатися з таких частин:

- пояснювальна записка;
- графічна частина;
- паспорт схеми теплопостачання;
- план фінансування та реалізації проєктів;
- зведений аналіз впливу на навколишнє середовище;
- додатки.

4.2. Пояснювальна записка до схеми теплопостачання населеного пункту повинна мати у своєму складі:

1) Резюме, зокрема:

- інформація щодо основної проблематики теплопостачання населеного пункту;
- інформація щодо визначених цільових показників теплопостачання населеного пункту та їхньої відповідності енергетичним цілям на національному та/або регіональному та/або місцевому рівнях;
- зведена інформація щодо можливих сценаріїв модернізації та інформація щодо рекомендованого сценарію теплопостачання населеного пункту.

2) Загальну інформацію про населений пункт, охоплюючи:

- Опис населеного пункту. Інформація про чисельність населення, обсяги, розміщення, структуру та стан житлового фонду з урахуванням адміністративно-суспільної забудови (існуючий стан та на розрахунковий період), виходячи з розподілу на адміністративні, житлові та промислові райони міста;
- Аналіз реалізованих та запланованих проєктів і програм термомодернізації будівель;
- Аналіз наявних джерел паливно-енергетичних ресурсів, що можуть використовуватись для теплопостачання;
- Основні інфраструктурні об'єкти населеного пункту з виявленням характерних особливостей, проблем і потенційних можливостей

(системи газопостачання, електропостачання, водопостачання та каналізації, управління твердими побутовими відходами);

- e. Плани щодо переходу на індивідуальне або автономне опалення, де 50% і більше квартир вже перейшли на індивідуальне опалення;*
- f. Кліматологічні характеристики населеного пункту;*
- g. Стислу характеристика промислового комплексу;*
- h. Стан, плани нового будівництва та термомодернізації будівель. Інформація про розроблені плани житлових кварталів, виробничих та суспільно-ділових зон, інших матеріалів щодо зонування території міста;*

3) Опис та аналіз існуючої схеми теплопостачання населеного пункту (базового сценарію):

- a. Опис поточної структури теплопостачання:*
 - Характеристики існуючих джерел теплопостачання: ТЕЦ, сміттєспалювальних установок, районних, квартальних, промислових та окремих опалювальних котелень, установок з використанням вторинних ресурсів, нетрадиційних джерел теплопостачання, індивідуальних котлів;*
 - Характеристики споживачів теплової енергії за категоріями (багатоквартирні житлові будинки, індивідуальні житлові будинки, громадські будівлі, промислові споживачі) з вказанням приєднаного навантаження (опалення, гаряче водопостачання, вентиляція, холодопостачання);*
 - Опис режимів опалення будівель, які повністю або частково не підключені до системи централізованого теплопостачання;*
 - Характеристики існуючих теплових мереж від джерел теплопостачання міста;*
 - Наявність приладів обліку споживання та відпуску ПЕР;*
 - Наявність систем регулювання на вводах споживачів теплової енергії;*
 - Наявність та характеристика систем регулювання на джерелах теплової енергії.*
- b. Аналіз показників існуючого та прогнозного попиту на теплову енергію (теплого навантаження) з урахуванням підключення/відключення споживачів, будівництва та термомодернізації будівель:*

- Аналіз використання теплової енергії в будівлях по укрупнених показниках;
 - Визначення (уточнення) структури та величини існуючих та прогнозованих (на розрахункові періоди) теплових навантажень, з урахуванням проведення енергозберігаючих заходів та прогнозованого теплового навантаження за категоріями споживачів;
 - Аналіз пропускної здатності теплових мереж за наявного та перспективного теплового навантаження, в тому числі за умови переходу на низькотемпературний режим роботи;
- c. Аналіз розробленої раніше схеми теплопостачання, а також реалізованих і запланованих проєктів та програм модернізації системи теплопостачання населеного пункту;
- d. Визначення й обґрунтування зон теплопостачання:
- розробка ситуаційної схеми зон теплопостачання, включно із зонами централізованого, автономного, індивідуального та іншого теплопостачання;
 - оцінка раціональності завершення переходу на індивідуальне або автономне теплопостачання тих багатоквартирних житлових будинків, де 50% або більше квартир вже використовують індивідуальне теплопостачання;
 - складання балансів використання палива і теплової енергії за окремими зонами теплопостачання та в системі теплопостачання в цілому. Виявлення дефіцитів та профіцитів теплової потужності за окремими зонами теплопостачання на розрахункові періоди;
 - визначення щільності споживання теплової енергії для зон теплопостачання та системи теплопостачання в цілому.
- e. Аналіз доступності та потенціалу використання традиційних паливно-енергетичних ресурсів на даний час і на перспективу.
- f. Аналіз доступності та потенціалу використання відновлюваних та альтернативних джерел енергії, місцевих видів палива на даний час і на перспективу.
- g. Аналіз паливно-енергетичних балансів за попередні періоди (щонайменше за 10 попередніх років).
- h. Аналіз поточних показників стану теплопостачання, показників структури, ефективності, надійності, резервування, якості, відповідності екологічним вимогам;

- *Аналіз показників ефективності існуючої системи теплопостачання міста:*
 - *Ефективність виробництва теплової енергії;*
 - *Ефективність транспортування теплової енергії;*
 - *Ефективність використання теплової енергії.*
- *Аналіз показників надійності системи теплопостачання:*
 - *Питома пошкоджуваність трубопроводів теплових мереж по окремих зонах теплопостачання. Виявлення ділянок з найбільшим рівнем пошкоджуваності;*
 - *Відповідність рівнів надійності джерел теплопостачання і теплових мереж вимогам нормативних документів.*
- *Аналіз показників якості теплопостачання:*
 - *Відповідність кількості теплової енергії, яка подається, розрахунковим значенням;*
 - *Статистичний аналіз відповідності між споживанням палива і температурою зовнішнього повітря за окремими тепловими джерелами;*
 - *Статистичний аналіз кількості перерв у теплопостачанні споживачів у зв'язку з пошкодженням теплових мереж та інших причин;*
 - *Статистичний аналіз середньої тривалості перерв у теплопостачанні споживачів у зв'язку з пошкодженням теплових мереж та інших причин;*
 - *Статистичний аналіз зареєстрованих звернень споживачів теплової енергії з питань невідповідності якості послуг умовам договорів.*
- *Аналіз екологічних показників. Розрахунок та аналіз викидів забруднюючих речовин та парникових газів відповідно до паспорта схеми теплопостачання та нормативно-правових актів України.*
- i. *Визначення цільових показників стану та довгострокових цілей сталого розвитку системи теплопостачання населеного пункту. Схема теплопостачання повинна відображати шлях до «ефективного централізованого опалення - системи централізованого опалення, яка використовує принаймні 50% відновлюваної енергії, 50% відпрацьованого тепла, 75% тепла, виробленого в процесі когенерації, або 50% загальної енергії та тепла».*

4) Визначення довгострокових цільових показників для системи теплопостачання міста, в тому числі:

- a. Структура теплопостачання міста: частка централізованого теплопостачання в кінцевому споживанні тепла в місті, %; індивідуальне опалення в кінцевому споживанні тепла в місті, %; автономне опалення в кінцевому споживанні тепла в місті, %.
- b. Структура виробництва теплової енергії (у джерела тепла): з відновлюваних джерел енергії, %; частка теплової енергії, виробленої з використанням відпрацьованої теплової енергії, %; частка теплової енергії, виробленої на об'єктах ТЕЦ, %; інші об'єкти, що працюють на газі, %; інші види палива, що використовують об'єкти, %.
- c. Рівень інтеграції теплових мереж (система ЦТ), %;
- d. Показники ефективності виробництва теплової енергії в системі ЦТ та автономного теплопостачання: питома витрата умовного палива для отримання теплової енергії, кг у.п./Гкал; вартість виробленої теплової енергії, грн/Гкал (у цінах базового року);
- e. Показники ефективності транспортування теплової енергії в комунальній системі ЦТ: технічні втрати в теплових мережах, прогнозовані, в Гкал та %; питома витрата води для поповнення в мережі, м³ та%; питома витрата електроенергії для транспортування теплової енергії, загальний МВт-год та порівняльний кВт-год/Гкал; вартість транспортування теплової енергії, грн/Гкал (у цінах базового року);
- f. Надійність постачання централізованою системою теплопостачання системою: частка аварійних ділянок тепла труби мережі, км та %;
- g. Якість теплопостачання системою централізованого теплопостачання та автономними системами опалення, якщо це доречно: вирівнювання споживання палива, виробництва тепла та температури навколишнього повітря для конкретних джерел тепла;
- h. Прогнозована кількість незапланованих (аварійних) перебоїв у транспортуванні тепла із зазначенням тривалості менше 6 годин та понад 6 годин, коли незаплановане (аварійне) переривання зумовлене відповідальністю суб'єкта ЦТ;
- i. Екологічна стійкість системи ЦТ, автономного теплопостачання та індивідуального теплопостачання: питома викиди оксидів азоту на 1 Гкал виділеної теплової енергії; питома викиди оксидів сірки на 1 Гкал виділеної теплової енергії; питома викиди твердих частинок на 1 Гкал виділеної теплової енергії; питома викиди парникових газів (CO₂, N₂O, CH₄, оцінені як еквівалент CO₂) на 1 Гкал виділеної теплової енергії;

- j. Цільові показники, які будуть досягнуті після реалізації заходів, запланованих у схемі теплопостачання протягом прогнозованого періоду, слід порівнювати з аналогічними показниками базового року.*
- k. Рівень питомої вартості теплозабезпечення побутового споживача: а саме частка від середнього доходу мешканців. Для теплопостачання громадських будівель - частку бюджету, що йде на покриття потреб опалення і ГВП для громадських будівель.*

4.3. Альтернативні сценарії теплопостачання населеного пункту, зокрема:

- a. опис альтернативних сценаріїв, склад проєктів (у порядку пріоритезації та з групуванням за географічним і часовим принципом) для кожного сценарію, попередні техніко-економічні показники проєктів та сценаріїв в цілому;*
- b. порівняння альтернативних сценаріїв та обґрунтування вибору рекомендованого сценарію теплопостачання населеного пункту;*
- c. розробка перспективного паливно-енергетичного балансу для рекомендованого сценарію теплопостачання;*
- d. аналіз цінових (тарифних) наслідків для рекомендованого сценарію теплопостачання;*
- e. розробка перспективного вартісного балансу для рекомендованого сценарію теплопостачання;*
- f. теплові та гідравлічні розрахунки для теплових мереж для рекомендованого сценарію теплопостачання;*
- g. аналіз та обґрунтування температурних графіків для рекомендованого сценарію теплопостачання населеного пункту;*
- h. організаційний план реалізації рекомендованого сценарію теплопостачання населеного пункту;*
- i. аналіз ризиків та рекомендації щодо мінімізації їхніх наслідків для рекомендованого сценарію теплопостачання;*
- j. перелік припущень щодо можливих змін впливових факторів для рекомендованого сценарію теплопостачання.*

4.4. Графічна частина схеми теплопостачання повинна містити у своєму складі план населеного пункту з нанесенням за рекомендованим варіантом:

- 1) існуючої та перспективної забудови населеного пункту;*
- 2) зон застосування систем теплопостачання із зазначенням інформації про щільність теплового навантаження кожної зони;*
- 3) приєднане теплове навантаження споживачів;*

- 4) місце розташування та основні характеристики існуючих та перспективних джерел теплової енергії із зазначенням інформації про встановлену теплову потужність;
- 5) існуючих теплових мереж;
- 6) перспективних (нових і модернізованих) теплових мереж.

4.5. Паспорт схеми теплопостачання повинен містити у своєму складі основні показники базового та рекомендованого варіантів схеми теплопостачання. Форма паспорта та відповідний перелік показників повинен відповідати Методиці.

4.6. Перелік проєктів схеми теплопостачання включає в себе опис та визначені на основі аналізу витрат і вигід техніко-економічні показники проєктів:

- a. Проєкти будівництва, реконструкції та модернізації джерел теплової енергії, теплових мереж та інших об'єктів у сфері теплопостачання;
- b. Проєкти щодо використання скидного енергетичного потенціалу;
- c. Проєкти впровадження ефективних систем управління, диспетчеризації та балансування;
- d. Проєкти з оптимізації структури системи теплопостачання, охоплюючи зміни до зон теплопостачання, ліквідацію неефективних джерел теплової енергії та підключення споживачів до більш ефективних; розширення зон дії ТЕЦ та інших ефективних теплових джерел; відключення віддалених споживачів від джерел централізованого теплопостачання тощо;
- e. Проєкти щодо впровадження когенераційних установок;
- f. Проєкти щодо впровадження джерел теплової енергії, які використовують альтернативні види палива;
- g. Проєкти оптимізації, будівництва та реконструкції теплових мереж;
- h. Проєкти із створення та/або удосконалення системи енергетичного менеджменту на підприємствах централізованого теплопостачання;
- i. Неінвестиційні проєкти (м'які заходи).

Пріоритезація проєктів розвитку (модернізації) системи теплопостачання за терміном окупності та іншими показниками.

Для кожного проєкту та сценарію в цілому виконується аналіз чутливості до потенційних змін впливових факторів (ціни та/або тарифу на паливно-енергетичні ресурси, очікуваний обсяг економії паливно-енергетичних ресурсів, вартість капітальних інвестицій, макроекономічні показники тощо, які значно впливають на очікуваний результат розрахунків).

- 4.7. План фінансування та реалізації проєктів повинен містити у своєму складі назви проєктів, суми капітальних витрат, фінансові показники проєктів (NPV, IRR тощо), опис запланованих джерел фінансування, етапів і термінів реалізації проєктів та аналіз чутливості у разі змін впливових факторів і макроекономічних показників.
- 4.8. Проєкти групуються в пакети до впровадження та описуються у вигляді інвестиційного ТЕО для надання на розгляд потенційним інвесторам та міжнародним фінансовим установам.
- 4.9. Зведений аналіз пливу на навколишнє середовище для рекомендованого варіанта схеми теплопостачання повинен містити у своєму складі оцінку потенціалу скорочення викидів парникових газів та екологічні показники для рекомендованого (оптимального) сценарію розвитку системи теплопостачання населеного пункту. Розділ має містити оцінку скорочення:
- викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел у відсотках обсягу викидів у 2015 році;
 - викидів парникових газів в еквіваленті діоксиду вуглецю на кінцеве споживання палива, % від 2010 року;
 - інші екологічні показники для рекомендованого (оптимального) сценарію розвитку системи теплопостачання населеного пункту.
- 4.10. Запропоновані проєкти повинні задовольняти щонайменше наступні цілі:
- На період 3-5 років:
- забезпечення 100% обліку та регулювання теплопостачання на вводах споживачів;
 - забезпечення можливості адаптації роботи джерел під змінну роботу споживачів.
- На період 5-7 років:
- зниження втрат в мережах до показника не вище 10%,
 - забезпечення не менше ніж 30% генерації теплової енергії за рахунок відновлюваних джерел, ефективної когенерації та скидної теплоти;
- На період 7-10 років:
- забезпечення не менше ніж 50% генерації теплової енергії за рахунок відновлюваних джерел, ефективної когенерації та скидної теплоти;
- 4.11. В складі схеми теплопостачання мають бути передбачені потенційні точки підключення (та запропоновані технічні рішення щодо такого підключення) додаткових вискооефективних джерел теплової енергії.

- 4.12. Пояснювальна записка, аналіз пливу на навколишнє середовище, план фінансування і реалізації проєктів та паспорт схеми теплопостачання населеного пункту надаються в електронному форматі текстових редакторів і на паперовому носії.
- 4.13. Вихідні дані, тепло-гідравлічні та техніко-економічні розрахунки надаються у форматі електронних таблиць.
- 4.14. Графічна частина надається в електронному форматі з використанням електронних інструментів моделювання системи теплозабезпечення, охоплюючи, але не обмежуючись ГІС.

5. ЕТАПИ ВИКОНАННЯ РОБОТИ

- 5.1. Проведення початкової робочої наради з питання розробки схеми теплопостачання міста за участю представників органів місцевого самоврядування, теплопостачальних організацій, Виконавця схеми.
- 5.2. Розробка опитувальних листів і збір вихідних даних.
- 5.3. Аналіз, визначення або уточнення показників стану системи теплопостачання для базового року.
- 5.4. Розробка потенційних проєктів енергоефективної модернізації та розвитку системи теплопостачання міста.
- 5.5. Розробка альтернативних сценаріїв теплопостачання.
- 5.6. Визначення показників стану системи теплопостачання на кінець розрахункового періоду.
- 5.7. Проведення робочої наради з метою обговорення проміжних результатів розробки схеми теплопостачання та визначення пріоритетного сценарію.
- 5.8. Розробка рекомендованого варіанта схеми теплопостачання.
- 5.9. Підготовка пояснювальної записки та графічної частини.
- 5.10. Обговорення попереднього варіанта схеми теплопостачання за участю представників муніципалітету, теплопостачальних організацій, виконавця та інших сторін. Корегування схеми теплопостачання за результатами обговорення попереднього(их) варіанта(ів).
- 5.11. Корегування схеми теплопостачання за результатами попередніх обговорень.
- 5.12. Підготовка та презентація схеми теплопостачання міста.
- 5.13. погодження та затвердження схеми теплопостачання в установленому порядку за участю представника Виконавця.

6. ВИХІДНІ ДАНІ

- 6.1. *Вихідні дані надаються Замовником згідно з опитувальними листами, підготовленими Виконавцем протягом терміну, визначеного у Договорі на виконання робіт щодо розробки схеми теплопостачання населеного пункту.*
- 6.2. *В складі вихідних даних Замовник надає цільові показники, що повинні бути досягнуті в перспективі трьох, п'яти та десяти років.*

7. ПОГОДЖЕННЯ ТА ЗАТВЕРДЖЕННЯ СХЕМИ

Погодження та затвердження схеми теплопостачання виконується відповідно до нормативно-правових актів України.

Схема теплопостачання затверджується органом місцевого самоврядування після її погодження з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері житлово-комунального господарства.

У разі виникнення зауважень в процесі погодження та затвердження, Виконавець вносить зміни до схеми теплопостачання без додаткової оплати за це з боку Замовника.

Погодження схем теплопостачання населених пунктів з кількістю жителів понад 20 тисяч осіб та регіональних програм модернізації систем теплопостачання входить до повноважень центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування державної політики у сфері житлово-комунального господарства.

ДОДАТОК Г - ФОРМА НАДАННЯ СХЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

ЗАТВЕРДЖЕНО

Розробник _____

Рішенням _____

Директор _____

від _____

« _____ » _____ 202_р.

Схема теплопостачання _____
(назва населеного пункту)

Керівник роботи _____

Відповідальний виконавець _____

Рік

Зміст

1.	Пояснювальна записка
1.1.	Резюме схеми теплопостачання
1.2.	Загальна інформація про населений пункт.....
1.3.	Опис та аналіз базового сценарію теплопостачання населеного пункту
1.4.	Альтернативні сценарії теплопостачання населеного пункту.....
2.	Графічна частина
3.	Паспорт схеми теплопостачання.....
4.	Перелік проєктів
5.	План фінансування та реалізації проєктів
6.	Зведений аналіз впливу на довкілля.....
6.1.	Викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел у відсотках обсягу викидів у 2015 році
6.2.	Викиди парникових газів в еквіваленті діоксиду вуглецю на кінцеве споживання палива, % від 2010 року
6.3.	Інші екологічні показники для рекомендованого (оптимального) сценарію розвитку системи теплопостачання населеного пункту
7.	Додатки.....

Пояснювальна записка

Резюме схеми теплопостачання

- інформація щодо основної проблематики теплопостачання населеного пункту;
- інформація щодо визначених цільових показників теплопостачання населеного пункту та їхньої відповідності енергетичним цілям на національному та/або регіональному та/або місцевому рівнях;

Загальна інформація про населений пункт

- короткий опис населеного пункту;
- аналіз реалізованих та запланованих проєктів і програм термомодернізації будівель;
- основні інфраструктурні об'єкти населеного пункту з виявленням характерних особливостей, проблем і потенційних можливостей (системи газопостачання, електропостачання, водопостачання та водовідведення, поводження з відходами);
- кліматологічні характеристики населеного пункту;
- стисла характеристика промислового комплексу;
- поточний стан і плани нового будівництва та/або термомодернізації будівель.

Опис та аналіз базового сценарію теплопостачання населеного пункту

- опис поточної структури теплопостачання;
- аналіз показників існуючого та прогнозного попиту на теплову енергію (теплове навантаження) з урахуванням нового будівництва та/або термомодернізації будівель;
- визначення й обґрунтування зон застосування систем теплопостачання;
- аналіз доступності та потенціалу використання традиційних паливно-енергетичних ресурсів на даний час і на перспективу;
- аналіз доступності та потенціалу використання відновлюваних та альтернативних джерел енергії, місцевих видів палива на даний час і на перспективу;
- аналіз паливно-енергетичних та вартісних балансів за попередні періоди (щонайменше за десять попередніх років);
- аналіз поточних показників стану теплопостачання, показників структури, ефективності, надійності, резервування, якості, відповідності екологічним вимогам;

- визначення та аналіз цільових показників стану теплопостачання населеного пункту.

Альтернативні сценарії теплопостачання населеного пункту

- опис альтернативних сценаріїв, склад проєктів (у порядку пріоритезації та з групуванням за географічним і часовим принципом) для кожного сценарію, попередні техніко-економічні показники проєктів та сценаріїв в цілому;
- порівняння альтернативних сценаріїв та обґрунтування вибору рекомендованого сценарію теплопостачання населеного пункту;
- розробка перспективного паливно-енергетичного балансу для рекомендованого сценарію теплопостачання;
- аналіз цінових (тарифних) наслідків для рекомендованого сценарію теплопостачання;
- розробка перспективного вартісного балансу для рекомендованого сценарію теплопостачання;
- теплові та гідравлічні розрахунки для теплових мереж для рекомендованого сценарію теплопостачання;
- аналіз та обґрунтування температурних графіків для рекомендованого сценарію теплопостачання населеного пункту;
- організаційний план реалізації рекомендованого сценарію теплопостачання населеного пункту;
- аналіз ризиків та рекомендації щодо мінімізації їх наслідків для рекомендованого сценарію теплопостачання;
- перелік припущень щодо можливих змін впливових факторів для рекомендованого сценарію теплопостачання.

Графічна частина

Містить план населеного пункту з нанесенням на ситуаційній схемі:

- існуючої та перспективної забудови населеного пункту;
- зон застосування систем теплопостачання із зазначенням інформації про щільність теплового навантаження кожної зони;
- приєднане теплове навантаження споживачів;
- місце розташування та основні характеристики існуючих та перспективних джерел теплової енергії із зазначенням інформації про встановлену теплову потужність;
- існуючих теплових мереж;

- перспективних (нових і модернізованих) теплових мереж.

Паспорт схеми теплопостачання

Містить основні показники базового та рекомендованого сценарію теплопостачання. Форма паспорта схеми теплопостачання населеного пункту наведена у **Додатку**.

Перелік проєктів

Містить опис та визначені на основі аналізу витрат і вигід техніко-економічні показники проєктів:

- проєкти будівництва, реконструкції (розширення, технічного переоснащення) та модернізації джерел теплової енергії, теплових мереж та інших об'єктів у сфері теплопостачання;
- проєкти з оптимізації структури теплопостачання та використання джерел скидної теплової енергії;
- проєкти впровадження ефективних систем управління, диспетчеризації та балансування.

Для кожного проєкту виконується аналіз чутливості до потенційних змін впливових факторів (ціна та/або тариф на паливно-енергетичні ресурси, очікуваний обсяг економії паливно-енергетичних ресурсів, вартість капітальних інвестицій, макроекономічні показники тощо, які значно впливають на очікуваний результат розрахунків).

План фінансування та реалізації проєктів

Містить назви проєктів, прогнозні суми капітальних інвестицій за роками, опис запланованих джерел фінансування, строки та етапи реалізації.

Зведений аналіз впливу на довкілля

Додатки

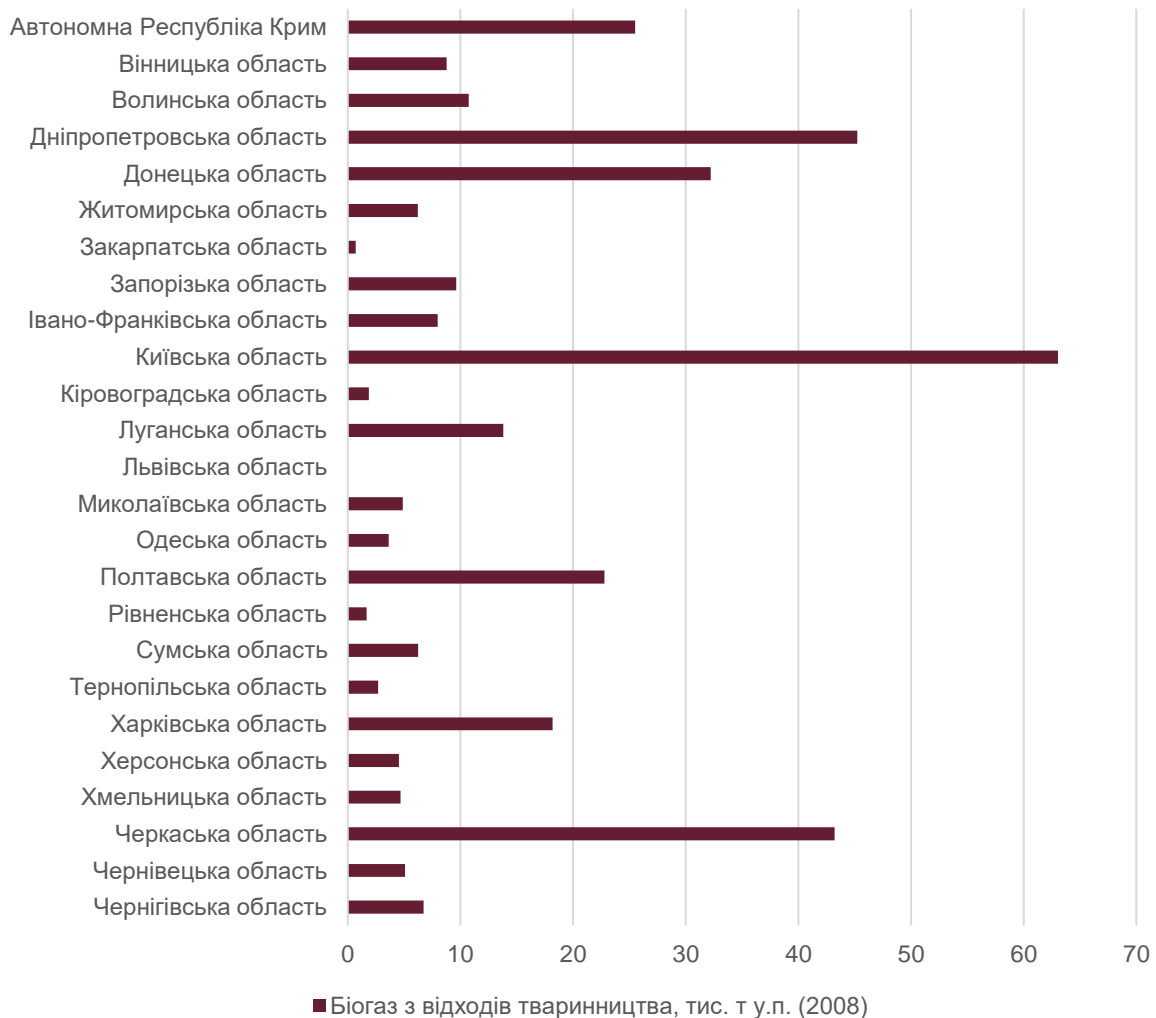
ДОДАТОК Д - ПОТЕНЦІАЛ ВДЕ

ПОТЕНЦІАЛ ВИРОБНИЦТВА БІОГАЗУ

Таблиця – Потенціал виробництва біогазу з відходів тваринництва, 2008 р.⁸⁹

ОБЛАСТЬ	БІОГАЗ З ВІДХОДІВ ТВАРИННИЦТВА, ТИС. Т У.П. (2008)		
	Теоретично можливий	Технічно досяжний	Економічно доцільний
Автономна Республіка Крим	121,88	88,03	25,5
Вінницька область	205,86	154,45	8,78
Волинська область	131,14	100,04	10,74
Дніпропетровська область	142,09	103,22	45,23
Донецька область	123,13	90,53	32,23
Житомирська область	139,09	104,9	6,22
Закарпатська область	92,44	71,51	0,7
Запорізька область	85,14	64,46	9,63
Івано-Франківська область	116,8	87,83	7,98
Київська область	164,65	117,82	63,06
Кіровоградська область	83,63	63,26	1,87
Луганська область	77,06	56,54	13,8
Львівська область	169,62	127,36	0
Миколаївська область	82,31	61,99	4,89
Одеська область	112,91	85,67	3,63
Полтавська область	157,38	119	22,79
Рівненська область	121,4	92,83	1,68
Сумська область	103,64	78,63	6,25
Тернопільська область	118,65	90,82	2,69
Харківська область	121,81	90,05	18,18
Херсонська область	81,62	62,01	4,53
Хмельницька область	156,74	119,62	4,69
Черкаська область	167,53	122,35	43,22
Чернівецька область	80,52	61,06	5,07
Чернігівська область	141,1	107,49	6,73
Всього	3098,14	2321,47	350,09

⁸⁹ Гелетука Г.Г., Железна Т.А., Жовмір М.М., Матвеев Ю.Б., Дроздова О.І. Інститут технічної теплофізики НАН України, Оцінка енергетичного потенціалу біомаси в Україні. Частина 2. Енергетичні культури, рідкі біопалива, біогаз. <http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/60302/09-GeletukhaNEW.pdf?sequence=1>



Рисунк – Потенціал виробництва біогазу з відходів тваринництва, 2008 р.

ПОТЕНЦІАЛ У СІЛЬСЬКОМУ ГОСПОДАРСТВІ

Таблиця – Потенціал первинних відходів сільського господарства, 2008 р.⁹⁰

ОБЛАСТЬ	ПОТЕНЦІАЛ ПЕРВИННИХ ВІДХОДІВ СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА, МЛН Т У.П. (2008)		
	ТЕОРЕТИЧНО МОЖЛИВИЙ	ТЕХНІЧНО ДОСЯЖНИЙ	ЕКОНОМІЧНО ДОЦІЛЬНИЙ
Автономна Республіка Крим	0,86	0,45	0,19
Вінницька область	2,44	1,48	0,91

⁹⁰ Гелетуха Г.Г., Железна Т.А., Жовмір М.М., Матвеев Ю.Б., Дроздова О.І. Інститут технічної теплофізики НАН України Оцінка енергетичного потенціалу біомаси в Україні. Частина 1. Відходи сільського господарства та деревна біомаса. <http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/60622/09-GeletukhaNEW.pdf?sequence=1>

ОБЛАСТЬ	ПОТЕНЦІАЛ ПЕРВИННИХ ВІДХОДІВ СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА, МЛН Т У.П. (2008)		
	ТЕОРЕТИЧНО МОЖЛИВИЙ	ТЕХНІЧНО ДОСЯЖНИЙ	ЕКОНОМІЧНО ДОЦІЛЬНИЙ
Волинська область	0,38	0,21	0,06
Дніпропетровська область	2,97	1,74	1,21
Донецька область	2,22	1,25	0,64
Житомирська область	0,66	0,42	0,2
Закарпатська область	0,21	0,13	0,07
Запорізька область	2,25	1,28	0,96
Івано-Франківська область	0,26	0,16	0,08
Київська область	1,71	1,04	0,61
Кіровоградська область	2,61	1,56	1,14
Луганська область	1,33	0,76	0,52
Львівська область	0,52	0,20	0,12
Миколаївська область	1,91	1,00	0,76
Одеська область	2,47	1,37	0,85
Полтавська область	3,23	2,02	1,3
Рівненська область	0,47	0,27	0,11
Сумська область	1,47	0,88	0,51
Тернопільська область	1,03	0,51	0,32
Харківська область	2,51	1,53	0,67
Херсонська область	1,61	0,9	0,56
Хмельницька область	1,22	0,73	0,48
Черкаська область	2,29	1,29	0,9
Чернівецька область	0,34	0,23	0,14
Чернігівська область	1,34	0,83	0,45
Всього	38,31	22,24	13,76

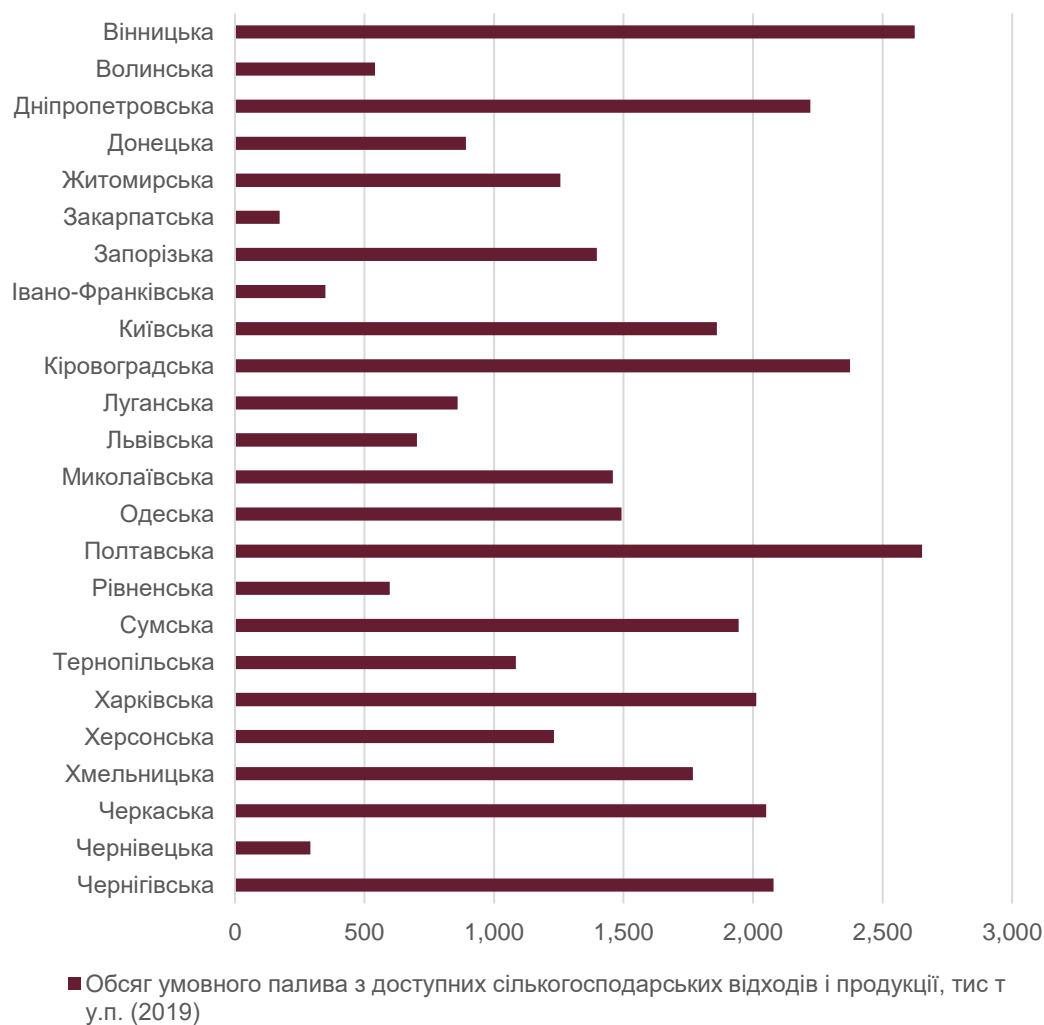


Рисунок – Потенціал первинних відходів сільського господарства, 2019 р.⁹¹

⁹¹ Григорук І. І. Оцінювання потенціалу розвитку біоенергетики в сільськогосподарських підприємствах. Регіональна економіка. 2020. №1(95). С. 165-171. DOI: <https://doi.org/10.36818/1562-0905-2020-1-18>

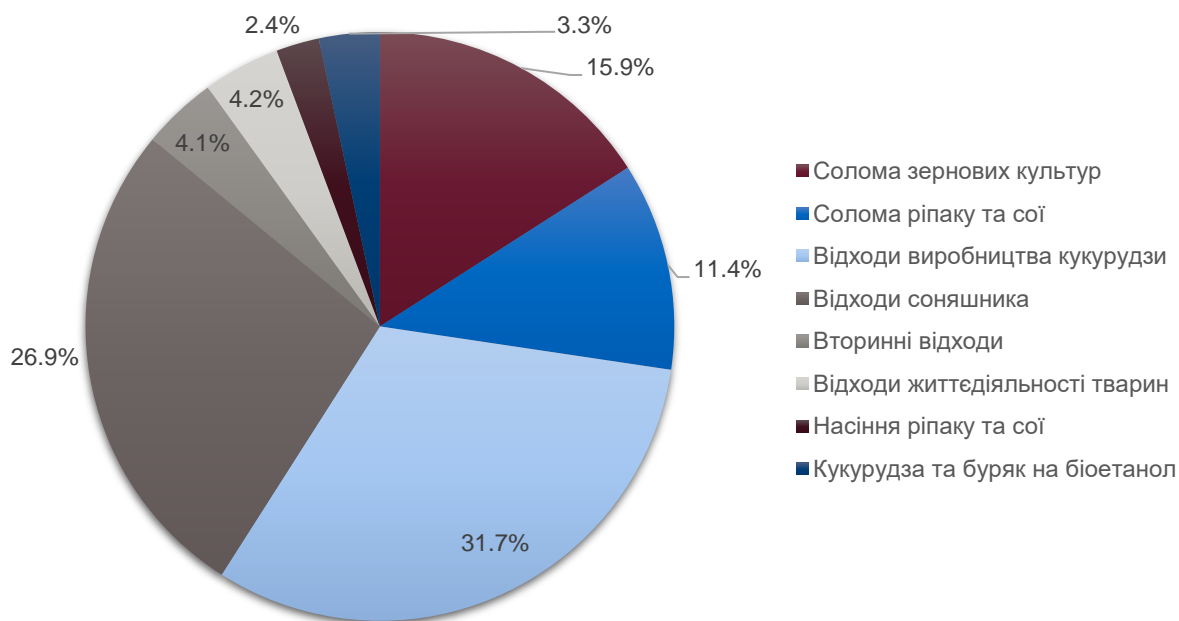


Рисунок - Структура потенціалу біомаси у сільському господарстві України у 2019 р.⁹²

Таблиця – Обсяг і структура умовного палива з доступних сільськогосподарських відходів і продукції по областях України за 2019 р.⁹³

ОБЛАСТЬ	СОЛОМА ЗЕРНОВИХ КУЛЬТУР	СОЛОМА РІПАКУ ТА СОЇ	ВІДХОДИ ВИРОБНИЦТВА КУКУРУДЗИ	ВІДХОДИ СОНЯШНИКА	ВТОРИННІ ВІДХОДИ	ВІДХОДИ ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТВАРИН	НАСІННЯ РІПАКУ ТА СОЇ	КУКУРУДЗА ТА БУРЯК НА БІОЕТАНОЛ	ВСЬОГО, ТИС. Т.У.П.	ПОТЕНЦІАЛ ЕНЕРГІЇ, ГКАЛ
Вінницька	336,2	288,0	1 070,3	506,2	96,1	146,3	59,7	120,9	2 623,7	18 365,9
Волинська	131,8	150,1	88,7	56,5	13,4	55,8	32,3	12,2	540,8	3 785,6
Дніпропетровська	378,7	216,0	459,5	866,7	120,0	86,4	49,2	44,9	2 221,4	15 549,8
Донецька	245,8	50,3	65,1	410,2	56,6	46,4	11,5	6,3	892,2	6 245,4
Житомирська	129,7	218,7	522,9	194,2	34,9	57,3	42,7	56,0	1 256,4	8 794,8
Закарпатська	15,2	9,1	84,8	4,8	0,7	48,1	1,5	8,2	172,4	1 206,8
Запорізька	433,2	141,0	55,6	610,6	84,2	35,0	31,4	5,4	1 396,4	9 774,8
Івано-Франківська	57,4	79,8	93,7	36,6	5,7	50,2	16,8	9,5	349,7	2 447,9
Київська	197,5	219,0	829,5	303,9	53,2	125,3	43,7	87,9	1 860,0	13 020,0
Кіровоградська	265,6	177,5	724,2	921,6	133,6	41,1	36,7	74,5	2 374,8	16 623,6

⁹² Григорук І. І. Оцінювання потенціалу розвитку біоенергетики в сільськогосподарських підприємствах. Регіональна економіка. 2020. №1(95). С. 165-171. DOI: <https://doi.org/10.36818/1562-0905-2020-1-18>

⁹³ Григорук І. І. Оцінювання потенціалу розвитку біоенергетики в сільськогосподарських підприємствах. Регіональна економіка. 2020. №1(95). С. 165-171. DOI: <https://doi.org/10.36818/1562-0905-2020-1-18>

Луганська	168,9	-	83,0	514,9	71,0	13,7	-	8,1	859,6	6 017,2
Львівська	164,3	199,9	137,4	43,5	14,3	82,7	42,1	18,7	702,9	4 920,3
Миколаївська	352,7	153,0	152,7	636,3	87,7	27,1	34,8	14,8	1 459,1	10 213,7
Одеська	423,0	288,9	183,7	414,8	57,2	40,7	65,8	17,8	1 491,9	10 443,3
Полтавська	208,1	142,2	1 382,4	585,9	95,7	68,3	25,6	143,9	2 652,1	18 564,7
Рівненська	105,9	121,2	209,1	46,6	14,0	50,2	25,0	25,2	597,2	4 180,4
Сумська	163,5	119,5	971,5	464,9	64,1	44,5	22,1	94,3	1 944,4	13 610,8
Тернопільська	241,4	257,1	278,4	129,0	33,7	53,3	53,7	37,3	1 083,9	7 587,3
Харківська	409,8	36,0	443,1	885,8	125,5	60,6	6,9	45,2	2 012,9	14 090,3
Херсонська	322,9	258,4	111,5	383,6	52,9	38,5	52,4	10,8	1 231,0	8 617,0
Хмельницька	271,7	360,0	556,3	307,2	61,2	73,3	71,6	66,2	1 767,5	12 372,5
Черкаська	191,8	190,8	955,3	403,1	61,0	113,9	38,7	96,2	2 050,8	14 355,6
Чернівецька	39,6	67,1	107,6	20,5	2,8	30,5	12,6	10,5	291,2	2 038,4
Чернігівська	149,9	128,8	1 175,9	379,1	55,2	48,9	25,4	116,1	2 079,3	14 555,1
Всього	5 404,6	3 872,4	10 742,2	9 126,5	1 394,7	1 438,1	802,2	1 130,9	33 911,6	237 381,2

ПОТЕНЦІАЛ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Таблиця - Сонячна інсоляція та обсяги генерації по регіонах

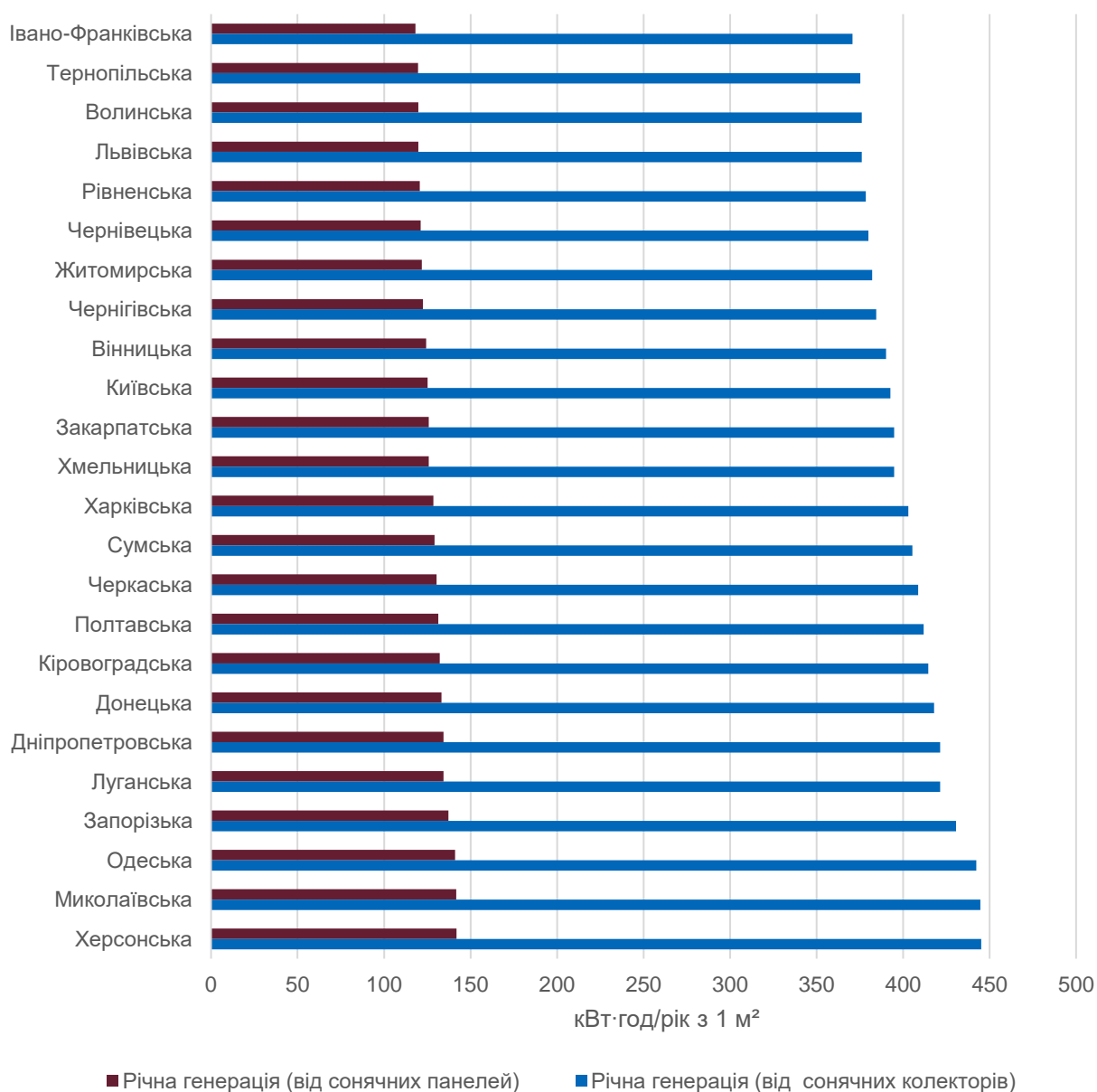
ОБЛАСТЬ	РІЧНА КІЛЬКІСТЬ СОНЯЧНОЇ ІНСОЛЯЦІЇ, КВТ·ГОД/М ² ⁹⁴	РІЧНА ГЕНЕРАЦІЯ (ВІД СОНЯЧНИХ ПАНЕЛЕЙ), КВТ·ГОД/М ² ⁹⁵	РІЧНА ГЕНЕРАЦІЯ (ВІД СОНЯЧНИХ КОЛЕКТОРІВ), КВТ·ГОД/М ² ⁹⁶
Вінницька	1231	124,3	390,1
Волинська	1187	119,9	376,2
Дніпропетровська	1330	134,3	421,5
Донецька	1319	133,2	418,0
Житомирська	1206	121,8	382,2
Закарпатська	1246	125,8	394,9
Запорізька	1359	137,3	430,7
Івано-Франківська	1170	118,2	370,8
Київська	1239	125,1	392,6
Кіровоградська	1308	132,1	414,5
Луганська	1330	134,3	421,5
Львівська	1187	119,9	376,2
Миколаївська	1403	141,7	444,6
Одеська	1396	141,0	442,4
Полтавська	1300	131,3	412,0
Рівненська	1194	120,6	378,4

⁹⁴ БУДІВЕЛЬНА КЛІМАТОЛОГІЯ ДСТУ-Н Б В.1.1 -27:2010 Міністерство регіонального розвитку та будівництва України

⁹⁵ розрахований

⁹⁶ розрахований

ОБЛАСТЬ	РІЧНА КІЛЬКІСТЬ СОНЯЧНОЇ ІНСОЛЯЦІЇ, КВТ·ГОД/М ² ⁹⁴	РІЧНА ГЕНЕРАЦІЯ (ВІД СОНЯЧНИХ ПАНЕЛЕЙ), КВТ·ГОД/М ² ⁹⁵	РІЧНА ГЕНЕРАЦІЯ (ВІД СОНЯЧНИХ КОЛЕКТОРІВ), КВТ·ГОД/М ² ⁹⁶
Сумська	1279	129,2	405,3
Тернопільська	1184	119,6	375,2
Харківська	1272	128,5	403,1
Херсонська	1405	141,9	445,2
Хмельницька	1246	125,8	394,9
Черкаська	1290	130,3	408,8
Чернівецька	1199	121,1	380,0
Чернігівська	1213	122,5	384,4
Середнє значення	1277	128,3	402,6



Рисунок– Обсяги генерації енергії від колекторів та сонячних панелей по регіонах

ДОДАТОК Е - ПОТЕНЦІЙНІ ВИРОБНИКИ ОБЛАДНАННЯ

№	ПЕРСПЕКТИВНІ ПРОЄКТИ	ПОТЕНЦІЙНІ ВИКОНАВЦІ/ПОСТАЧАЛЬНИКИ	ВЕБСАЙТ
1	Заміна газового котла на більш ефективний	BUDERUS Viessmann Колві	http://buderus.co.ua https://www.viessmann.ua https://kolvi.org.ua
2	Заміна газового котла на твердопаливний	Altep Gefest-profi John Greaves KRAFT Kriger	https://altep.ua https://gefest-kotel.com.ua https://jgenergy.com.ua https://zavod-kraft.com https://kriger.com.ua
3	Зменшення потужності котельні	BUDERUS Viessmann Колві Altep Gefest-profi John Greaves KRAFT Kriger	http://buderus.co.ua https://www.viessmann.ua https://kolvi.org.ua https://altep.ua https://gefest-kotel.com.ua https://jgenergy.com.ua https://zavod-kraft.com https://kriger.com.ua
4	Встановлення теплоутилізатора	LaTerm Enerstena Аспіт Wenta	https://economizer.com.ua/ua https://www.enerstena.lt/ua https://aspit.in.ua https://venta.com.tr/uk/our-products-uk/economizer-uk-42
5	Встановлення когенераційної установки	GES Zeppelin Power Systems Viessmann Енергосистеми Луджер	http://ges-ukraine.com/ https://power-ua.com/products/gas-generator-sets/ https://www.viessmann.ua/ http://www.esludger.com.ua/
6	Заміна теплоізоляції на попередньо ізольовані	Фаворит Ельпласт Mida Energy	https://trubu.com.ua/ https://elplast.com.ua/ https://mida-energy.com.ua/
7	Теплоізоляція існуючих теплоізоляцій	Трейдіхол Energy STK БКФ УКРСТК МЕТІНВЕСТ	https://izol.in.ua/ http://ukrstk.com.ua/ https://teplo-stk.com/ https://metinvest-smc.com/ua
8	Встановлення частотного перетворювача на димосос та/або вентилятор	СВ Альтера Danfoss Siemens Vencon	https://svalterazp.com.ua/ https://www.danfoss.com/uk-ua/ https://new.siemens.com/ua/uk.html https://vencon.ua/
9	Встановлення частотного перетворювача на насоси	СВ Альтера Danfoss Siemens	https://svalterazp.com.ua/ https://www.danfoss.com/uk-ua/ https://new.siemens.com/ua/uk.html
10	Заміна насоса	Wilo Grundfos	https://wilo.com/ua/uk/ https://www.grundfos.com/ua

№	ПЕРСПЕКТИВНІ ПРОЄКТИ	ПОТЕНЦІЙНІ ВИКОНАВЦІ/ПОСТАЧАЛЬНИКИ	ВЕБСАЙТ
11	Встановлення чи модернізація системи погодного регулювання	Danfoss Siemens	https://www.danfoss.com/uk-ua/ https://new.siemens.com/ua/uk.html
12	Використання теплоакumuлюючих установок для керування попитом споживання електричної енергії	ТЕПЛОБАК BUDERUS	https://www.teplobak.com.ua http://buderus.co.ua
13	Використання повітряних теплових насосів	Hitachi Cooper&Hunter BUDERUS Mitsubishi	https://hitachi-ukraine.com.ua https://cooperandhunter.ua http://buderus.co.ua http://www.mitsubishielectric.com.ua/zubadan.html